



UNIVERSIDADE CATÓLICA PORTUGUESA

Faculdade de Direito da Universidade Católica Portuguesa - Escola de Lisboa

Faculdade de Ciências Económicas e Empresariais - Lisbon School of Business and Economics



UNIVERSIDADE
CATÓLICA
PORTUGUESA | **FACULDADE
DE DIREITO**
ESCOLA DE LISBOA



**CATÓLICA
LISBON**
SCHOOL OF BUSINESS & ECONOMICS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO
MESTRADO EM DIREITO E GESTÃO

«Liberalização do Sector Eléctrico português: desenvolvimentos do mercado de electricidade e tutela de expectativas legítimas num Estado de Direito Democrático »

Orientação:

Professor Doutor Pedro Machete (orientador)

Professor Doutor Pedro Verdelho (co-orientador)

Autoria:

Miguel Lomba

30 de Abril de 2014

Agradecimentos

Dedico este trabalho aos meus avós.

Agradeço os meus pais pelo suporte material que proporcionaram no período de elaboração do mesmo.

Um especial agradecimento aos meus orientadores, pelas entrevistas concedidas, esclarecimentos prestados bem como sugestões proporcionadas na realização do trabalho;

À instituição a que pertença - a Faculdade de Direito da Universidade Católica Portuguesa - por me ter proporcionado a oportunidade de encarar este desafio, com sentido humanista;

À Biblioteca da Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa, pelo abundante repositório bibliográfico disponibilizado para consulta.

E A Deus, por quem me deixo surpreender a cada dia.

Índice remissivo

ACER - Agência para a Cooperação e a Regulação de Energia

AT - Alta Tensão

BT - Baixa Tensão

BTE - Baixa Tensão Especial

BTN - Baixa Tensão Normal

CAE - Contratos de Aquisição de Energia

CMEC - Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual

CMVM - Comissão de Mercados de Valores Mobiliários

CNE - Comissão Nacional de Energia

CNMV - Comissão Nacional de Mercado de Valores

CTC - *Competition Transition Charges*

CPA - Código do Procedimento Administrativo

CPTA - Código de Processo nos Tribunais Administrativos

DGEG - Direcção Geral de Energia e Geologia

DL - Decreto-Lei

EDP - Electricidade de Portugal, S.A.

ENTSO-E - *European Network of Transmission System Operators for Electricity*

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

FER - Fontes de Energia Renovável

MAT - Muito Alta Tensão

MEI - Mercado Europeu de Electricidade

MIBEL - Mercado Ibérico da Energia Eléctrica

MT - Média Tensão

OMI - Operador de Mercado Ibérico

OMIE - Operador de Mercado Ibérico, polo espanhol

OMIP - Operador de Mercado Ibérico, polo português

PE - Parlamento Europeu

VPP - leilões virtuais de capacidade

WACC - *Weighted Average Cost of Capital*

RCM - Resolução do Conselho de Ministros

REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

REORT - Rede Europeia dos Operadores da Rede de Transporte de Electricidade

RND - Rede Nacional de Distribuição

RNT - Rede Nacional de Transporte

SEN - Sistema Eléctrico Nacional

SEP - Sistema Eléctrico de Serviço Público

Índice

Introdução.....	6 - 8
I - Liberalização do sector eléctrico.....	9 - 31
1. Enquadramento histórico-legislativo do sector.....	9 - 12
2. Os três pacotes energéticos	13 - 17
a) Primeiro pacote energético.....	13 - 14
b) Segundo pacote energético.....	14 - 15
c) Terceiro pacote energético.....	15 - 17
3. Segmentos não liberalizados: transporte e distribuição.....	17 - 20
a) Transporte.....	17 - 18
b) Distribuição.....	19 - 20
4. Segmentos liberalizados: produção, comercialização, operadores de mercado.....	20 - 24
a) Produção.....	20 - 21
b) Comercialização.....	21 - 23
i) Comercializador de energia eléctrica.....	22 - 23
ii) Comercializador de último recurso.....	23
c) Operadores de mercado.....	23 - 24
5. MIBEL.....	24 - 31
a) Noção e breve cronologia.....	24 - 25
b) Acordo de Santiago de Compostela (Outubro de 2004).....	25 - 29
c) Últimos desenvolvimentos do MIBEL.....	30 - 31

II - Regulação Eléctrica.....	32 - 44
1. Afirmação da regulação independente.....	32 - 37
a) Origens.....	32 - 33
b) Finalidade.....	33 - 34
c) Objecto de regulação.....	34 - 36
i) Superação do modelo existente.....	35
ii) Regime de regulação para a eficiência e crítica.....	35 - 36
d) Controlo e fiscalização.....	36 - 37
e) Responsabilidade civil dos reguladores.....	37
2. Regulação do sector eléctrico português.....	37 - 44
a) Incumbências da DGEG.....	38 - 39
b) Incumbências da ERSE.....	39 - 44
i) Funções.....	39 - 40
ii) Competências.....	40 - 41
iii) Orgânica.....	41 - 44
III - Custos de Transição para a Concorrência.....	45 - 54
1. Cessação antecipada dos Contratos de Aquisição de Energia: contexto de surgimento dos CMEC's.....	45 - 47
2. Recentes problemáticas na composição dos CMEC: soluções adoptadas..	48 - 54
Reflexão final e Conclusão.....	55 - 60
BIBLIOGRAFIA.....	61 - 67
ANEXOS.....	68 - 82
ANEXO A	68 - 79
ANEXO B.....	80 - 82

Introdução

No contexto da aplicação das reformas estruturais previstas no Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades de Política Económica¹, o sector eléctrico português tem vindo a ser alvo de sucessivas modificações preparando-se para funcionar em regime de mercado liberalizado. Espera-se através desta abertura do sector à concorrência concretizar um mercado interno de electricidade europeu.

No entanto, de momento têm surgido entraves à plena concretização deste objectivo por variadas razões: problemas no acesso à rede - em particular de terceiros - de forma não discriminatória²; dificuldades numa aplicação harmonizada de regras de supervisão do sector eléctrico nos diferentes Estados-Membros³; questões ligadas à natureza de bem essencial que constitui a electricidade para o abastecimento dos consumidores⁴; combate ao abuso de posições dominantes no sector etc.

Todas estas questões constituem um desafio à sustentabilidade do sector eléctrico nos Estados Membros da União Europeia, a que Portugal não está isento. Na nossa investigação procuraremos compreender como o sector eléctrico português tem procurado conciliar as novas *exigências regulatórias* com situações jurídicas previamente constituídas tendo em vista a preservação do equilíbrio do sistema.

Mas antes de proceder à indicação estruturada das componentes do nosso trabalho, justifica-se fazer uma referência às singularidades do sector eléctrico, distinto face a outras actividades objecto de regulação: trata-se duma indústria em rede, sujeita às «leis da física»⁵, tendo a electricidade ter que ser transportada em continuidade desde a fonte de geração até ao destino de consumo, o que gera custos apreciáveis⁶. Por sua vez, as «leis da física» explicam que o sector - quanto à rede de transporte - se enquadre como um monopólio natural: a exploração por um único operador em regime de

¹ Assinado a 17 de Maio de 2011 entre o Estado português, o Banco Central Europeu e a Comissão Europeia - doravante designado por «Memorando de Entendimento»

² Ver Considerandos (4), (26), (32), da Directiva 2009/72/CE do PE e do Conselho de 13 de Julho de 2009.

³ Ver Considerandos (36) (37) (38) da Directiva 2009/72/CE do PE e do Conselho de 13 de Julho de 2009.

⁴ Ver Considerandos (46) (50) (53) da Directiva 2009/72/CE do PE e do Conselho de 13 de Julho de 2009.

⁵ Queremos com isto referir as duas "Leis de Kirchhoff": (1) *Lei das Correntes ou Lei dos Nós* (que diz que a electricidade não pode ser armazenada, salvo em pequenas quantidades e a custos elevados); (2) *Lei das Tensões ou Lei das Malhas* (que reconhece a impossibilidade de individualização da origem de electricidade)

⁶ Refira-se entre outros, o custo de montar as estruturas físicas da rede de transporte e de distribuição, de assegurar a sua operacionalidade técnica, a ligação contínua da rede com o operador de sistema

exclusivo em vez do modelo concorrencial apresenta-se como economicamente mais eficiente, tendo em conta que a multiplicação das estruturas físicas da rede de transporte eléctrica é uma solução tecnicamente possível mas excessivamente onerosa.

Por último, refira-se que o sector eléctrico caracteriza-se pela sua sujeição a constantes mutações, com impacto imediato no funcionamento do mercado eléctrico: seja por razões *conjunturais* (onde um encarecimento acentuado de matérias-primas pode levar a problemas na segurança de abastecimento, provocando crises energéticas⁷); seja por motivos *estruturais* (surgimento de inovações tecnológicas, permitindo a diminuição dos custos de geração eléctrica, face a outras tecnologias disponíveis⁸).

Feitas estas notas, cumpre-nos colocar as seguintes questões: quais os *principais avanços travados na liberalização* do sector eléctrico e qual o *impacto destas reformas* sobre o SEN? Qual o *papel de entidades reguladoras independentes* no funcionamento deste mercado concorrencial? Como têm sido conciliadas *expectativas legítimas de incumbentes do sector em face do processo de liberalização*?

Procuraremos na investigação responder a estas contendas, seguindo uma ordenação sistemática, em três partes.

Numa primeira parte, será analisado o processo de *liberalização do sector eléctrico*, onde procuramos identificar os principais avanços travados: começando com um enquadramento histórico do sector, passando pela referência aos "*três pacotes energéticos*" com vista à constituição de um MEI a regras harmonizadas; continuamos com a organização actual do SEN, identificando *segmentos liberalizados e não liberalizados*; por fim, serão explorados os desenvolvimentos recentes que têm operado no *MIBEL*.

Uma segunda parte, referente à *estruturação regulatória* do sector, onde destacaremos a afirmação de um modelo regulatório assente em *entidades reguladoras independentes*. Após tecer algumas considerações sobre as suas *origens e propósitos*,

⁷ Crises energéticas associadas a problemas de abastecimento de combustíveis - nomeadamente de origem fóssil - desencadeados na sequência de várias crises petrolíferas de: entre outras, a de 1956 (bloqueio do Canal de Suez), 1973 (embargo comercial praticado por alguns países membros da OPEP), 1979 (Instabilidade política no Irão),

⁸ Caso da tecnologia de turbinas de gás de ciclo combinado, que permitiu a redução de custos de geração eléctrica face a outras tecnologias disponíveis.

iremos ver como a regulação independente se manifesta nas *funções e incumbências das entidades reguladoras* do sector eléctrico português, designadamente a *DGEG* e a *ERSE*.

Finalmente, uma terceira parte, centrada nos *custos de transição para a concorrência*, como meio prévio à concretização *efectiva* dum mercado liberalizado de electricidade. Nesta parte, iremos explorar de que forma o sistema jurídico tem procurado *conciliar* as *reformas liberalizadoras* com *expectativas legítimas de incumbentes históricos* do sector, em particular no que diz respeito às *remunerações compensatórias* e à *preservação do equilíbrio do sistema*.

Concluiremos o trabalho sintetizando a investigação realizada, esperando através dos contributos prestados incentivar mais aprofundamentos neste sector estratégico para a realidade nacional.

I - Liberalização do sector eléctrico

1. Enquadramento histórico-legislativo do sector

Historicamente podemos identificar vários momentos legislativos na estruturação do SEN.

Na linha das investigações conduzidas por SUZANA TAVARES⁹, as primeiras normas no sector eléctrico em Portugal remontam à *Lei da Organização dos Correios, Telégrafos, Telefones e Fiscalização das Indústrias Eléctricas* de 24 de Maio de 1911, o primeiro documento normativo oficial sobre a produção e fornecimento de energia eléctrica no país.

Surge depois a *Lei da Electrificação do País* (Lei nº 2002, de 26 de Dezembro de 1944) que aprovou as bases que passaram a definir o SEN, onde num quadro pós-guerra o Estado abandonou uma posição de regulador-mínimo para passar a ter uma posição mais interventiva na economia.

Esta maior intervenção do Estado traduziu-se na manutenção do sistema de concessões, atribuindo-lhes carácter de utilidade pública, reservando-se para o Estado os poderes de promover e auxiliar a instalação de centrais produtoras, através da concessão de créditos bem como da isenção de direitos de importação sobre máquinas, utensílios e outros materiais necessários que não pudessem ser obtidos na indústria nacional.

Em 1960, foram introduzidas *alterações à Lei da Electrificação* (pelo DL nº 43 335, de 19 de Novembro de 1960) que visavam explicitar os princípios e regras fundamentais de produção e transporte de electricidade, assumindo o Estado a electrificação do país como uma política central.

Com o *DL nº 205-G/75, de 16 de Abril* foram nacionalizadas as empresas produtoras de energia eléctrica com a transferência para o Estado de todos os serviços e instalações existentes em território nacional, o que determina o fim do modelo das concessões de serviço público, passando a vigorar em Portugal um regime de monopólio cometido a uma empresa pública¹⁰, em regime de exclusivo, confirmado pela *Lei nº 46/77, de 8 de Julho*.

⁹ TAVARES DA SILVA, Suzana, *Direito da energia*, Coimbra: Coimbra Editora, 2011, págs. 73 e ss.

¹⁰ A *Electricidade De Portugal - E.P.* (EDP) criada pelo DL nº 502/76, de 30 de Junho

Depois, na sequência da RCM n.º 213-A/80, de 9 de Junho foi aprovada a RCM n.º 112/82, de 14 de Julho¹¹ com vista a estabelecer uma solução compromissória no diferendo entre Estado e municípios no âmbito da distribuição de energia eléctrica em BT, sendo necessário compatibilizar o regime jurídico de monopólio público de empresa pública com os direitos das autarquias locais (que tinham a seu cargo há vários anos a actividade de distribuição em BT). Estabeleceram-se deste modo princípios que apontavam para a concessão pelas autarquias dos serviços de distribuição à EDP.

Posteriormente, o DL n.º 262/84, de 1 de Agosto permitiu que o Governo pudesse cometer à EDP por acto unilateral a distribuição de energia em BT na área dos municípios que não cumprissem as obrigações do tarifário aprovado e fossem devedoras à EDP. Foi deste modo aprovada a RCM n.º 42/86, de 23 de Maio, determinando quais os casos em que a EDP assumiria - por decisão governamental - a distribuição de energia eléctrica em BT¹².

Por último, com o início do processo de privatização e liberalização, a organização do sector padecia novas modificações, constituindo um marco histórico fundamental do período o pacote legislativo de 1995, onde se incluíam o DL n.º 182/95, de 27 de Julho; o DL n.º 183/95, de 27 de Julho; o DL n.º 184/95, de 27 de Julho; o DL n.º 185/95, de 27 de Julho; o DL n.º 187/95, de 27 de Julho; e o DL n.º 188/95, de 27 de Julho.

Feito este enquadramento histórico-legislativo do sector, SUZANA TAVARES indica que "esta passagem em termos económicos de sectores públicos tradicionais (monopólios naturais) para o mercado implicou não só o levantamento de barreiras jurídicas à iniciativa privada, mas também uma *actividade reguladora complementar* a quem se exigia não somente a garantia do bom funcionamento do mercado mas antes e *previamente o próprio desmantelamento efectivo dos monopólios naturais*"¹³, visando-se a desagregação das actividades de fileira eléctrica.

¹¹ RCM a que o DL n.º 344-B/82, de 1 de Setembro veio dar execução

¹² Esta solução suscitou quezílias quanto à sua conformidade com a Constituição, embora a doutrina se tenha pronunciado no sentido da sua constitucionalidade (c.f. VIEIRA DE ANDRADE, José Carlos, *Distribuição pelos municípios da energia eléctrica de baixa tensão*, in *Colecânea de Jurisprudência*, ano 14 (1989), I, p. 18 [17-29]

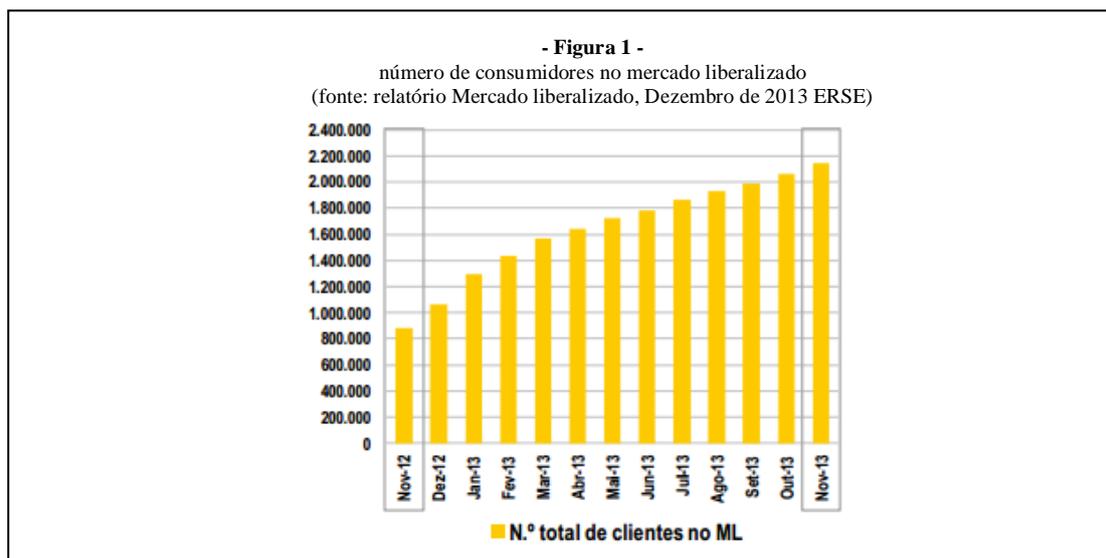
¹³ TAVARES, S., *ob. cit.*, p. 76

É neste contexto que se inserem as reformas liberalizadoras do sector eléctrico, tendo em vista a constituição progressiva de um MEI, com regras harmonizadas. Mas antes de mais, é necessário compreender qual a teleologia subjacente ao processo de liberalização eléctrica: *o que se pretende afinal?*

Com a liberalização e a construção do MEI, espera-se *promover a eficiência* do sector eléctrico através do *aumento da concorrência*, com reflexo nos *preços* praticados e na *melhoria da qualidade do serviço* prestado, contribuindo para uma *maior satisfação* dos consumidores de energia eléctrica.

Este processo desenrola-se progressivamente ao longo de várias fases entre 1985-2006, tendo começado com os clientes de maiores consumos e níveis de tensão mais elevados: iniciou-se em 1995, para os grandes consumidores industriais tendo sido sucessivamente alargado a todos os consumidores em MAT, AT, MT e BTE (potência contratada > 41,4 KW).

Actualmente, o número de consumidores no mercado liberalizado é o seguinte:



Depois, desde 4 de Setembro de 2006 - antecipando o cumprimento da Directiva n.º 2003/54/CE¹⁴ - a totalidade dos consumidores eléctricos de Portugal Continental (cerca de 5,6 milhões de clientes) passaram a poder escolher *livremente* o seu fornecedor de energia eléctrica¹⁵. Ainda, a partir de 1 de Janeiro de 2011 (com a

¹⁴ Directiva que estabelece que a partir de 1 de Julho de 2007 todos os clientes de energia eléctrica poderão escolher livremente o seu fornecedor de energia eléctrica.

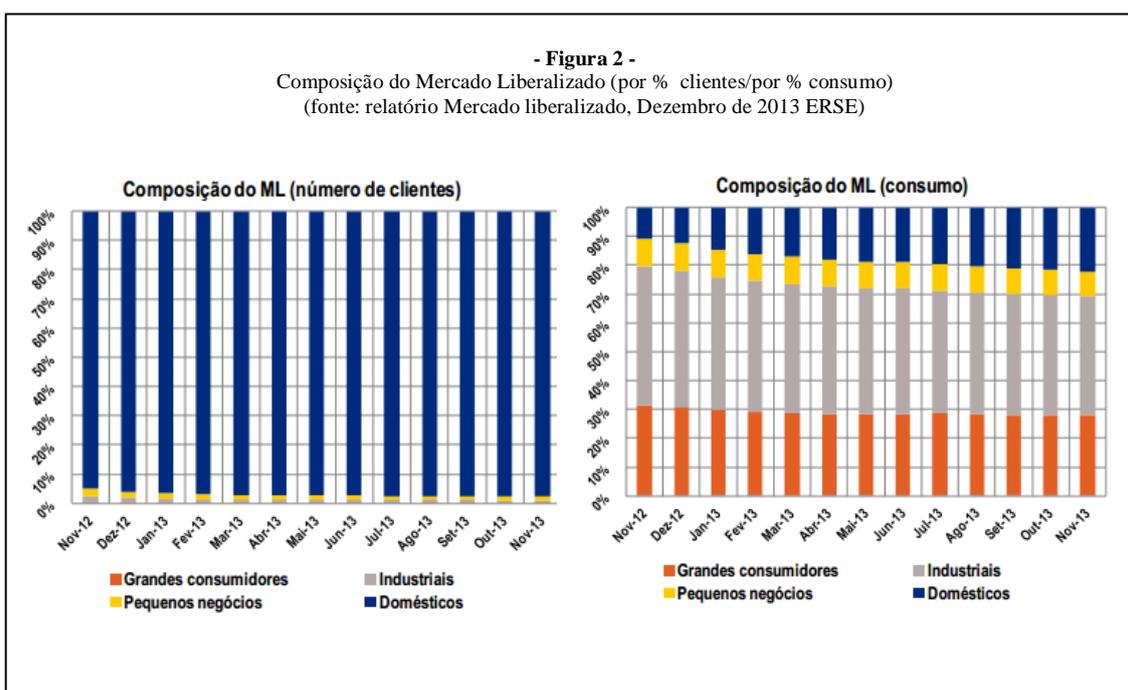
¹⁵ Este direito de eleição do fornecedor de electricidade pelo consumidor está actualmente contemplado no art. 53º nº1 do DL nº 215-A/2012, de 8 de Outubro.

publicação do DL n.º 104/2010) inicia-se o processo de *extinção das tarifas reguladas* de venda de electricidade, começando pelos clientes, no território continental com consumos em MAT, AT, MT e BTE.

Por fim, a *extinção das tarifas reguladas em BTN* ocorreu em dois momentos. Primeiro, dia 1 de Julho de 2012 para os consumidores de electricidade com potência contratada igual e acima dos 10,35 kVA (pequenas empresas e os grandes agregados familiares), com um *período transitório* de 2 anos até final de 2014. Depois, dia 1 de Janeiro de 2013 acabaram as tarifas para todos os restantes consumidores de electricidade, com potência contratada até 10,35 kVA (pequenos consumidores), com um *período transitório* de 3 anos até final de 2015.

Através deste período transitório reforça-se o carácter *progressivo* da introdução do sistema concorrencial, prevendo-se que todos os consumidores de energia eléctrica mudem para um comercializador de mercado. Durante a vigência do período transitório, os consumidores poderão manter-se no mercado regulado, ficando nesse caso sujeitos à *disciplina tarifária* (nomeadamente, as **actualizações trimestrais das tarifas transitórias** efectuadas pela ERSE).

Por último quanto à composição dos Mercado Liberalizado, por percentagem (%) de clientes e por consumo, veja-se a figura a seguir:



2. Os três pacotes energéticos

PEDRO GONÇALVES¹⁶ refere que no âmbito de «um clima ideológico propício e dos efeitos de progresso tecnológico»¹⁷, se instala progressivamente uma «tendência para a liberalização do tradicional "monopólio de serviço público" que se impôs em todas as actividades do sector eléctrico (por força do monopólio natural representado por uma infraestrutura em rede)».

O mesmo autor continua por mencionar a importância que as instituições da UE tiveram «na dinamização do processo liberalizador e na definição jurídica final do sector eléctrico¹⁸», com uma «implementação generalizada de um modelo regulatório *standard*» e uma «regulação de *market building*, de carácter pró-concorrencial¹⁹, articulada com objectivos sociais, de serviço universal e amparada pelo modelo institucional das autoridades reguladoras, mais ou menos independentes ou desgovernamentalizadas e especializadas na monitorização e supervisão do mercado eléctrico²⁰».

Este processo impulsionador das instituições da UE no processo de liberalização eléctrica está patente nos três pacotes energéticos que iremos referir.

a) Primeiro pacote energético

Segundo SUZANA TAVARES, o *primeiro pacote energético* - no qual se inclui a **Directiva 96/92/CE**, do PE e do Conselho de 19 de Dezembro de 1996, tem como principais preocupações «garantir a separação (*unbundling*) contabilística e jurídica» das actividades eléctricas, abrindo o sector à concorrência²¹ - o que obrigou à fragmentação dos monopólios naturais, assentes em empresas verticalmente integradas, sem prejuízo de um grupo de empresas poder continuar a actuar em todas as actividades

¹⁶ GONÇALVES, Pedro, *ob. cit.*, págs. 73-75

¹⁷ Em particular, com o desenvolvimento das centrais de produção de ciclo combinada, com a geração de calor e electricidade (turbogás)

¹⁸ SALA ATIENZA, Pascual, *ob. cit.*, p. 263-281.

¹⁹ LIBERATI, Eugenio Bruti, *ob. cit.*, p. 35 e segs.

²⁰ GONÇALVES, P., *ob. cit.*, p. 75

²¹ NADIA-CHEBEL HORSTMANN, *ob. cit.*, pp. 31-50

-, o acesso de terceiros à rede (*essential facilities*) e a criação de um sistema de autorizações para novas instalações de produção²²».

A investigadora refere depois a situação portuguesa da época, onde «apenas contando com a EDP como operador no sector eléctrico, Portugal separou daquela empresa a propriedade da rede de transporte de electricidade, concessionando-a a uma empresa de capitais inteiramente públicos constituída *ex novo* para o efeito (a **REN**)». Na opinião da referida autora, este processo «*ab initio* permitiu maiores garantias em matéria de transportes, na ligação e acesso à rede²³».

b) Segundo pacote energético

- Após uma fase de transição²⁴, foi aprovado o segundo pacote energético europeu em 2003. SUZANA TAVARES explica que «trata-se de um conjunto de alterações que começaram a ser preparadas na década de 90 (...) revelando uma influência originária dos *movimentos ambientais* entretanto reforçados (Conferência do Rio, 1992 e Quioto, 1997), bem como *reflexo das dificuldades políticas* no acesso às fontes energéticas primárias»²⁵.

A autora conclui que «estas referências determinaram a consagração de duas linhas de ação complementares (...) por um lado a necessidade de *promover o desenvolvimento do uso de FER na produção de electricidade*²⁶ (...) por outro lado, *acelerar a implementação dos mercados dos produtos energéticos e respectivas trocas transfronteiriças*, de modo a torná-los mais eficientes e a otimizar as capacidades de produção eléctrica no território dos Estados-membros».

Estes desideratos foram alcançados, no que se refere ao sector eléctrico, com a **Directiva 2003/54/CE, de 23 de Junho** e com o **Regulamento (CE) 1228/2003**. Enquanto que a Directiva 2003/54/CE, de 23 de Junho apostou no «aprofundamento do

²² TAVARES, S., *ob. cit.*, p. 33

²³ *idem*

²⁴ Com destaque para a implantação de um MIBEL que iremos analisar oportunamente; nesta fase integram-se igualmente o DL n.º 184/2003, de 20 de Agosto; o DL n.º 185/2003, de 20 de Agosto; o DL n.º 192/2004, de 17 de Agosto; o DL n.º 240/2004 de 27 de Dezembro

²⁵ TAVARES, S., p. 80, *idem*

²⁶ Em particular: a Directiva 2001/77/CE, de 27 de Setembro, relativa ao apoio aos produtores de electricidade que usassem **FER**; a Directiva 2003/30/CE, de 17 de Maio sobre a promoção do uso de **biocombustíveis** no sector dos transportes; a Directiva 2004/8/CE, de 11 de Fevereiro, relativa ao fomento da **co-geração**

unbundling, na liberalização da produção, na designação de um fornecedor de último recurso para garantir o serviço essencial e no acesso regulado à rede através de tarifas²⁷», o Regulamento (CE) 1228/2003 estabeleceu «regras relativas às condições de acesso às redes de transporte para o comércio transfronteiriço de electricidade²⁸»

c) Terceiro pacote energético

Num estágio mais avançado do processo de liberalização surge um "terceiro pacote" que inclui a **Directiva 2009/72/CE, de 13 de Julho**, revogando a Directiva 2003/54/CE. Na óptica de SUZANA TAVARES, esta compilação «insiste no aprofundamento do *unbundling*, contemplando algumas medidas de protecção à produção local bem como à protecção dos clientes vulneráveis²⁹». A autora refere ainda neste compêndio o **Regulamento (CE) 713/2009, de 13 de Julho de 2009**, que institui a Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia e o **Regulamento (CE) 714/2009, de 13 de Julho de 2009** que estabelece as condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço e institui a Rede Europeia dos Operadores da Rede de Transporte de Electricidade (REORT - electricidade).

Embora a Directiva 2009/72/CE revogue a Directiva 2003/54/CE, em verdade acaba por estatuir regras mais avançadas em vários domínios: *obrigações de serviço universal* (art. 3º n.ºs 3, 15; art. 36º h), protecção de *clientes economicamente vulneráveis* (art. 3º n.º 7), mecanismo independente³⁰ para o *tratamento eficiente de reclamações e a resolução extrajudicial* de litígios (art. 3º n.º 13), *promoção da cooperação entre Estados, entidades reguladoras e Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia*³¹ para criar um mercado interno plenamente liberalizado (art. 6º n.º1), separação entre rede de transporte e operador de rede de transporte (art. 9º), surgimento de operadores de transporte independentes (arts. 13º, 17º-23º), e *separação dos proprietários da rede de transporte* (art. 14º n.º1, em que o proprietário da rede de transporte deve ser independente em termos de forma jurídica, organização e tomada de decisões de outras actividades não relacionadas com o transporte eléctrico).

²⁷ TAVARES, S., *ob.cit.*, p. 34.

²⁸ *idem*

²⁹ *ibidem.*, p. 82; são *clientes vulneráveis* «as pessoas singulares que se encontrem em situação de carência sócio-económica e que, tendo o direito de acesso ao serviço essencial de fornecimento de energia eléctrica, devem ser protegidas, nomeadamente no que respeita a preços» (n.º 6 art. 6.º do DL n.º 29/2006)

³⁰ Como um *provedor da energia* ou um *organismo de defesa do consumidor*

³¹ Para efeitos de *integração* dos seus mercados nacionais, a um ou mais *níveis regionais*

São ainda desenvolvidos de forma mais precisa os *objectivos gerais das entidades reguladoras* (art. 36º als. a) a h) bem como as obrigações e competências das entidades reguladoras (art. 37º), com exigentes salvaguardas da sua *independência* (art. 35º nº 4 als. a) e b), nº5 als. a) e b). É feita ainda uma referência ao *mercado retalhista* (art. 41º), em que os Estados-membros devem assegurar que as atribuições e responsabilidades dos operadores das rede de transporte, dos operadores das redes de distribuição, das empresas de comercialização, dos clientes e se necessário de outros participantes no mercado sejam adequadamente definidas.

Indica-se também a preocupação - expressa no art. 43º nº1- sempre que os Estados-membros aprovem medidas para garantir a igualdade de condições de concorrência, que tais medidas sejam *compatíveis com as regras de concorrência europeias* (ver art. 107º nºs 1,2 e 3 - norma sobre auxílios de Estados - no Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia).

Este "terceiro pacote energético" - transposto para a ordem jurídica portuguesa através do DL nº 215-A/2012, de 8 de Outubro³² - quanto a princípios organizatórios do SEN - e do DL nº 215-B/2012, de 8 de Outubro - quanto à regulamentação do SEN - introduz ainda importantes novidades no processo de *comitologia*³³, responsável pela elaboração de regulamentação europeia em matéria de energia. Através de um processo faseado com consulta alargada a vários intervenientes, são elaborados Códigos (*Network Code on Electricity Balancing*³⁴) e harmonizadas *Tarifas de Transmissão*³⁵.

Este processo é desencadeado por uma solicitação da Comissão ao **ACER** em elaborar um *Framework Guideline*. Posteriormente, o **ACER** desenvolve o caderno de encargos, submetendo a proposta a consulta pública dos **interessados**. A seguir, o *Framework* segue para a **Comissão**, que solicita ao **ENTSO-E** a realização de uma proposta de Código. Depois, o **ENTSO-E** dispõe de mais uma ano para desenvolver a proposta já existente, com consulta pública, procurando a participação activa dos interessados. Finalmente, a proposta na sua versão final é apresentada pela **Comissão** ao

³² Na linha do esforço liberalizador levado a cabo pelo DL nº 172/2006, de 23 de Agosto

³³ «Forma como a Comissão exerce as competências de execução que lhe são atribuídas pelo legislador da UE, com a ajuda de comités de representantes dos países da UE» (in: <http://ec.europa.eu/transparency/regcomitology/index.cfm?do=FAO.FAO&CLX=pt>)

³⁴ http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/CLOSED%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/ELECTRICITY/Comitology%20Guideline%20Electricity%20Transparency/CD/E10-ENM-27-03_FEDT_7-Dec-2010.pdf

³⁵ https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/Market/Transmission_Tariffs/Synthesis_2013_FINAL_04072013.pdf

PE e ao Conselho da UE, para discussão e votação. Através deste processo reflectido de *comitologia*, a Comissão cria mecanismos de expansão do Mercado Interno de Electricidade, reforçando a transparência no sector.

3. Segmentos não liberalizados: transporte e distribuição

a) Transporte

- A actividade de *transporte* continua a ser exercida *em regime de concessão de serviço público*, em exclusivo, mediante a exploração da Rede Nacional de Transporte³⁶ (RNT) (art. 21º nº1). A concessão da RNT é atribuída na sequência da *realização de concurso público*, salvo se, de acordo com os princípios e regras gerais da contratação pública, estiverem reunidas condições para o recurso a outro procedimento adjudicatório, mediante contrato outorgado pelo membro do Governo responsável pela área da energia, em representação do Estado (art. 21º nº2).

A RNT, pelo art. 22º compreende as *redes* que integram a concessão do operador da RNT, as *interligações* e as *instalações*³⁷ para a operação da rede de transporte e para a gestão técnica global do SEN (sendo responsável por esta gestão o operador da RNT³⁸ - art. 23º nº2 - que é nos termos do art. 24º nº1 «a entidade concessionária da respectiva rede sem prejuízo do disposto nos arts. 25º -A a 25º F»).

O operador da RNT está impedido de adquirir electricidade para efeitos de comercialização (art. 24º nº4), embora se relacione comercialmente com os utilizadores das respectivas instalações, tendo direito a receber, pela utilização destas e pela prestação dos serviços inerentes, uma retribuição nos termos indicados (art. 29º). Por outro lado, o operador da RNT é *independente* no plano *jurídico* e *patrimonial*, das entidades que exerçam, directamente ou através de empresas coligadas, actividades de produção ou comercialização de electricidade (art. 25º nº1). Essa independência é assegurada através de critérios mínimos previstos nas alíneas a) a i) do nº2 do art. 25º.

³⁶ c.f. art. 3º ii)

³⁷ c.f. art. 3º v)

³⁸ Actualmente, o operador que tem a seu cargo a concessão da RNT, em Portugal é a *REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.*

Necessariamente, porque o operador de transporte recebe *toda a informação necessária à gestão técnica global do sistema* (art. 24º nº2 m) dispõe de informações essenciais, comercialmente sensíveis. Assim se justifica que o operador de transporte deva preservar a confidencialidade destas informações obtidas, impedindo a divulgação discriminatória de informações comercialmente vantajosas, salvo na medida necessária ao cumprimento das suas obrigações legais, em particular perante a DGEG³⁹, a ERSE e a Comissão Europeia (art. 24º nº2 j).

Em todo o caso, se bem que o operador de transporte deva *publicar as informações necessárias para assegurar uma concorrência efectiva e o funcionamento eficaz do mercado* (art. 24º nº2 n), e deva *fornecer ao operador* de qualquer outra rede e *intervenientes do SEN as informações necessárias ao desenvolvimento coordenado das diversas redes*, bem como ao seu *funcionamento seguro e eficiente* (al. art. 24º nº2 i), *não poderá utilizar abusivamente informações comercialmente sensíveis obtidas de terceiros* no âmbito do fornecimento ou da negociação do acesso à rede (art. 24º nº5).

O operador de transporte desempenha ainda funções críticas no sistema eléctrico, nomeadamente quanto às alíneas a) a h), k), l) do nº2 art. 24º.

Ainda quanto à *gestão técnica global do SEN*, esta é exercida nos termos do art. 23º nº1: com *independência*, de forma *transparente* e *não discriminatória*, e consiste na *coordenação sistemática das instalações* do SEN, assegurando o seu *funcionamento integrado e harmonizado*, a *segurança* e *continuidade* do abastecimento eléctrico.

Por último, uma singela referência à existência de Operadores de Transporte Independentes (**OTI**), sendo um OTI «a entidade que [pelo art. 3º cc)] adopte as regras da subsecção II da secção II do capítulo II do DL nº 215-A/2012, de 8 de Outubro (arts. 26ºA- 26º-K), e que nessa qualidade seja *certificada, aprovada* e *designada como operador da RNT*».

³⁹ A DGEG é um serviço central da administração directa do Estado, no âmbito do Ministério da Economia e do Emprego (MEE), em conformidade com o disposto na sua Lei Orgânica, aprovada pelo DL n.º 151/2012, de 12 de Julho. A Lei Orgânica do MEE consta do DL n.º 126-C/2011, de 29 de Dezembro.

b) Distribuição

- A actividade de *distribuição* é exercida em regime de concessão de serviço público, em exclusivo, mediante a exploração da Rede Nacional de Distribuição⁴⁰ (RND) e das Redes de BT⁴¹ (art. 31º nº1), sem prejuízo dos municípios poderem optar entre a exploração directa e a atribuição de concessão das respectivas redes (art. 31º nº4).

A concessão da RND é atribuída mediante contrato outorgado pelo membro do Governo responsável pela área da energia, em representação do Estado (art. 31º nº2).

Por sua vez, as concessões de BT são atribuídas mediante contrato outorgado pelos órgãos competentes dos respectivos municípios (art. 31º nº3). As *bases das concessões* de distribuição de electricidade bem como os procedimentos para a sua atribuição são estabelecidos em legislação complementar (art. 31º nº5). Ainda, a concessão da rede de distribuição integra a operação da rede de distribuição (art. 34º nº1), cabendo a sua realização ao operador da rede de distribuição (art. 34º nº2).

Reflectindo as modificações de *unbundling*, o operador da rede de distribuição é independente, no plano jurídico, da organização e da tomada de decisões de outras actividades não relacionadas com a distribuição (art. 36º nº1), sendo essa independência salvaguardada através de critérios mínimos (als. a) a f) do nº2 do art. 36º), com exigências de distanciamento sob os gestores operadores da rede de distribuição (als. a) a c) do nº3 art. 36º).

- O operador da rede de distribuição por sua vez é uma entidade concessionária da RND ou das redes em BT (art. 35º nº1) e não poderá adquirir electricidade para comercialização, salvo nos casos previstos no DL nº 215-A/2012 (art. 35º nº4), como seja no caso do art. 40º. O operador referido fica ainda adstrito a um conjunto de deveres essenciais ao bom funcionamento da rede, pelas als. a) a i) do nº2 do art. 35º.

- Quanto à composição da rede de distribuição, esta divide-se em: rede de distribuição em MT⁴² e AT⁴³, no art. 32º; rede de distribuição em BT, no art. 33º.

⁴⁰ C.f. art. 3º hh)

⁴¹ C.f. art. 3º b).

⁴² C.f. art. 3º x)

⁴³ C.f. art. 3º a)

Em particular no que diz respeito às redes de distribuição em BT, estas compreendem os *postos de transformação*, as *linhas de BT*, os *ramais*, as *instalações de iluminação pública* e os *aparelhos acessórios* afectos à sua exploração (art. 33º nº1).

4. Segmentos liberalizados: produção, comercialização, operadores de mercado

a) Produção

Com a aprovação do DL nº 215-A/2012, de 8 de Outubro, o exercício da actividade de *produção* de electricidade é livre (art. 15º), ficando sujeito à obtenção de licença ou, nos casos previstos em legislação complementar, à realização de comunicação prévia junto das entidades administrativas competentes.

A produção de electricidade pode assumir duas formas: produção *em regime ordinário* (arts. 16º a), 17º); produção *em regime especial* (arts. 16º b), 18º).

- A produção *em regime ordinário* consiste na actividade de produção que não esteja abrangida por um regime jurídico especial (art. 17º nº1), sem prejuízo dos centros electroprodutores, abrangidos nas alíneas a) a c) do nº1 art. 17º. O regime jurídico de produção por esta via, incluindo os procedimentos para atribuição de licenças é estabelecido em legislação complementar (art. 17º nº3).

Nos termos do art. 19º nº1, os produtores em regime ordinário podem vender a electricidade produzida através das seguintes modalidades de relacionamento comercial: celebração de contratos bilaterais com clientes finais, com *comercializadores de electricidade*⁴⁴ e, se for o caso, com a *entidade responsável pela gestão dos CAE* que ainda se mantenham em vigor⁴⁵ (al. a) nº1 art. 19º); *participação nos mercados organizados* (al. b) nº1 mesmo artigo).

Adicionalmente, os produtores em regime ordinário podem fornecer *serviços de sistema*⁴⁶ nos termos do art. 19º nº2.

⁴⁴ C.f. art. 3º al. j)

⁴⁵ c.f. nota 46.

⁴⁶ c.f. art. 3º al. kk)

- A produção *em regime especial* consiste na actividade de produção sujeita a regimes jurídicos especiais, bem como a produção de electricidade através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, não sujeita a regime jurídico especial (art. 18º nº1).

O regime jurídico deste tipo de produção é estabelecido na lei (art. 18º nº3), sendo que - por esta via - a produção de electricidade pode beneficiar de incentivos à utilização de recursos endógenos renováveis ou à promoção da eficiência energética através da produção combinada de calor e electricidade, nos termos e no período estabelecido na lei (art 18º nº2).

Nos termos do art. 20º nº1, os produtores de electricidade em regime especial gozam do direito de vender toda ou parte da electricidade que produzem ao **comercializador de último recurso**⁴⁷ sempre que beneficiem de remuneração garantida ou, quando não a usufruam, **a um qualquer comercializador**, incluindo um *facilitador* de mercado que agregue a produção, em *mercados organizados* ou através de *contratos bilaterais*, nas condições previstas na lei (art. 20º nº1).

Ainda, nos termos do art. 20º nº2, os produtores em regime especial podem fornecer *serviços de sistema*.

b) Comercialização

- O exercício da actividade de comercialização é livre (art. 42º nº1), ficando sujeito a registo prévio nos termos estabelecidos na lei. A comercialização de electricidade rege-se pelas condições do DL nº 215-A/2012, de 8 de Outubro, em legislação complementar, no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Qualidade de Serviço (art. 42º nº3).

É no entanto possível que um comercializador de electricidade esteja sujeito à *obrigação de aquisição da energia produzida pelos produtores em regime especial com remuneração de mercado*, assumindo nesse caso a figura de «*facilitador de mercado*⁴⁸». Ou que o comercializador de electricidade esteja *sujeito a obrigações de serviço público universal*, nos termos dos arts. 46º a 49º, assumindo a natureza de

⁴⁷ C.f. art. 3º al. k).

⁴⁸ (art. 49º-A nº1, a actividade do facilitador é regida nos termos do nº3 do mesmo artigo).

«comercializador de último recurso». Analisaremos esta última figura após caracterização do comercializador.

i) Comercializador de energia eléctrica

Há a preocupação do legislador em assegurar a efectividade dum fornecimento de energia eléctrica *contínuo*, uma vez que o abastecimento só poderá ser interrompido em casos fortuitos ou de força maior, por razões de interesse público, de serviço ou de segurança ou por facto imputável ao cliente, nos termos previstos no Regulamento de Relações Comerciais (art. 42º nº4).

- Confirmando a separação do segmento de comercialização face aos demais segmentos do sector eléctrico, o art. 43º indica expressamente que a actividade de comercialização de electricidade é separada *juridicamente* das restantes actividades.

- Constituem direitos do comercializador nomeadamente: *transaccionar electricidade através de contratos bilaterais* com outros agentes do mercado de electricidade *ou através dos mercados organizados* desde que cumpra os requisitos para acesso a estes mercados (arts. 43º-A nº1 a) e 44º nº1); *ter acesso às redes e interligações*, nos termos legalmente estabelecidos, para entrega de electricidade aos respectivos clientes (arts. 43º-A nº1 b) e 44º nº2); *contratar livremente a venda de electricidade* com os seus clientes (arts. 43º-A nº1 c) e 44º nº3).

- Igualmente, o comercializador está adstrito a deveres, nomeadamente os previstos: no art. 43º-A nº2 als. a), a c), e); do art. 45º nº1 als. a) e b); dos arts. 44º nº5, 45º-A nº3 als. a) a c); 45º-A nºs 4, 7 e 8; 45º-B nº 2 als. a) e b) e nº3); dos arts. 43º-A nº2 f); 45º-A nº2 f), nº5, nº6); dos arts. 43º-A nº2 g), 45º-A nº 2 als. a) a h), nº 4, nº5, nºs 7 e 8); dos arts. 43º-A nº2 h); 44º nº 6; dos arts. 43º-A nº2 i), 45º-B nºs1, 4 e 5); do art. 43º-A nº2 j) e art. 44º nºs 2, 4, 5).

Por último, indicar que os comercializadores de electricidade se relacionam com os seus respectivos clientes - segundo o art. 44º nº3 - através de *contratos de compra e venda de electricidade*. Estes contratos são celebrados, de acordo com o art. 45º-A nº1 sob forma *escrita*, devendo integrar informações sobre os direitos dos consumidores,

incluindo sobre o tratamento de reclamações, as quais devem ser comunicadas de forma clara e de fácil compreensão⁴⁹.

ii) Comercializador de último recurso

Nos termos dos arts. 46º-49º (em particular, o art. 46º nº1 conjugado com o conceito do art. 3º k), é comercializador de último recurso «o comercializador que estiver sujeito a obrigações de serviço público universal⁵⁰», sendo o exercício da actividade de comercialização de último recurso sujeito a licença (art. 42º nº2). A adstrição à prestação de serviço público universal implica o fornecimento de electricidade para satisfação das necessidades dos clientes de electricidade com fornecimentos ou entregas em BTN (art. 46º nº2).

A natureza de *último recurso* está patente nas tarefas que adicionalmente incumbem a este tipo de comercializador, por força do nº 4 do art. 46º.

Esta actividade de comercialização de último recurso é *separada juridicamente* das restantes actividades do sector eléctrico, *incluindo* de outras formas de comercialização, sendo exercida segundo critérios de independência especificados (art. 47º nº1), devendo o comercializador de último recurso *diferenciar a sua imagem e comunicação* das restantes entidades que actuam no SEN por forma a *não serem confundíveis* (art. 47º nº2).

A nível do relacionamento comercial, aplicam-se as especificações do art. 49º nº 2 als. a) a c) (quanto à *aquisição* de electricidade), e do art. 49º nº 3 (quanto à *venda* de electricidade), sem prejuízo dos arts. 44º e 45º.

c) Operadores de mercado

- O exercício da *actividade de gestão de mercados organizados* de electricidade é *livre*, ficando *sujeito a autorização* (art. 50º nº1), sendo da responsabilidade dos operadores de mercado, de acordo com o estabelecido em legislação complementar

⁴⁹ Nomeadamente, através das páginas de Internet dos comercializadores.

⁵⁰ As *obrigações de serviço público universal* respeitam ao fornecimento de electricidade aos clientes finais com potências contratadas iguais ou inferiores a 41,4 kVA, enquanto forem aplicáveis as tarifas reguladas ou as tarifas transitórias legalmente previstas e, após extinção destas, ao fornecimento de electricidade para satisfação das necessidades dos *clientes finais economicamente vulneráveis* (art. 46º nº 3)

(sem prejuízo das disposições de legislação financeira aplicáveis nos mercados em que se realizem operações a prazo (art. 50º nº2).

A gestão de mercados organizados integra-se *no âmbito do funcionamento dos mercados constituídos ao abrigo de acordos internacionais celebrados entre o Estado Português e outros Estados membros da União Europeia* (art. 52º).

Tais acordos implicam mecanismos de reconhecimento recíproco: pelo art. 42º-A, o reconhecimento da qualidade de comercializador por uma das partes implica o *reconhecimento automático* pela outra (nº1), cabendo à DGEG efectuar o registo dos comercializadores reconhecidos (nº2). Entre os mercados constituídos por acordos internacionais de que Portugal é parte, destaca-se o MIBEL, em seguida explorado.

Ainda referir que os operadores de mercado estão sujeitos a deveres previstos nas alíneas a) a d) do art. 51º.

5. MIBEL

a) Noção e breve cronologia

O MIBEL, resulta de um processo de cooperação desenvolvido pelos Governos de Portugal e de Espanha com o objectivo de promoverem a integração dos sistemas eléctricos dos dois países.

Este percurso de construção contínua iniciou-se desde 1998, por parte dos Governos de ambos os países, com quatro momentos impulsionadores na criação do MIBEL: 1º - a celebração, em Novembro de 2001, do Protocolo de colaboração entre as Administrações espanhola e portuguesa para a criação do MIBEL; 2º - *a assinatura, em Outubro de 2004 em Santiago de Compostela, do Acordo entre Portugal e Espanha*; 3º - a XXII.ª Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, realizada em Novembro de 2006; e 4º - já em Janeiro de 2008, a assinatura em Braga do Acordo que revê o Acordo de Santiago.

Finalmente, em 1 de Julho de 2007, o MIBEL arrancou em toda a sua dimensão na perspectiva do seu funcionamento proporcionar **benefícios para os consumidores**

de ambos os países, num quadro de garantia do acesso a todos os interessados em condições de *igualdade, transparência e objectividade*⁵¹.

Pela sua importância, será objecto de análise o *Acordo de Santiago* celebrado em 2004, enquanto pedra basilar no actual funcionamento do MIBEL.

b) *Acordo de Santiago de Compostela (Outubro 2004)*

Com vista a *implementar um mercado interno de energia*, com benefícios mútuos e comuns, permitindo o *acesso de mercado a todos os participantes* (em condições de *igualdade, transparência e objectividade*) e de forma a criar um *quadro jurídico estável* aos operadores dos seus sistemas eléctricos, Portugal e Espanha - aprofundando a cooperação⁵² - assinam a 20 de Janeiro de 2004, um *Acordo para a Constituição de um Mercado Ibérico de Energia Eléctrica*⁵³.

No entanto, este Acordo não chegou a entrar em vigor e foi substituído com a assinatura - em Outubro de 2004 - pelo *Acordo de Santiago de Compostela*⁵⁴, que institui formalmente o MIBEL.

O propósito deste Acordo é a criação e o desenvolvimento de um mercado de electricidade comum às Partes (o MIBEL), como um processo de integração dos sistemas eléctricos de Portugal e Espanha (art. 1º do Acordo).

O MIBEL é constituído pelo conjunto de mercados *organizados* e *não organizados* nos quais se realizam transacções ou contratos de energia eléctrica e se negociam instrumentos financeiros que têm como referência essa mesma energia, bem como outros que venham a ser acordados por Portugal e Espanha (art. 1º nº2).

⁵¹ Consultar em particular o Relatório sobre a formação dos preços grossistas da energia eléctrica em Portugal no segundo semestre de 2007, disponível em: http://www.concorrenca.pt/SiteCollectionDocuments/Estudos_e_Publicacoes/Energia_e_Combustiveis/03_Relatorio_Mercado_Grossista_Energia.pdf

⁵² Nomeadamente, as disposições do memorando do Acordo celebrado entre Portugal e Espanha (29 de Julho de 1998), igualmente considerando o *Protocolo de Colaboração entre as Administrações Portuguesa e Espanhola para a Criação do MIBEL* (celebrado a 14 de Novembro de 2001), e ainda o *Memorando de entendimento assinado na Figueira da Foz* (a 8 de Novembro de 2003).

⁵³ Esse acordo foi aprovado a 15 de Abril de 2004 pela Resolução da Assembleia da República nº 33-A/2004, sendo aplicado provisoriamente desde 22 de Abril de 2004

⁵⁴ Aprovado pela Resolução da Assembleia da República nº 23/2006, de 19 de Janeiro e ratificado pelo Decreto do Presidente da República nº 29/2006, de 23 de Março

Nos termos do art. 6º nº1 os mercados organizados do MIBEL bem como o seu meio de liquidação poderão assumir três formas possíveis: mercados a prazo - art. 6º nº1 a) ; mercados diários - art. 6º nº1 b); mercado intradiário - art. 6º nº1 c).

Os mercados a prazo compreendem as transacções referentes a blocos de energia com entrega posterior ao dia seguinte da contratação, de liquidação quer por entrega física, quer por diferenças.

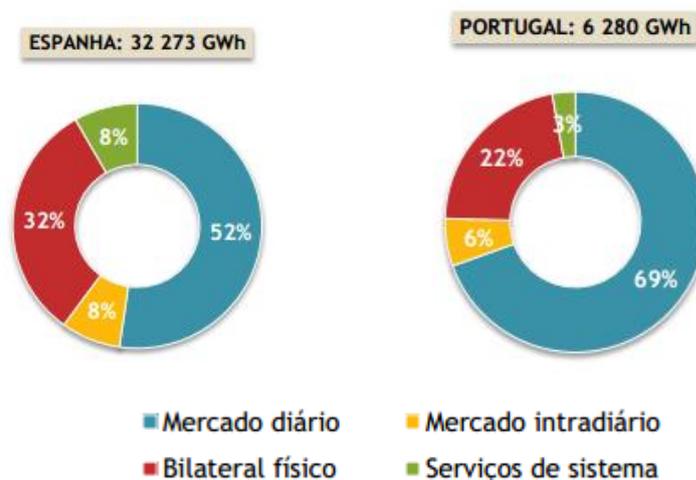
Os mercados diários compreendem as transacções referentes a blocos de energia com entrega posterior ao dia seguinte da contratação, *mas em que a liquidação é necessariamente por entrega física.*

O mercado intradiário é de liquidação *necessariamente por entrega física.*

- Por sua vez os mercados não organizados, são compostos por *contratos bilaterais* celebrados entre as entidades do MIBEL, de liquidação tanto por entrega física como **por diferenças** (art. 6º nº2).

A figura a seguir representa o volume de energia negociada entre cada um dos tipos de mercado referidos:

- Figura 3 -
 volume de energia negociada (vendas) no MIBEL
 (fonte: Informação Mensal do MIBEL, Dezembro de 2013, Conselho de Reguladores)



- O funcionamento do MIBEL baseia-se nos princípios da *transparência*, *livre concorrência* (nºs 1, 4 art. 2º), *objectividade* e *liquidez* (nºs 1, 4 art. 2º), *autofinanciamento* (nºs 1, 2 art. 2º) e *auto-organização dos mercados* (nºs 1, 3 art. 2º). Neste MIBEL exercem as suas funções um conjunto de entidades capacitadas para o efeito, previstas no nº2 art. 3º, sendo estas entidades titulares de direitos e sujeitas a obrigações (nº1 art. 3º)

Das entidades incluídas, saliente-se o OMI - cuja criação será promovida pelas Partes - assumindo as funções de *OMIP* e de *OMIE* (art. 4º nº1). Até à criação do OMI, haverá um período transitório durante o qual *OMIP* e *OMIE* serão considerados como entidades do sector eléctrico (art. 4º nº3). Por outro lado, num prazo máximo de dois anos até a entrada em funcionamento do MIBEL, *OMIP* e *OMIE* deverão integrar-se para formarem um único operador, o OMI (art. 4º nº4 c).

- O OMI procura também incorporar as tendências de *unbundling* no sector por três meios:

- Por um lado, pelas *limitações nas participações do capital social das sociedades gestoras de mercado* - durante e após o período transitório (com um

máximo de 3% por parte de cada operador de sistema⁵⁵ e um máximo de 5% para cada acionista⁵⁶, com a ressalva - após o período transitório - das entidades do sector eléctrico não ultrapassarem no seu conjunto um limite de 40% do capital⁵⁷).

- Por outro, pela proibição dos operadores de sistema em realizar operações de comercialização (art. 5º nº 3, sem prejuízo de um período transitório acordado considerando as disposições do nº4).

- Finalmente, no âmbito do regime dos mercados e liquidez, as Partes comprometem-se a estabelecer mecanismos que fomentem a desintegração vertical das empresas tais como *leilões virtuais* ou outros (al. b) nº4 art. 7º)

- A nível da repartição de funções do OMI, enquanto o **OMIP** actuará como entidade gestora do **mercado a prazo** (arts. 4º nº2; 6º nº 1 a), o **OMIE** agirá como entidade gestora do **mercado diário** (arts. 4º nº2; 6º nº 1 b), ambos assegurando o cumprimento prévio da legislação vigente na Parte em cujo território têm a sua sede (art. 4º nº2).

- Prevê-se ainda, pelo art. 11º nº1, a criação de um **Conselho de Reguladores** - cujas funções estão previstas nas als. a) a e) do nº2 art. 11º - integrado por representantes da ERSE e da CMVM (da parte de Portugal) e da CNE e CNVM (da parte de Espanha), sendo estas quatro entidades responsáveis pela supervisão do MIBEL (art. 10º nº1).

- Há também a possibilidade das sociedades gestoras de mercado criarem *comités de agentes de mercado* - enquanto órgãos consultivos (art. 12º) - e das Partes criarem um *Comité de Gestão Técnica e Económica do MIBEL* - integrado por representantes dos operadores dos sistemas e dos mercados, para gerir, de forma adequada, a comunicação e o fluxo de informações necessários entre os vários operadores, bem como facilitar a gestão corrente das suas actividades (art. 13º).

⁵⁵ C.f. al. b) nº4 art. 4º e nº6 art. 4º

⁵⁶ C.f. al. a) nº4 art. 4º

⁵⁷ C.f. nº5 art. 4º

- Igualmente, refira-se no MIBEL a realização de um *processo de harmonização das estruturas tarifárias* entre Portugal e Espanha (art. 9º nº1), devendo basear-se nos princípios da *aditividade tarifária*⁵⁸, da *transparência* e da *uniformidade*, que deverá *reflectir os custos realmente incorridos no abastecimento de energia eléctrica*⁵⁹, assim como *tomar como referência os preços dos mercados definidos no art. 6º* (art. 9º nº2).

Por último, nos arts. 16º-18º, prevê-se uma secção relativa ao levantamento das infracções, sendo competente para conhecer dos recursos contenciosos⁶⁰ a jurisdição nacional de cuja autoridade emanou o acto recorrido (art. 18º).

A aplicação das sanções em razão da prática de infracções, violando regras do MIBEL (art. 16º nº1) segue um *procedimento específico* (art. 17º). Nele, a *instrução e resolução* dos processos por infracção cabe aos organismos a que cada Parte tenha atribuído *competência* pela sua legislação interna (art. 17º nº1), sendo essa competência determinada por uma hierarquia supletiva de critérios (nºs 2 a 4 do art. 17º).

- Quanto às infracções, as mesmas classificam-se⁶¹ em *muito graves, graves e leves* (al. a) nº1 art. 16º), prevendo-se *mecanismos de troca de informações* para a *instrução e resolução* dos processos por infracção (al. c) nº1 idem), estabelecendo-se *coimas proporcionadas ao tipo de infracção - até ao montante máximo de três milhões de euros*⁶². Por fim, prevê-se ainda, em consequência da infracção, a possibilidade de *suspensão ou revogação da autorização administrativa para exercício de uma actividade* no MIBEL (al. d) idem), sendo informadas as restantes autoridades supervisoras do MIBEL das sanções aplicadas⁶³.

⁵⁸ Em especial, sobre aditividade tarifária em Portugal, consultar: I. Apolinário, N. Felizardo, A. Leite Garcia, P. Oliveira, A. Trindade, P. Verdelho, «*Additive Tariffs in the Electricity Sector*», Reference no: S1-30, WEC Regional Energy Forum – FOREN 2004, Neptun, 13-17 June 2004.

⁵⁹ Esta preocupação pela eficiência, isto é dos preços praticados reflectirem os custos marginais - que são os custos da última unidade produzida - está patente também na *promoção de uma gestão comercial eficiente* pelas Partes durante um período transitório (al. a) nº4 art. 7º)

⁶⁰ Contra actos administrativos proferidos pelas autoridades administrativas competentes

⁶¹ É retomada a tipologia classificativa do anterior Acordo para a Constituição do MIBEL (Janeiro de 2004), nos arts. 10º nºs 1, 2, 3; 11º nº1 als. a), b) e c).

⁶² C.f. al. b) nº1 idem

⁶³ C.f. nº2 art. 16º

c) Últimos desenvolvimentos do MIBEL

- Relativamente aos seus últimos desenvolvimentos, tendo em vista o aprofundamento do MIBEL, foi celebrado em Janeiro de 2008 um novo *Acordo* entre Portugal e Espanha: o *Acordo de Braga com vista a rever o Acordo de Santiago de Compostela* de 2004. Esse novo Acordo estabelece:

* a estrutura base do OMI - baseada em duas sociedades gestoras de participações sociais, com sedes respectivamente em Portugal e em Espanha e participações cruzadas de 10 % (CONS REG), sendo que estas sociedades deterão 50 % de cada uma das sociedades gestoras dos mercados.

* a actuação dos *comercializadores de último recurso nos mercados a prazo*.

* Relativamente ao incremento da concorrência, estabelece o *conceito de operador dominante*, consequências possíveis e prevê a *realização de VPP*⁶⁴.

* Esclarecem-se alguns pontos relativos à *gestão económica da interligação* entre Portugal e Espanha

*Acordam-se os princípios relativos ao estabelecimento de *tarifas de último recurso* e detalham-se *funções do Conselho de Reguladores*.

Ainda, para dar cumprimento ao disposto no *Acordo de Braga*, foi constituída a sociedade OMIP – Operador do Mercado Ibérico (Portugal), SGPS, S.A (OMIP SGPS - *holding* portuguesa), para a qual foi transmitida a totalidade das acções representativas do capital social do OMIP. Posteriormente, em 18 de Outubro de 2011, foram efectuadas as últimas modificações no plano societário para a criação do operador único do mercado ibérico de energia (OMI), nomeadamente:

- Efectuou-se uma *troca de participações* entre as *holdings* portuguesa (OMIP SGPS) e espanhola (OMEL) do OMI, ficando o OMIE e o OMIP a ser detidos, em partes iguais, por aquelas duas sociedades;

⁶⁴ Para mais informações sobre os VPP's, consultar «Descrição do Funcionamento do MIBEL», trabalho realizado pelo Conselho de Reguladores do MIBEL, pp. 131-153), disponível em: http://www.cmvm.pt/CMVM/Cooperacao%20Internacional/Conselho%20Reguladores%20Mibel/Documents/Estudo_MIBEL_PT.PDF

- A REN, que até então detinha 90% do capital da *holding* portuguesa, reduziu a sua participação para 40%, por venda a vários agentes, sendo que tal participação será futuramente reduzida para 10%.

Como último acontecimento, com a primeira reunião do Conselho de Administração comum às sociedades gestoras do OMI⁶⁵ - Operador do Mercado Ibérico – OMIE (mercado *spot*) e OMIP (mercado a prazo), cumpriu-se mais uma importante etapa na efectiva concretização do OMI.

⁶⁵ Reunião que teve lugar em Madrid, no dia 10 de Novembro de 2011

II - Regulação eléctrica

Com vista a assegurar entre outros objectivos, o *bom funcionamento do mercado, promover a eficiência, garantir o equilíbrio financeiro, a segurança no abastecimento eléctrico* e o *acesso não discriminatório às redes*, o sector eléctrico está sujeito a uma determinada disciplina regulatória.

A execução dessas normas e a sua monitorização requerem órgãos devidamente capacitados e especializados que, munidos das adequadas garantias de isenção e independência, regulam o sector eléctrico. Esses órgãos competentes por sua vez desenvolvem entre si mecanismos de cooperação e de partilha de informação com vista a melhorar a qualidade da sua atuação no sector.

Mas antes de identificar quais as entidades incumbidas de tarefas regulatórias, convém antes perceber como se manifestam as *origens, finalidades* bem como os *instrumentos* do actual modelo de regulação.

1. Afirmação da regulação independente

a) Origens

- A regulação independente surge como corolário dum novo modelo de Estado: o Estado regulador, onde na óptica de SUZANA TAVARES (*ob. cit.*, p. 159), «os novos sectores económicos privados resultam do desmantelamento dos tradicionais serviços públicos organizados em empresas verticalmente integradas».

A mesma autora continua indicando que «foi necessário instituir entidades que estabeleçam regras de funcionamento para os sectores liberalizados e privatizados através de um processo contínuo de observação e de avaliação dos interesses em jogo», porque este novo modelo de "regulamentação" não era compatível com o modelo clássico de legislação-regulamentação⁶⁶.

Essencial no processo de transformação era assegurar que «*ao monopólio público não sobreviessem monopólios privados*»⁶⁷, daí que «"a construção das fileiras

⁶⁶ LA SPINA, Antonio/MAJONE, Giandomenico, *ob. cit.*, págs. 61 e ss.

⁶⁷ TAVARES, S., *ob. cit.*, p. 159

de mercado" pressupunha uma gestão independente das infra-estruturas de rede porque estas constituíam pontos incontornáveis de estrangulamento do mercado»⁶⁸.

Por sua vez, o novo modelo de administração típico do Estado regulador tem várias alusões. Para SUZANA TAVARES, «num primeiro estágio de implementação dos mercados, a independência era entendida como *relativamente ao poder político* (...) justificada na circunstância de o Estado se manter, transitoriamente, como um *player* através da titularidade da maioria do capital (ou de privilégios consagrados nos pactos sociais como as *golden-shares*) dos operadores históricos, o que obrigava à instituição de um *regulador independente* para evitar situações de falta de neutralidade dos mercados e garantir a confiança dos investidores privados⁶⁹».

Num segundo momento, «a doutrina pressupunha que a regulação sectorial já não seria uma "tarefa estadual" *perpétua* nos sectores de mercado (nos sectores integrados nos *serviços de interesse económico geral* - SIEG's), **mas apenas uma "tarefa estadual" transitória** até que o mercado liberalizado se tornasse forte e competitivo⁷⁰». Esse seria o momento decisivo «a partir do qual seria possível passar para uma regulação *de tipo genérico* a cargo das autoridades de concorrência⁷¹»

b) Finalidade

- Quanto à *finalidade da actuação regulatória*, debate-se se a sua finalidade é criar mercados em domínios económicos onde eles não existem e têm dificuldade em se verificar de forma espontânea, por se verificarem factores naturais que tendem a favorecer o aparecimento de monopólios, ou se a sua finalidade é tão somente garantir um ambiente eficiente e equitativo para os operadores de determinado sector.

Segundo FABRA UTRAY⁷², atendendo aos fenómenos naturais e estruturais que o condicionam e que para alguns justifica a desconfiança quanto à capacidade de instituição de verdadeiros mercados no sector, a questão formulada, muito debatida

⁶⁸ *ibidem*, p. 159

⁶⁹ MOREIRA, Vital/MAÇÃS, Fernanda, *Autoridades Reguladoras Independentes - Estudo e Projecto de Lei-Quadro*, Coimbra: Coimbra Editora, 2003.

⁷⁰ TAVARES, S., *ibidem*, p. 160

⁷¹ LIBERATI, Eugenio Bruti, *ob. cit.*, págs. 210 e ss.

⁷² FABRA UTRAY, Jorge, *Liberalización o regulación: un Mercado para la electricidad*, Madrid: Marcial Pons, 2004.

entre os especialistas⁷³ é fundamental porque irá condicionar tanto os *instrumentos de regulação* como o *objecto da regulação*.

SUZANA TAVARES⁷⁴ coloca algumas questões: por um lado «quanto à *natureza jurídica* do poder regulador», que por VICENTE⁷⁵, não se reconduz ao poder regulamentar administrativo; mas também «quanto ao *objecto de regulação* que tanto incide sobre **aspectos comerciais** como o *modelo de acesso às redes*, a *gestão do sistema* ou os *tipos de produtos financeiros* a transaccionar, como sobre **aspectos económicos** onde se pode incluir a fixação de *margens de remuneração* para as empresas ou de *tarifas de acesso às redes*, ou ainda sobre **aspectos empresariais** como *as quotas máximas de mercado* ou os *sistemas de monitorização e neutralização dos operadores dominantes*».

c) Objecto de regulação

- De referir que é no *objecto de regulação* que se centra a discussão mais importante no sector eléctrico; discussão de carácter essencialmente substantivo e não orgânico ou funcional, pois o que importa é saber «***que tipo de medidas podem ser adoptadas*** e não tanto se as mesmas carecem ou não de *autorização legislativa parlamentar*⁷⁶».

Apenas se pode compreender a dispensa desta autorização parlamentar porque «nem o sistema do *Estado Regulador* é compaginável com o tempo do Parlamento», «nem o Parlamento dispõe de *conhecimento técnico* para a produção de uma autorização que garanta adequadamente direitos fundamentais limitados pela actividade reguladora⁷⁷».

Como refere JOÃO CONFRARIA⁷⁸, embora o Parlamento teoricamente pudesse concretizar uma actividade de fiscalização da regulação independente, criando «comissões especializadas dotadas dos necessários recursos técnicos», a complexidade

⁷³ GARCÍA DELGADO, José Luís/JIMÉNEZ, Juan Carlos, *ob. cit.*, págs. 3 e ss.

⁷⁴ *vide* nota 78, p. 161

⁷⁵ VICENTE, Maria de Sousa Nunes, *A quebra da legalidade material na actividade normativa de regulação económica*, Dissertação de mestrado em Ciências Jurídico-Políticas, apresentada à Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra, Coimbra, 2011, publicada por Coimbra Editora, 2012.

⁷⁶ TAVARES, S, *ob. cit.*, p. 161

⁷⁷ *ibidem*, p.161

⁷⁸ CONFRARIA, JOÃO, *ob. cit.*, p. 143

das matérias dificulta esta tarefa, existindo «uma assimetria de informação importante entre a autoridade reguladora independente (...) e os deputados», dispoendo as autoridades reguladoras de «mais *informação* e de maior *capacidade de a tratar*».

i) Superação do modelo existente

Era corrente os autores «distinguirem entre *regulação económica e regulação social*»⁷⁹. Enquanto que «a primeira estaria orientada para o bom funcionamento dos mercados (disciplinando-se matérias como o acesso às redes), a segunda diria respeito a preocupações de *acesso universal aos serviços de bem-estar* no contexto da liberalização e da privatização dos sectores (assente na instituição de "tarifas de último recurso") aceitando esta dimensão como uma "*responsabilidade de garantia*", do *Estado garantidor*⁸⁰.

No entanto, esta *tradicional dicotomia encontra-se hoje superada* pelos mais recentes desenvolvimentos da União Europeia nos mercados de **SIEG's**, separados entre a **componente económica** (preço eficiente) e a **componente social** (financiamento da universalidade no acesso). Deste modo, «enquanto a primeira é garantida pela *regulação*, a segunda é-lo por *políticas sociais* que se reconduzem maioritariamente a regimes especiais de *consumidores vulneráveis*, sustentados financeiramente por prestações sociais»⁸¹.

ii) Regime de regulação para a eficiência e crítica

Tendo em conta as orientações europeias, os Estados membros vinculam-se ao «aperfeiçoamento da actividade de regulação económica, para que a mesma produza os resultados esperados, ou seja *preços eficientes* no sector *sem desinvestimento* nas infra-estruturas⁸²». No caso da electricidade, enquanto actividade em rede - institui-se um *regime de regulação para a eficiência (Anreizregulierung)*, orientada pelos três métodos mais divulgados: *price-cap*; *revenue-cap* e *yardstick competition*».

⁷⁹ nota 84, *ibidem*, p. 160

⁸⁰ GONÇALVES, *ob., cit.*, págs. 12 e 149

⁸¹ TAVARES, S. *ibidem*, p. 162

⁸² Em particular as Directivas de 2009 constituindo o "terceiro pacote energético"

Segundo BROEMEL⁸³, estes métodos baseiam-se na determinação de uma fórmula que permite amortizar custos e controlar as margens de lucro das empresas, *desincentivando práticas monopolistas ou de cartel*, sem se pôr em causa a actualização tecnológica que constitui a base de promoção da eficiência dos sistemas.

Vejam os brevemente em que consistem cada um dos três métodos indicados.

- O método do *price-cap* é «o resultado dos desenvolvimentos do método de controlo dos custos amortizáveis em infra-estruturas, impondo-se um *tecto máximo* aos preços que as empresas podem praticar para a colocação dos seus produtos no mercado, que não é fixo, mas sim baseado numa fórmula de amortização variável por um determinado período⁸⁴».
- Quanto ao método do *revenue-cap*, este é uma «derivação do método de limitação dos custos reconhecidos, e consiste na fixação de *limites às margens de remuneração das empresas* que operam no sistema⁸⁵».
- Finalmente o método *yardstick competition*, «mais complexo, orienta-se para *resultados globais de produtividade do sector* e pelos *custos médios dos operadores*, em vez de incidir sobre cada empresa individualmente, para depois determinar as medidas individuais através de instrumentos de *benchmarking*⁸⁶»

d) Controlo e fiscalização

Finalmente porque está em causa uma regulação *independente*, é necessário estabelecer *mecanismos de controlo e fiscalização* desenvolvidos pelas entidades reguladoras, bem como o respectivo *regime de responsabilidade civil*.

Quanto ao *controlo e fiscalização*, é necessário «adaptar o método *jurídico* tradicional às exigências requeridas pelo controlo de actos de regulação *económica*»⁸⁷.

Efectivamente, «*regulação* é uma expressão que "nasce" da *imbricação* entre o

⁸³ BROEMEL, Roland, *ob. cit.*, XIII, 425, Seiten, NStW 13

⁸⁴ TAVARES, S., *ob. cit.*, p. 163

⁸⁵ *ibidem*, p. 163

⁸⁶ BERNDT, Andrea, *Anreizregulierung in den Netzwirtschaften*, Baden-Baden : Nomos, 2011.

⁸⁷ TAVARES; S., *ob. cit.*, p. 164

mundo *económico* e o mundo *jurídico*, assente na dinâmica da *economia privada* combinada com a *supervisão e a direcção do poder público* através de fortes ingerências na organização e no funcionamento de algumas actividades económicas a cargo de privados»⁸⁸.

Esta combinação entre *eficiência económica* e *supervisão jurídica* exige para a autora referida uma «*adaptação* dos instrumentos de controlo, seja instituindo um *regime de controlo técnico prévio* com a *revisão judicial dos resultados* por tribunais de competência *especializada*, seja através de *novos instrumentos* (*guidance, evaluation, monitorização*, etc.) e *entidades* (técnicas e independentes)», sendo urgente resolver este problema para *acomodar de vez* o modelo de regulação económica por entidades independentes nos sistemas administrativos continentais⁸⁹.

e) Responsabilidade civil dos reguladores

Quanto à *responsabilidade civil dos reguladores*, seria necessário um regime específico sobre a matéria⁹⁰: «seja em matéria de cobertura dos prejuízos decorrentes das "falhas de regulação"» (justificando a instituição de *esquemas de seguro corporativo* para os sujeitos vulneráveis de forma semelhante ao sector financeiro⁹¹), bem como a criação de «um *regime de responsabilidade civil* para os decisores técnicos das entidades reguladores independentes» que «não só torne a função mais *responsiva*, fazendo sentir aos titulares que o seu mandato é de natureza *técnica* e não política, como também mais *responsabilizadora*»⁹².

2. Regulação do sector eléctrico português

Em Portugal, a entidade reguladora responsável por assegurar o bom funcionamento do mercado bem como o equilíbrio concorrencial no sector eléctrico é a

⁸⁸ *idem.*, p. 159

⁸⁹ BIAGGINI, G, *ob. cit.*, p. 379-396

⁹⁰ TAVARES, S. *ob. cit.*, p. 164

⁹¹ A título de exemplo, o Fundo de Garantia de Depósitos e ao Sistema de Indemnização aos Investidores

⁹² *idem.*, nota 99

ERSE⁹³, embora sejam reconhecidos importantes poderes de regulação eléctrica à *Autoridade da Concorrência* (AdC)⁹⁴ e à DGEG⁹⁵.

a) Incumbências da DGEG

A DGEG foi criada pelo DL n.º 139/2007, de 27 de Abril, sendo este DL revogado pelo DL n.º 151/2012, de 12 de Julho. Trata-se de um serviço central da administração do Estado dotado de autonomia administrativa (art. 1.º DL n.º 151/2012, de 12 de Julho), que dispõe de receitas orçamentais (art. 6.º n.º1) e de receitas próprias (art. 6.º n.º 2 als. a) a g)

As suas competências, no que diz respeito ao sector eléctrico abarcam **designadamente:**

- Promover e participar na elaboração de legislação e regulamentação relativa ao *licenciamento*, à *responsabilidade técnica*, à *segurança*, à *eficiência* e à *fiscalização das instalações eléctricas*, assim como aplicar as respectivas *taxas*; (arts. 2.º n.ºs 1, 2 al. b)
- Proceder ao *licenciamento* de instalações de produção em regime ordinário e em regime especial, e ao licenciamento e fiscalização de instalações eléctricas de tensão nominal superior a 60 kV e de centrais com potência aparente superior a 10 MVA; (art. 2.º n.º2 al. g)

⁹³ Pelo art. 3.º n.º 3 al. d) da Lei n.º 67/2013, de 23 de Agosto (Lei-Quadro das Entidades Administrativas Independentes) é expressamente reconhecida como entidade reguladora a ERSE

⁹⁴ A AdC - cujos Estatutos estão previstos no Anexo ao DL n.º 10/2003, de 18 de Janeiro - tem por objecto assegurar a aplicação das regras de concorrência em Portugal, nos termos do art. 1.º n.º2 dos Estatutos da AdC.

A AdC é uma *pessoa colectiva institucional de direito público* dotada de *património próprio*, com *autonomia administrativa e financeira* (art. 1.º n.º1 Estatutos AdC), dispondo de poderes de *regulamentação* (art. 7.º n.º 4 als. a) a c), *sancionatórios* (art. 7.º n.º 2 als. a) a b) e de *supervisão* (art. 7.º n.º3 als. a) a c). A AdC, ao abrigo do princípio da especialidade, possui todos os direitos e obrigações necessários à prossecução das suas funções (art. 5.º n.º1), sendo *independente* no desempenho das suas atribuições (art. 4.º).

Por último - para além das competências previstas no art. 6.º n.º1 als. a) a i) e n.º 2 Estatutos AdC - a AdC coordena ainda com a ERSE a sua actuação na verificação e aplicação de legislação de concorrência, promovendo a concorrência entre os agentes de Mercado (art. 3.º n.º 2 al. m) do DL n.º 84/2013, de 25 de Junho).

⁹⁵ Nomeadamente, as competências previstas na al. g) do n.º2 do art. 2.º do DL n.º 151/2012, de 12 de Julho, envolvendo licenciamento das instalações eléctricas e registo dos comercializadores

- Acompanhar a formulação e a execução dos *planos de expansão e de investimento das infra-estruturas eléctricas*, na óptica de garantia do *abastecimento* e do *direito de acesso às redes*; (arts. 2º nºs 1, 2 al. b)
- Promover as acções que asseguram a *qualidade de serviço técnico* da rede eléctrica de serviço público;
- *Propor regulamentos de segurança, projectos-tipo, elementos-tipo, guias técnicos e especificações técnicas* que respeitam ao projecto, à execução e à exploração de instalações eléctricas; (arts. 2º nºs 1, 2 al. b)
- Colaborar com as entidades competentes na elaboração *de normas relativas a instalações, equipamentos e materiais eléctricos*; (art. 2º nº 2 al. b)

b) Incumbências da ERSE

A ERSE⁹⁶ foi criada pelo DL nº 187/95, de 27 de Julho tendo sido os respectivos Estatutos aprovados pelos DL nº 44/97, de 20 de Fevereiro e alterados pelos Decretos-Lei nº 97/2002, de 12 de Abril; 200/2002, de 25 de Setembro; 212/2012, de 25 de Setembro; 84/2013, de 25 de Junho.

i) Funções

De acordo com o art. 1º nº3 «a ERSE tem por **finalidade** a *regulação do sector da electricidade*⁹⁷ (...) *bem como da actividade de gestão de operações da rede de mobilidade eléctrica*» nos termos especificados.

Enquanto pessoa colectiva de direito público (art. 1º nº1), a ERSE tem a natureza de entidade administrativa independente, sendo - nos termos do nº2 art. 1º «*dotada de autonomia administrativa e financeira, de gestão, com independência orgânica, funcional e técnica e de património próprio, gozando de poderes de regulação, regulamentação, supervisão e sancionatórios*».

⁹⁶ Inicialmente designada de «Entidade Reguladora do Sector Eléctrico», até à entrada em vigor do DL nº 97/2002, de 12 de Abril passando a ter a designação de «Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE)», que ainda hoje se mantém.

⁹⁷ O segmento gás natural não constitui objecto da nossa análise.

Nos termos dos arts. 2º nº2 e 58º nº1 1ª parte , «a ERSE é independente no exercício das suas funções nos termos previstos na lei, não estando sujeita a superintendência ou a tutela governamental, sem prejuízo do enquadramento das entidades reguladoras e no art. 58º nºs 2 a 5».

A ERSE dispõe de autonomia orçamental (art. 49º-A), pelas receitas próprias de que dispõe, em linha com o princípio da auto-suficiência (art. 50º nº1 als. a) a d).

ii) Competências

Relativamente à prossecução das suas **atribuições**, a ERSE está abrangida pelo princípio da especialidade (art. 4º, nº1 na sua vertente positiva; nº2 na vertente negativa), dispondo das competências necessárias à prossecução das suas finalidades e atribuições, estabelecidas nos seus Estatutos bem como na legislação que regula o SEN (art.8º nº1).

O art. 8º nº2 especifica que «as competências da ERSE com vista à prossecução das suas atribuições são de natureza **regulamentar** (arts. 9º-10º), de **regulação e supervisão** (arts. 11º-14º), **consultiva** (arts. 15º-18º), **sancionatória**⁹⁸ (art. 19º) e no âmbito da **resolução de litígios** (arts. 20º-23º, com disposições de arbitragem no art. 22º).»

De forma pormenorizada, o art. 3º enuncia as tarefas da ERSE⁹⁹ - que exercerá a sua regulação de forma a «promover a **eficiência e a racionalidade das atividades dos sectores regulados, em termos objectivos, transparentes, não discriminatórios e concorrenciais, através da sua contínua supervisão e acompanhamento, integrados nos objectivos do mercado interno e dos mercados ibéricos da electricidade» (art. 3º nº1).**

Entre outras competências, a ERSE deve ainda «fomentar e garantir a **observância das regras de concorrência** nos sectores por si regulados, sem prejuízo das

⁹⁸ Pela Lei nº 9/2013, de 28 de Janeiro, compete à ERSE processar e punir as infrações administrativas à legislação de base do sector eléctrico (art.1º nº1), ou a violação de leis e regulamentos de que tomem conhecimento no exercício das suas funções (nº2), em processo contra-ordenacional próprio (regulado nos termos dos arts. 4º-26º). Na sequência de processo contra-ordenacional, em função da gravidade da infração, poderá ser deduzida **coima** (art. 28º quanto à classificação das infrações, e art. 32º quanto à medida da coima), o que não preclui a aplicação de outras sanções (arts. 27º,35º-38º). Prevê-se ainda **possibilidade de haver dispensa ou redução de coima** (arts. 33º,40º) após apresentação de pedido próprio (decidido nos termos do art. 44º) As denúncias são registadas nos termos do art 3º e, as decisões em processo-contraordenacional da ERSE são recorríveis nos termos dos arts. 45º-52º.

⁹⁹ Nas als. a) a y) do nº2, nas als. a) a b) do nº3, e als. a) a i) do nº4

competências da Autoridade de Concorrência» (art. 5º nº1), devendo a ERSE «denunciar à Autoridade de Concorrência as práticas restritivas da concorrência de que tenha conhecimento e colaborar no respectivo procedimento sancionatório» (art. 5º nº2).

A ERSE poderá ainda solicitar aos operadores eléctricos - cujas actividades estejam sujeitas à sua regulação - **toda a cooperação** com vista ao adequado desempenho das suas funções (art. 6º nº1) de forma a elaborar relatórios completos sobre as suas actividades de regulação (art. 7º-A nº1). Tais relatórios deverão ser publicados na página de Internet da ERSE, devendo a ERSE dar conhecimento dos mesmos ao membro do Governo responsável pela área da energia, à Assembleia da República e à Comissão Europeia (art. 7ºA nº2).

Finalmente, a ERSE deverá ainda, pelo nº 3 art. 7º-A, **relatar anualmente a sua actividade**, o cumprimento das suas obrigações, abranger medidas adoptadas bem como resultados obtidos:

- à Assembleia da República e ao Governo (cooperando com estas duas Instituições nos termos da al. a) nº3 art. 3º e do art. 59º.
- à Comissão Europeia e à Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (tendo em conta as atribuições das als. n), p) do nº2 do art. 3º.

iii) Orgânica

A ERSE dispõe como órgãos, respectivamente: dum **conselho de administração**, **fiscal único**, **conselho consultivo** e dum **conselho tarifário** (art. 26º). Cada um destes órgãos dispõe de competências específicas.

- O **conselho de administração** é o órgão colegial responsável pela *definição, orientação, condução e acompanhamento das actividades da ERSE* (art. 27º), sendo composto por um presidente e dois vogais (art. 28º nº1), possuindo qualificações adequadas e reconhecida *independência técnica e profissional* na área da electricidade (art. 28º nº2). Os membros são designados nos termos dos nºs 3 a 8 desse artigo, com as

devidas salvaguardas de independência (art. 30º), em conformidade com os regimes de incompatibilidades e impedimentos aplicáveis (art. 29º).

O conselho de administração reúne ordinariamente uma vez por semana e, extraordinariamente, nos termos do art. 32º nº1, podendo deliberar com a presença de dois dos seus membros, um deles o seu *presidente* (cujas competências estão previstas nas als. a) a f) do nº1 do art. 33º; nºs 2 e 4 do art. 33º) ou o *substituto* legal deste (indicado pelo nº3 art. 33º).

Para além das competências exemplificadas nas als. a) a x) do nº2 do art. 31º, «*compete ao conselho de administração definir, orientar e acompanhar as actividades e serviços da ERSE, bem como representar a ERSE e assegurar a execução das suas actividades* (nº1 art. 31º)».

- O **fiscal único** é o órgão da ERSE responsável pelo *controlo da legalidade e o mérito da gestão financeira e patrimonial da ERSE*, bem como de *consulta do conselho de administração nesse domínio* (art. 35º). O fiscal único é designado por despacho dos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e da energia (art. 36º nº1), ficando o fiscal sujeito ao impedimento previsto no nº2 do art. 36º.

Para exercício das suas competências (nas als. a) a h) do nº1 do art. 38º), o fiscal único dispõe dos direitos previstos nas als. a) a c) do art. 38º nº3.

Por fim, o mandato do fiscal único tem a duração de quatro anos, não sendo renovável (nº1 art. 37º), sem prejuízo da 2ª parte do nº1 do art. 37º. Caso o fiscal único cesse o mandato por decurso do prazo ou renúncia, este mantém-se no exercício de funções, de acordo com o nº2 do art. 37º.

- O **conselho consultivo** é o órgão de consulta na definição das linhas gerais de actuação da ERSE e nas deliberações adoptadas pelo conselho de administração (art. 40º). Tendo uma composição diversificada, este conselho conta no total com trinta e três membros (als. a) a r) nº1 e als. a) a f) nº2 art. 41º), não se verificando a previsão do nº3 art. 41º.

O conselho consultivo - que aprova o seu regulamento interno (art. 44º nº4) e compreende uma *secção do sector eléctrico* (art. 42º nº1 a) - reúne ordinariamente, pelo

menos, duas vezes por ano (art. 44º nº1), podendo reunir extraordinariamente nos termos do art. 44º nº2.

Quanto às competências do conselho consultivo, estas consistem em *emitir pareceres sobre as matérias das als. a) a d) do nº1 art. 43º* (reunindo em **plenário**), bem como *pronunciar-se sobre as matérias nas als. a) a c) do nº3 do art. 43º* (reunindo em **secções**). Ainda compete ao plenário do conselho consultivo *formular recomendações e promover trabalhos de interesse para os sectores regulados* (nº2 art. 43º).

Refira-se por último que os ***pareceres do conselho consultivo - não sendo vinculativos*** (nº4) - são divulgados pela ERSE pelos meios considerados adequados (nº5).

- O **conselho tarifário** é o *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços* (art. 45º), sendo composto por representantes de origem diversificada, contando no total com vinte e cinco membros (als. a) a s) nº1; als. a) a d) nº2 art. 46º), não se verificando a situação prevista no nº3 art. 46º.

O conselho tarifário - que aprova o seu regulamento interno (art. 49º nº8) e conta com uma ***secção eléctrica*** (art. 47º nº1 a) - reúne ordinariamente uma vez por ano, por convocação do seu presidente (art. 49º nº1), podendo reunir a título extraordinário nos termos do nº2 art. 49º. Será ainda possível o conselho tarifário reunir em sessão plenária para tratar de questões comuns tanto à secção do sector eléctrico como do gás natural (art. 47º nº2).

A nível de competências, *cabe ao conselho tarifário emitir parecer* [em matéria do sector eléctrico], através da ***secção eléctrica, sobre aprovação e revisão dos regulamentos tarifários***, bem como sobre a ***fixação de tarifas e preços*** (art. 48º nº1).

Os pareceres - não vinculativos e aprovados por maioria (nº4) - são emitidos no prazo previsto no regulamento tarifário correspondente (nº3) e são objecto de divulgação adequada pela ERSE nos termos do nº5 art. 48º. Em particular, cabe ao conselho de administração apresentar as propostas de fixação de preços e tarifas eléctricas com a antecedência prevista no nº2.

- A título final, a ERSE fica sujeita à *jurisdição administrativa* (art. 61º nº1) bem como à *fiscalização do Tribunal de Contas* (art. 62º), sendo impugnáveis as decisões proferidas nos processos contra-ordenacionais junto do Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão (art. 61º nº2). Por fim, a ERSE, os titulares dos seus órgãos e trabalhadores *respondem civil, criminal, disciplinar* ou *financeiramente pelos actos ou omissões praticados no exercício das suas funções* (art. 60º nº1).

III - Custos de transição para a Concorrência

1. Cessação antecipada dos Contratos de Aquisição de Energia: contexto de surgimento dos (CMEC's)

Os CAE - previstos e regulados nos Decretos-Lei n.ºs 182/95 e 183/95, ambos de 27 de Julho - constituem contratos de longa duração (não inferior a 15 anos) através dos quais os produtores vinculados ao SEP se comprometiam a abastecer em exclusivo a entidade concessionária da rede nacional de transporte¹⁰⁰.

Com o estabelecimento de um mercado eléctrico, era necessário alterar este modelo de relacionamento exclusivo entre os produtores e o operador de rede. **No novo modelo, os produtores vendem a electricidade em regime de mercado** (art. 19.º do DL n.º 29/2006), e por sua vez **o operador de rede encontra-se proibido de adquirir electricidade para comercialização** (art. 24.º n.º4 *ibidem*).

Segundo PEDRO GONÇALVES¹⁰¹, **todas estas alterações** «mais ou menos imediatas» **das regras do jogo**, bem como o *fim do regime de monopólio* e da *garantia de receitas* associadas, **puseram em causa a confiança depositada** pelos operadores eléctricos em *expectativas legítimas* consagradas na lei. É determinante falar sobre estas expectativas, pois elas constituíram o pressuposto de base na *realização de determinados investimentos por incumbentes*.

Ora a alteração de regras *sem qualquer contrapartida*, que acautele minimamente o *retorno dos investimentos realizados* através da venda de energia, põe em causa o princípio da protecção da confiança: os investimentos que os operadores esperavam reaver *em determinadas condições e num determinado período* **deixam de ter o retorno contratualmente esperado**¹⁰².

Daí que segundo o mesmo autor, atendendo ao *princípio da protecção da confiança*, «a instituição de um modelo concorrencial não pode deixar de ponderar a *mitigação das consequências negativas da transição*, **assegurando uma compensação aos operadores lesados pelos investimentos encalhados** (*stranded investments*)».

¹⁰⁰ Sobre esta figura, v. GONÇALVES, P., *ob. cit.*, p. 86.

¹⁰¹ *ibidem.*, p. 85.

¹⁰² *ibidem.*, p. 87,

Os custos de transição para a concorrência foram autonomizados em 1996 no Estado da Califórnia (EUA)¹⁰³ - enquanto custos associados ao processo de reestruturação dos monopólios e exclusivos na indústria eléctrica¹⁰⁴. Deste modo, a imposição da cessação antecipada dos CAE implicou adopção de medidas compensatórias que conferissem aos contraentes o *direito a receber uma indemnização pecuniária*, designada **CMEC**.

Estes **CMEC** - regulados pelo DL n.º 240/2004, de 27 de Dezembro e revistos pelos Decretos-Leis n.ºs 199/2007, de 18 de maio, e 264/2007, de 24 de julho (a título de ajustamentos tarifários) - destinam-se a garantir a *manutenção do equilíbrio contratual* entre as partes dos CAE, assegurando-lhes **benefícios económicos equivalentes** aos proporcionados por aqueles contratos.

Os **CMEC's**, no entanto, têm suscitado algumas questões jurídicas no âmbito nacional, sobretudo quanto à *determinação dos seus valores* bem como das *componentes* que deverão ser ou não consideradas no seu cálculo. Trata-se de uma questão não despicienda uma vez que tanto as *condições de cessação antecipada dos CAE* bem como o mecanismo *de cálculo dos ajustamentos anuais ao valor inicial dos CMEC*, são **repercutidos pela totalidade dos consumidores de energia eléctrica** no território nacional, como *componente da tarifa de uso global do sistema* (UGS (artigo 5.º, n.ºs 1 e 2, do DL n.º 240/2004).

Na próxima secção do trabalho, iremos analisar como têm sido resolvidas recentes problemáticas na composição dos **CMEC's**.

¹⁰³ Sob a designação de CTC.

¹⁰⁴ Quanto aos custos de transição para a concorrência no sector eléctrico, c.f. ARIÑO ORTIZ/QUINTO ROMERO/LÓPEZ DE CASTRO, *ob. cit.*, p. 367-420; GONZÁLEZ-VARAS IBAÑEZ, *ob. cit.*, p. 290.

Uma lista dos CMEC's atribuídos e por atribuir - à data do DL n.º 240/2004 (anexo) - é resumida na figura a seguir:

- Figura 4 -
Valores anuais para cálculo do montante máximo actualizado de compensações devidas pela cessação antecipada dos CAE
(fonte: Anexo VI, DL n.º 240/2004)

CMEC	PREÇOS DEZEMBRO 2003		EUROS																						
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
TÉRMICAS																									
Tapada Ourseiro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carregado	103108304	96466461	90086734	90312968	82962110	80362142	78239812	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alto Mira	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Barreiro	19360184	18781589	18361263	18029998	17636886	17244969	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tunes12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tunes34	18657186	9669811	9002410	8335421	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Setúbal	121887775	117960164	115083235	109828147	100089491	99062936	97455302	92563436	89834211	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sines	14696475	14405598	13466170	38160093	76131709	73666363	71879967	67002131	62761884	58242896	53407528	48567802	43308272	36254910	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HÍDRICAS																									
Alto Lindoso	39303983	39527333	37587825	36664411	36684979	34667927	33608217	32252082	30911318	29640532	28601789	27283053	25963705	24668608	23460180	22124166	20798153	19494795	18191418	17537953	16187258	0	0	0	0
Touvedo	5131521	6019807	5932101	5834081	5663642	5518643	5395304	5271908	5112437	4956325	4808986	4746258	4579563	4413048	4318638	4148091	3977643	3811480	3645317	3799980	3610518	0	0	0	0
Alto Rabagão	22217379	22277824	21783806	21321510	20773164	20252176	19753487	19429832	18960986	18483393	18460607	17857802	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Paradela	4685561	4237280	4047777	3709803	3408546	3312286	3103297	2882826	2543018	2368467	2420281	2071992	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Venda Nova	-193756	15597562	14979836	14464745	13791281	13362083	12802019	12027682	11663951	10664981	10690277	9875910	14805882	14212722	13619553	13281128	12676122	12071117	11820840	11196665	10572491	10136791	9500461	8864134	
Salamonde	-3825432	-3880816	-3784155	-3784189	-3687477	-3798396	-3475745	-3556741	-3484524	-3612680	-3740808	-3688924	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Vilhinho Fumas	7387941	7198949	7141360	6967301	6761718	6743061	6662882	6272170	6014864	6089407	5810246	5636275	5297186	5040364	4764890	5042887	4732288	4451242	4143726	0	0	0	0	0	0
Caricaça	-613709	-1150662	-999387	-612116	-846797	-972052	-1013104	-1190819	-1535171	-1161488	-1258828	-1586131	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Miranda	544681	2655536	392471	-324886	-392361	-404458	-640369	-822680	910449	-1704872	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Picote	-15425718	-15098266	-14818130	-14518066	-14292315	-14239675	-14801120	-15008901	-15263739	-15618471	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bemposta	-13600845	-13072258	-12413962	-11906964	-11739096	-11798827	-11638576	-11623404	-11792371	-12148046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pocinho	17468493	17220869	16862100	16779383	16717381	16668029	16283521	15753462	15331724	14740474	14263754	13688722	13130838	12661548	12263427	11681245	11099041	10531526	10037549	9466060	8892574	0	0	0	0
Valeira	11718572	11694788	11589186	11412531	11261742	10985626	10793607	10432873	9999532	9368408	8757931	8166838	7569709	6953621	6443563	6132854	5504456	4904294	4304223	3930441	3314026	0	0	0	0
Vila-Tabuço	2679532	2578381	2657917	2474942	2340002	2273771	2164100	2497736	2823537	2639817	2440783	2266232	2096570	2086368	1908644	1730940	1563275	1373158	1193078	1013086	833188	0	0	0	0
Régua	8627693	8686315	8453717	8298600	8102487	7667591	7537683	7244381	6863767	6316284	6443704	6718738	6890318	6245308	5800324	4956346	4610790	3862064	3386669	3652889	2949408	0	0	0	0
Carapateiro	5552284	5483489	5417162	5327807	5268467	4699391	4656991	4374341	4063748	3634388	3088368	3294510	3475921	3674515	3043984	2388187	1732317	1337562	1366623	916209	221224	0	0	0	0
Crestuma	29796117	29368360	28790423	28361578	27746927	27060916	26424405	25683885	25194696	24441463	23691291	22910519	22256973	21668972	20989862	20186071	19402296	18767196	18011156	17223713	16436279	0	0	0	0
Torilho	12081786	11773799	11460563	11251833	10945242	10610225	10368373	9922790	9526152	9285771	8879944	8492177	8089615	7827327	7505786	7197805	6777214	6372969	5943661	5678889	5237667	0	0	0	0
Caldeirão	8173181	8018912	7888222	7703889	7543263	7388873	7231364	7076312	6904122	6734983	6668987	6686962	6404063	6222144	6040225	5858307	5676388	5495081	5343189	5221590	5033808	0	0	0	0
Agueira	20073031	19817680	19362629	19319075	18836680	18366896	17925595	17392401	16872645	16432807	15881392	15342078	14795988	14249808	13703795	13378877	12803312	12308549	11923179	11596145	11004379	0	0	0	0
Rava	11461238	11293338	11067401	10824613	10594886	10368896	10101408	9837870	9656152	9298954	9047254	8788834	8533637	8277441	8021245	7765047	7508649	7256934	7005021	6753107	6501192	0	0	0	0
Cabel	-667067	-838118	-1012583	-1150489	-1403860	-1497983	-1728216	-1932782	-2192410	-2439784	-2108877	-2425772	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bouçã	-335132	-438690	-327619	-380517	-494786	-469453	-539208	-613973	-734634	-776910	-338128	-510275	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C. Bode	-1480720	-1778982	-1928119	-2018716	-2299563	-2291511	-2402152	-2608669	-2364736	-2663411	-2786124	-3097029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pracana	1397088	1396989	1362109	1306100	1272171	1219523	1269848	1176598	1101709	1032944	1098262	963721	1188084	1101724	1015363	928984	842614	761752	988740	1011369	900614	0	0	0	0
Fratel	7858076	7874286	7836490	7579548	7336892	7150563	6888141	6481174	6097322	5795230	5481488	5137161	4954248	4660570	4491386	4122237	3753121	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	456615342	449735156	443483000	449462269	456662629	442881363	414101833	318227913	302818541	200364941	219561704	206836480	193329670	180297591	137180717	130921970	123364878	112619701	107304388	98986104	91684599	10136791	9500461	8864134	
Tejo Energia																									
TÉRMICAS																									
Pego	100396318	53756267	46283029	49143080	74257220	75148391	71560736	70066388	70924136	71452527	71228759	72304651	70308750	68297392	67085034	65437036	63652722	27251646	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	100396318	53756267	46283029	49143080	74257220	75148391	71560736	70066388	70924136	71452527	71228759	72304651	70308750	68297392	67085034	65437036	63652722	27251646	0	0	0	0	0	0	0
Turbogas																									
TÉRMICAS																									
Tapada	101236085	107252365	107807080	110594680	110596961	111367213	112867560	112931321	113968096	114126626	114597224	124660280	126866802	131015816	132420745	133682730	136028309	136752626	137871714	139052708	52522173	0	0	0	0
TOTAL	101236085	107252365	107807080	110594680	110596961	111367213	112867560	112931321	113968096	114126626	114597224	124660280	126866802	131015816	132420745	133682730	136028309	136752626	137871714	139052708	52522173	0	0	0	0
TOTAL CMEC'S	657146746	610743778	597573110	608200049	640507009	629388667	598630129	501226523	487710773	383234084	406377687	403801411	390505222	379610799	336666436	330041735	322045909	276823974	245176102	238048811	144216771	10136791	9500461	8864134	

2. Recentes problemáticas na composição dos CMEC: soluções adoptadas

Como tivemos oportunidade de referir na secção anterior, a determinação dos CMEC tem suscitado algumas problemáticas, justificando reflexões aprofundadas. Averiguemos que questões surgiram recentemente e como os operadores jurídicos têm procurado ultrapassá-las.

Constitui aqui o nosso ponto de partida o ofício do Gabinete do Secretário de Estado da Energia n.º 5080, de 20 de outubro de 2012, onde se pedem os esclarecimentos necessários - dando lugar ao Parecer n.º 39/2012 (publicado no Diário da República, 2.ª série — N.º 87 — 7 de maio de 2013), como resposta efectiva.

Foram assim autonomizadas as seguintes questões:

1º *Se os custos com o financiamento da tarifa social prevista no DL n.º 138-A/2010, de 28 de Dezembro, devem ser considerados para efeitos de cálculo do ajustamento anual dos CMEC's, sendo repercutidos por todos os consumidores de energia eléctrica?*

2º *Se os encargos com o pagamento pelos titulares de centros electroprodutores de CAE ainda válidos e eficazes de parte dos custos com o financiamento da tarifa social devem ser inteiramente suportados por esses titulares, ou se pelo contrário, os mencionados encargos legitimam os produtores em causa a requerer o recálculo da respectiva remuneração ao abrigo dos CAE?*

3º *Se, nos termos da lei, os ajustamentos anuais dos CMEC's podem ser calculados com base nos coeficientes de disponibilidade resultantes de meras declarações de disponibilidade dos centros electroprodutores, sem aplicação de qualquer mecanismo de verificação e garantia?*

4º *Existindo dúvidas quanto à correcção dos valores constantes das referidas declarações de disponibilidade, e perante a impossibilidade de comprovação póstuma do teor das mesmas declarações, qual o valor dos coeficientes de disponibilidade a adoptar para efeitos de cálculo dos ajustamentos anuais dos CMEC's?*

Relativamente à 1ª questão, foi considerado que *os custos com o financiamento da tarifa social*¹⁰⁵ *suportados pelos centros electroprodutores partes de CAE não devem constituir fator atendível para efeitos de apuramento do valor dos ajustamentos anuais aos montantes das compensações devidas pela cessação antecipada desses contratos.*

A opção do legislador poderia ter sido *a dos custos de financiamento serem considerados* no cálculo dos ajustamentos anuais aos montantes das compensações a atribuir pela fórmula constante do artigo 4.º do anexo I do DL n.º 240/2004.

Mas essa não foi a posição do legislador - que no exercício da sua ***liberdade conformadora*** - entendeu com o DL n.º 138-A/2010, de 28 de Dezembro «instituir para os custos com a tarifa social ***um regime de financiamento substancialmente distinto*** daquele que vigorava para os demais custos de interesse geral: ao invés destes¹⁰⁶ - que devem ser repercutidos na tarifa UGS¹⁰⁷ aplicável a todos os consumidores - ***os custos com a tarifa social devem ser suportados por todos os produtores em regime ordinário***», com vista a proteger os consumidores¹⁰⁸.

O exercício desta ***liberdade conformadora*** do legislador suscitou ***críticas*** da parte de ***incumbentes*** do sector eléctrico detentores de CAE que alegavam que ao não considerar estes custos do financiamento da tarifa social no cálculo dos CMEC's, ***estariam a ser comprometidas expectativas depositadas na manutenção de situações jurídicas constituídas*** - violando o seu direito de propriedade e pondo em causa o princípio da ***confiança legítima*** e da ***segurança jurídica***, ínsitos no princípio de Estado de Direito Democrático (art. 2º CRP).

No entanto, concluiu-se que não estava em causa uma violação do direito de propriedade, ***tão somente «a diminuição de um direito patrimonial revelada na correspondente diminuição do valor da compensação a atribuir a título de CMEC»***.

¹⁰⁵ A tarifa social de fornecimento de energia eléctrica a favor dos clientes finais economicamente vulneráveis foi instituída pelo DL n.º 138-A/2010. Neste diploma, ficou assente que os custos correspondentes com a sua aplicação ficariam a cargo dos titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da respectiva potência instalada (art. 4º).

¹⁰⁶ Ex: sobrecustos com a promoção das energias renováveis, com os incentivos à garantia de potência e com a convergência tarifária

¹⁰⁷ A ***Tarifa de Uso Global do Sistema*** (UGS), está prevista no art. 54º do Regulamento Tarifário (da Electricidade), com três parcelas: ***recuperação de custos de gestão do sistema (parcela I)***; ***custos decorrentes de medidas de política energética e ambiental, custos de interesse económico geral*** (CIEG's - englobando custos de convergência tarifária com as Regiões Autónomas, deficit tarifário, contribuição de regulação para remuneração da ERSE, CMECs, diferenciais negativos da conta de hidráulidade) ***(parcela II)***; ***repercussão dos custos com o mecanismo de garantia de potência (parcela III)***.

¹⁰⁸ C.f. DL n.º 138 -A/2010, de 28 de dezembro

O parecer explica - após balancear a *proteção de expectativas* dos cidadãos (decorrentes do princípio do Estado de Direito Democrático) e a *liberdade conformadora* do legislador¹⁰⁹ - que, o direito de propriedade foi respeitado pelo facto de ocorrer uma diminuição patrimonial «*razoável*» em situações jurídicas *previamente constituídas*. Isto, porque no entender do parecer não foram lesadas estas situações de forma manifestamente «opressiva, arbitrária e intolerável». Daqui concluiu-se que *não foram violados «mínimos de certeza e segurança que as pessoas, a comunidade e o direito têm de respeitar»*.

Quanto à segunda questão, foi concluído que os encargos com o pagamento pelos titulares de centros electroprodutores de CAE (ainda válidos e eficazes) de parte dos custos com o financiamento da tarifa social devem ser inteiramente suportados por esses titulares, segundo o art. 4.º, n.º 1 do DL n.º 138 -A/2010.

Trata-se dum caso em que por expressa prescrição legal¹¹⁰ se estipula que o financiamento dos custos com a tarifa social de fornecimento de energia eléctrica incide sobre todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário - e *não sobre apenas partes dos mesmos ou sobre todos os consumidores* de electricidade¹¹¹ -, sendo que, nos termos do artigo 17.º, n.º 2, alínea a), do DL n.º 29/2006, se incluem na atividade de produção em regime ordinário os centros electroprodutores que ainda disponham de CAE válidos e eficazes.

O parecer, após explicar o quadro regulatório de CAEs ainda vigentes, indica que a decisão em não repercutir os encargos com o financiamento da tarifa social sobre os consumidores, assenta numa *linha de argumentação histórica: considera-se que ao contrário dos demais custos de interesse geral, que devem ser repercutidos na tarifa UGS aplicável a todos os consumidores (...) os custos com a tarifa social devem ser suportados por todos os produtores em regime ordinário dentro do quadro de «protecção do consumidor» que motivou o DL n.º 138 -A/2010, de 28 de Dezembro*.

¹⁰⁹ (Sob a designação de liberdade constitutiva, c.f. VIEIRA DE ANDRADE, José Carlos Vieira de, *Os Direitos Fundamentais na Constituição Portuguesa de 1976*, 3ª ed., Coimbra: Almedina, 2004, p. 309.

¹¹⁰ C.f. artigo 4.º, n.º 1, do DL n.º 138-A/2010

¹¹¹ Tal apenas sucederia no caso de recálculo da remuneração devida aos titulares dos centros electroprodutores com CAE, com vista a compensá-los pelos custos suportados com o financiamento da tarifa social, pois os encargos com o pagamento da referida remuneração (na parte que não coberta pelas receitas provenientes da venda da energia eléctrica adquirida ao abrigo dos CAE) são repercutidos na tarifa UGS cobrada a todos os consumidores na sua factura de electricidade, nos termos do n.º 3 do artigo 70.º do DL n.º 172/2006, de 26 de Agosto.

Quanto à terceira questão, foi decidido que os ajustamentos anuais dos CMEC's podem ser calculados não apenas com base nos coeficientes resultantes de meras declarações de disponibilidade¹¹² dos centros electroprodutores (*não sujeitas a qualquer mecanismo de verificação e garantia*), *mas também com base em todo o conjunto de diligências instrutórias*, previstas no artigo 11.º do DL n.º 240/2004, ou que a entidade instrutora considere necessárias.

Através duma **operação ou atividade de «verificação»**¹¹³ destas declarações de disponibilidade dos centros electroprodutores, espera-se **garantir correção e adequação dos montantes atribuídos a título de CMEC** - repercutidos nas tarifas eléctricas - bem como a **garantir a maximização das condições de segurança de abastecimento do SEN**.

Procura-se com esta resposta, colocar o enfoque nos procedimentos instrutórios, particularmente relevantes no correcto apuramento dos factos, manifestado pelo princípio do inquisitório (c.f. art. 58º do Código do Procedimento Administrativo).

Este princípio, segundo **MÁRIO ESTEVES DE OLIVEIRA, PEDRO COSTA GONÇALVES, J. PACHECO DE AMORIM**¹¹⁴ «significa que a Administração tem no procedimento uma *atitude procedimental ativa*, impondo-se lhe deveres de *agir oficiosamente* em duas dimensões fundamentais¹¹⁵:

- uma de cariz **formal** ou **ordenador** (traduzindo-se no «*dever de o órgão definir e dirigir a série de actos que nele se realizam [...] e de zelar para que se obtenham as finalidades visadas através de cada uma delas*»)
- outra de cariz **material** ou **de conhecimento** (ligada com «*os poderes[-deveres] de a Administração proceder às investigações necessárias ao conhecimento dos factos essenciais ou determinantes para a decisão, exigindo -se dela [...] a*

¹¹² Este coeficiente de disponibilidade constitui um dos fatores a ser considerado no cálculo do montante do ajustamento anual afecto à compensação devida pela cessação antecipada dos CAE, encontrando -se presente na fórmula do artigo 4.º do anexo I do DL n.º 240/2004, para a qual o artigo 11.º, n.º 2, do mesmo diploma remete.

¹¹³ V. art. 4.º, al. d), do anexo I do DL n.º 240/2004 e n.º 7 do anexo IV do mesmo diploma e artigo 33.º-C do DL n.º 172/2006, sobre a «verificação da disponibilidade». Uma noção de disponibilidade está presente no art. 4.º, al. d), da Portaria n.º 251/2012, de 20 de Agosto

¹¹⁴ ESTEVES DE OLIVEIRA, Mário/ COSTA GONÇALVES, Pedro/ PACHECO DE AMORIM, João, *ob. cit.*, p. 307.

¹¹⁵ *Ibidem.*, p. 308.

descoberta e ponderação de todas as dimensões de interesses públicos e privados, que se liguem com a decisão a produzir»).

Espera-se deste modo que a entidade instrutora competente procure «**averiguar todos os factos** cujo conhecimento seja conveniente para a justa e rápida decisão do procedimento, **podendo**, para o efeito, **recorrer a todos os meios de prova admitidos em direito**» (art. 87.º, n.º 1, do CPA), como sejam a realização de *exames*, *vistorias*, e *outras diligências semelhantes* através de *peritos especializados* com vista à condução das averiguações respectivas (art. 94.º, n.º 1, do CPA).

Entre outros meios, para garantir uma **adequada comprovação das declarações de disponibilidade**, foram criados alguns procedimentos instrutórios:

* *relativamente aos centros electroprodutores* - estes têm o dever de enviar à DGEG e à ERSE **dados informativos referentes ao funcionamento e à exploração do centro electroprodutor** (al. *i*) n.º 1); o dever de «permitir e facilitar o acesso das entidades fiscalizadoras às suas instalações, facultando-lhes as **informações** e os dados necessários à fiscalização» (al. *k*), n.º 1); o dever de «permitir e facilitar o acesso às suas instalações por parte das entidades competentes para efeitos da **verificação da disponibilidade do centro electroprodutor**, segundo o artigo 33.º-C» (al. *l*), n.º 1)

* *relativamente à entidade concessionária da RNT* - esta detém direitos e deveres funcionais, previstos no art. 35.º-A do DL n.º 172/2006

Desta forma, é expectável que a **entidade instrutora** - especificamente, a DGEG¹¹⁶ - consiga apurar *com adequada correcção* o cálculo das remunerações compensatórias a atribuir aos centros electroprodutores a título de **CMEC's**, com base nas *declarações de disponibilidade devidamente verificadas*.

Quanto à quarta questão, o parecer responde seguindo o que dispõe o n.º 7 do art. 11.º do DL n.º 240/2004, quanto ao montante de ajustamento anual dos **CMEC** relativo ao ano de 2011 a favor da EDP — Gestão da Produção de Energia, S. A.

¹¹⁶ Para efeitos de fixação dos ajustamentos anuais aos montantes das compensações pela cessação antecipada dos CAE (n.º 2 art. 11.º, do DL n.º 240/2004)

«*ficando salvaguardada a introdução de qualquer acerto* no cálculo dos ajustamentos anuais subsequentes¹¹⁷».

Equiparando-se o acto de homologação a um acto administrativo, o parecer no entanto avisa que o acto de homologação em si mesmo não dissipa quaisquer dúvidas que subsistam quanto à correcção das declarações de disponibilidade apresentadas pelos centros electroprodutores, não sendo tais dúvidas impeditivas da homologação.

Assim sendo, tal como em relação a qualquer acto administrativo, **o acto homologatório poderá ser revogado caso se verifique alguma invalidade**, pelo art. 141º CPA:

- seja devido à ocorrência de *um vício que gere **anulação** do acto* (a operar nos termos dos arts. 58º nº2 a) CPTA, 135º CPA),
- seja devido à *verificação de um vício que conduza à **declaração de nulidade** do acto* (podendo a nulidade ser arguida *a todo o tempo*, art. 134º CPA).

Esta homologação dos ajustamentos anuais apurados pela DGEG consiste na prática de um *acto administrativo* por uma autoridade administrativa — que, na definição de **FREITAS DO AMARAL**, «*absorve os fundamentos e conclusões de uma proposta ou de um parecer apresentados por outro órgão*¹¹⁸».

Na homologação, salienta-se segundo **JOSÉ GABRIEL QUEIRÓ** «a existência entre os dois órgãos — o autor do acto homologatório e o autor do acto homologado — de uma partilha de poderes, fundada no propósito de associar diferentes títulos de legitimidade para a produção dum mesmo resultado¹¹⁹».

Esta **partilha** manifesta-se em **duas dimensões**: «por um lado, a lei pretende que a decisão final não deixe de ser tomada por quem, em virtude da *posição que ocupa na estrutura da Administração*, lhe pode dar **a força e a autoridade** que ela reclama; por outro lado, entende circunscrever essa decisão no quadro de *opções previamente definidas por outro órgão*, em homenagem à sua **especial competência técnica**, às

¹¹⁷ Despacho de 15 de outubro de 2012 do Secretário de Estado da Energia. O montante referente ao ajustamento anual dos CMECs 2011 atingiu o valor de 236,4 Milhões de Euros.

¹¹⁸ FREITAS DO AMARAL, Diogo com a colaboração de MACHETE, Pedro e TORRAL, Lino, *ob. cit.*, p. 297. GABRIEL QUEIRÓ, José, *ob. cit.*, pp. 90-93.

¹¹⁹ JOSÉ GABRIEL QUEIRÓ, *ob. cit.*

garantias de *imparcialidade e independência* por ele proporcionadas ou a outras razões análogas¹²⁰»

¹²⁰ *ibidem, ob. cit.*

Reflexão final e Conclusão:

Concluído o trabalho, estamos em condições de sintetizar as nossas reflexões. O primeiro dado a registar é que a liberalização do sector eléctrico apresenta-se como um processo gradual e segmentado.

Gradual, porque resultando de sucessivas modificações legislativas ao longo de vários anos (em particular os pacotes legislativos europeus de 96, 2003 e 2009).

Segmentado, uma vez que actualmente apenas está liberalizado uma parte do sector que incorpora os segmentos da **produção** e da **comercialização**, ficando de fora os segmentos de transporte e distribuição de energia eléctrica, sujeitos a um regime de concessão de serviço público não concorrencial.

Possivelmente, onde os avanços mais significativos se fizeram sentir foi no desenvolvimento do **MIBEL**, enquanto espaço comum de realização de trocas comerciais no sector eléctrico, de regras tendencialmente harmonizadas entre os Estados Partes. Assume aqui particular importância o Conselho de Reguladores na articulação das actividades eléctricas do MIBEL, bem como a complementaridade funcional entre OMIP (gerindo *mercados a prazo*) e o OMIE (com a gestão *dos mercados diário e intradiário*).

O segundo dado a registar é que a nível das entidades reguladoras, identifica-se um **modelo de regulação orientado para a eficiência** (*Anreizregulierung*), onde a entidade reguladora surge como dotada de independência *face ao poder político* e *face aos regulados* do sector, tendo a seu cargo a missão de zelar pelo bom funcionamento do mercado concorrencial.

No caso do sector eléctrico, para além das salvaguardas de **independência** é exigida uma *competência técnica especializada* com vista a garantir, por uma lado, a *continuidade do abastecimento eléctrico* e, por outro lado, assegurar o **acesso à rede** em condições *objectivas, transparentes e não discriminatórias*.

Por outro lado, com a passagem para o modelo liberalizado, consta-se que o legislador ponderou a necessidade de *conciliar* as **exigências de abertura do mercado** à concorrência - nomeadamente, através da **reprivatização de alguns players** - com a

tutela de expectativas legítimas depositadas por incumbentes, ao abrigo do anterior modelo dos CAE's.

A nível da *reprivatização*, os seus efeitos têm-se feito sentir mais recentemente no segmento do transporte de electricidade, através da alienação de 11% do capital social¹²¹ que o Estado Português detinha sobre a REN. Com um total de receita arrecadada de 592,21 Milhões de Euros¹²² - a ser utilizada na amortização de dívida pública -, o Estado Português encerrou a sua participação na transportadora eléctrica, dando cumprimento a um dos pontos do Memorando de Entendimento¹²³.

Ainda, referir que as reformas liberalizadoras suscitaram questões de salvaguarda de expectativas legítimas, devido à cessação abrupta dos CAE's, dando lugar a *receios de inviabilização dos investimentos realizados por incumbentes titulares de CAE's*. Pela dimensão dos investimentos, e pelo facto do retorno dos mesmos se ter fundado em expectativas legítimas ao abrigo do quadro legal então em vigor, foram atribuídas *remunerações compensatórias* aos incumbentes detentores de CAE - *CMEC's* - com *benefícios económicos equivalentes* aos anteriores CAE's.

Estes CMEC sendo criados para garantir o equilíbrio do sistema eléctrico na transição para o modelo concorrencial têm sido alvo de sucessivos reparos: tanto pelos valores envolvidos até 2027 (c.f. figura 4), como pelo facto de terem sido sugeridos como distorções à concorrência.

No entanto, estes dados por si só não invalidam os CMEC: *o que está em causa não é a sua permanência ou não*, uma vez que - *a cessarem os CMEC - estaria aberta a porta à concorrência desleal*: é legítimo que incumbentes detentores de CAE's - que realizaram *investimentos* (infra-estruturas, modernização de equipamentos, linhas de tensão...) *com base num quadro legal* que deixou de existir, continuem a ter que suportar *todos* os custos inerentes aos investimentos realizados, *como se o quadro legal se tivesse mantido inalterado* ?

Em tal caso, novos concorrentes estariam em posição de aumentar significativamente o seu domínio de mercado face a incumbentes históricos já

¹²¹ Dos quais 9,9% através da Parpública e 1,1% através da Caixa Geral de Depósitos.

¹²² In *Dinheiro Digital*: http://dinheirodigital.sapo.pt/news.asp?id_news=213558

¹²³ No ponto 3.31. do Memorando de Entendimento, versão de 17 de Maio de 2011.

instalados e *reféns dos seus investimentos (stranded investments)*. Daí que, a nosso ver a delimitação tem que ser necessariamente outra: o que está em causa não é a atribuição de compensações em si, o que realmente se discute são os montantes a atribuir; ou seja, está em causa a necessidade de realizar *ajustamentos* aos montantes de CMEC's acordados.

Em particular, a preservação de **CMEC's representa uma atitude compromissória** com vista a alcançar o equilíbrio do SEN, de forma a efectivar a sua passagem plena para o mercado liberalizado: visa-se tutelar expectativas legítimas que a comunidade, as pessoas e o direito depositam na *lei* e na *segurança* jurídica, enquanto pilares fundamentais num Estado de Direito Democrático.

Discordamos, no entanto, do entendimento expresso no parecer, segundo o qual o direito de propriedade tenha que ser atingido de forma *manifestamente arbitraria, opressiva e intolerável* para que o direito tenha tutela; a violação do direito de propriedade *em si mesma* consubstancia a privação ilegítima dum *direito do seu titular*.

Ora, ao não considerar - no caso - o custo do financiamento das tarifas sociais nos ajustamentos anuais dos CMEC's (e assim não repercutindo esses custos na totalidade dos consumidores), ainda que se invoquem razões de «protecção social», o que na verdade se está a instituir é um espaço onde o direito de propriedade de detentores de CAE's não tem tutela jurídica: inexistente uma compensação com benefício económico *equivalente* às perdas suportadas.

Uma das áreas onde se colocam importantes questões prende-se com a definição das compensações a atribuir em razão de custos afundados, em especial quanto ao mecanismo de revisibilidade. Este mecanismo legal¹²⁴ - que iremos apenas descrever brevemente - opera sobre um *valor económico contratual* para todo o período de vida útil dum contrato. O *valor económico* incorporava tanto CMEC's como custos associados a recursos hídricos, ficando sujeito a revisões - na forma de *ajustamento anual* - caso viessem a ser alterados os pressupostos contratuais.

¹²⁴ Instituído no DL n.º 240/2004, de 27 de Dezembro

Certamente, mais questões se podem descortinar no processo de liberalização: trará esta *necessariamente* mais eficiência, isto é, maior geração de benefícios para os *consumidores*? O reforço da concorrência no sector contribuirá para *melhorar a qualidade do serviço prestado* pelos incumbentes eléctricos?

Falar sobre o aspecto da eficiência, implica necessariamente mencionar a questão do défice tarifário e das rendas eléctricas ditas "excessivas".

O *défice tarifário* é o resultado de uma decisão política de não permitir que num ano os preços de electricidade reflectam os seus custos, sendo limitados os aumentos de preços a um limite administrativo discricionário¹²⁵. Na prática, tal onera os consumidores finais a suportar juros futuros por aquilo que consomem num ano. É criada desta forma uma aparência de preços baixos não correspondente aos custos reais suportados no sector.

Já as *rendas eléctricas excessivas* reportam-se ao entendimento de que os CMEC's - entre outras rendas do sector eléctrico - proporcionam aos ex-detentores de CAE's uma rentabilidade superior à que seria considerada equilibrada pelo padrão WACC¹²⁶, se os ganhos das centrais com CMEC's fossem obtidos exclusivamente em mercado concorrencial.

Esta percepção sustentou-se num estudo de Cambridge segundo o qual a rentabilidade nominal efectiva dos CMEC's era 14,2% acima dos 7,55% do custo de oportunidade do capital considerado num despacho do Governo; posição que foi contestada por incumbentes do sector¹²⁷.

E ainda, *como compatibilizar a permanência de CMEC's - enquanto auxílios de Estado*¹²⁸ *atribuídos a título compensatório* - com o risco do seu beneficiário ampliar a sua vantagem sobre *os seus concorrentes*,¹²⁹ *à revelia das regras de mercado*

¹²⁵In:http://www.jornaldenegocios.pt/opiniao/detalhe/o_que_eacute_o_deacutefice_tarifaacuterio_da_electricidade.html

¹²⁶ Trata-se dum método de custo médio ponderado do capital investido, permitindo saber o custo de oportunidade para investidores e credores.

¹²⁷In:http://www.jornaldenegocios.pt/empresas/energia/detalhe/dez_perguntas_e_respostas_sobre_um_palavrao_chamado_cmec.html

¹²⁸ art. 65º nº1 Lei da Concorrência e art. 107º nº1 TFUE

¹²⁹ Nesta matéria, consultar em especial a Recomendação da Autoridade da Concorrência ao Governo, publicada em Novembro de 2013 (anexada) bem como uma lista de perguntas e respostas relativas aos CMEC, publicada pela mesma Autoridade (também anexadas)

livre? Para lidar com estas reflexões mostra-se particularmente relevante a Recomendação da Autoridade da Concorrência emitida a 25 de Novembro de 2013.

Na Recomendação referida, são apontados como possíveis caminhos a alteração dos mecanismos de revisibilidade dos CMEC's de forma a que as **compensações sejam determinadas apenas na base de comportamentos eficientes**¹³⁰, tanto na *produção* de energia como na *prestação de serviços* do sistema¹³¹. O modelo deverá ser complementado através de sujeição a consulta pública e parecer da ERSE.

A AdC recomenda ainda a realização de uma **auditoria independente** no sentido de avaliar o *risco de sobrecompensações*¹³² bem como o apuramento dos *auxílios de Estado concedidos em excesso*, face aqueles que seriam concedíveis exclusivamente na base de comportamentos eficientes.

Por último, a AdC salienta a necessidade de **prever a avaliação, numa base anual, do risco de sobrecompensação** na aplicação da revisibilidade, *notificando a eventual revisão do regime* de auxílios de CMEC's à *Comissão Europeia* em conformidade com o teor da Recomendação (art. 105º nº 3 TFUE).

Por fim, através deste reajustamento no mecanismo de compensações dos CMEC's espera-se concretizar alguns dos desideratos contemplados no **Memorando de Entendimento** para o sector eléctrico:

(i) a eliminação das *rendas excessivas*¹³³;

(ii) a eliminação da *dívida tarifária* até 2020, garantindo uma repartição equilibrada dos encargos entre os vários agentes do setor¹³⁴;

¹³⁰ C.f. o ponto 5.3. do Memorando de Entendimento, 9ª actualização, de 7 de fevereiro de 2014 (ME7), quando se refere à possibilidade de adopção de **medidas correctivas** [décima primeira avaliação] sobre as centrais hidroeléctricas ex-detentoras de CAE's"; que se revelem necessárias "tendo em vista o cumprimento da regulamentação e das decisões comunitárias [em curso]".

¹³¹ C.f. ponto 5.2. [T1-2014] do ME7; ao referir-se quanto à "identificação, pelo Governo, de distorções no mercado de serviços de sistema, problema, salientado nos relatórios das entidades reguladoras relevantes", de forma a "implementar as medidas necessárias de acordo com as recomendações destes relatórios relativamente aos **riscos de sobrecompensação** nos cálculos dos ajustamentos (revisibilidade) dos CMEC"

¹³² C.f. ponto 5.2. [T1-2014] do ME7; propondo "implementar as medidas necessárias de acordo com as recomendações dos relatórios das entidades reguladoras relevantes (...) incluindo a realização de uma **auditoria independente** sobre o *risco de sobrecompensação* e sobre os montantes das sobrecompensações passadas"

¹³³ C.f. 5.2. [T4-2013] do ME7

¹³⁴ *ibidem*

(iii) *eliminar as distorções no mercado de serviços de sistema*, os moldes da respectiva implementação no âmbito do processo de ajustamento anual dos CMEC, bem como o respectivo resultado em termos de redução de custos¹³⁵;

(iv) adoptar as medidas necessárias para *evitar a repercussão da contribuição sobre o sector energético no preço ao consumidor final*¹³⁶.

(89.754 caracteres)

¹³⁵ C.f. 5.2. [T1-2014] do ME7

¹³⁶ C.f. 5.2. [T4-2013] do ME7

BIBLIOGRAFIA:

AA VV, *Derecho de la Energía*, La Ley, Madrid, 2007

AA VV, *Energía y Regulación*, Comisión Nacional de Energía, Thomson-Civitas, Madrid, 2007

AA VV, *La Nueva Regulación Eléctrica*, Civitas, Madrid, 2002.

AA VV, *Temas de Direito da Energia*, Cadernos o Direito, nº 3, Almedina, Coimbra, 2008.

ADAME MARTÍNEZ / ADAME MARTÍNEZ / BELLOSO PÉREZ, *Manual de Gestión Energética de las Corporaciones Locales*, Comares, Granada, 2008.

ARIÑO ORTIZ, Gaspar (Ed.), *Energía en España y Desafío Europeo*, Comares, Granada, 2006.

ARIÑO ORTIZ, Gaspar / QUINTO ROMERO, Javier de / LÓPEZ DE CASTRO GARCÍA-MORATO, Lucía, *Costes de transición a la competencia (sector eléctrico). Versión resumida*, in *Revista del Derecho de las Telecomunicaciones e Infraestructuras en Red*, nº 5 (2), Madrid: Fundación de Estudios de Regulación, 1999.

BECKER / CAZORLA / MARTÍNEZ-SIMANCAS / SALA, *Tratado de Regulación del Sector Eléctrico. Tomo I - Aspectos Jurídicos*, Thomson-Aranzadi, Madrid, 2009.

BECKER / CAZORLA / MARTÍNEZ-SIMANCAS / SALA, *Tratado de Regulación del Sector Eléctrico. Tomo II - Aspectos Económicos*, Thomson-Aranzadi, Madrid, 2009.

BELLANTUONO, Giuseppe, *Contratti e regolazione nei mercati dell'energia*, il Mulino, Bologna 2009.

BERNDT, Andrea, *Die Anreizregulierung in den Netzwirtschaften*, Nomos, Baden-Baden, 2011.

BHATTACHARYYA, Subhes, *Energy Economics. Concepts, Issues, Markets and Governance*, Springer, London, 2011.

BIAGGINI, G (2010). Unabhängige Regulierungsbehörden aus schweizerischer Sicht. In: MASING, Johannes/; MARCOU, Gérard, *Unabhängige Regulierungsbehörden: organisationsrechtliche Herausforderungen in Frankreich und Deutschland*, Mohr Siebeck, Tübingen, 2010.

BROEMEL, Roland, *Strategisches Verhalten in der Regulierung : Zur Herausbildung eines Marktgewährleistungsrechts in den Netzwirtschaften*, XIII, 425, Seiten, NStW 13, Mohr Siebeck, Tübingen, 2010.

BUCHMANN, Felix, *Kommunale Energieversorgungsunternehmen in der Krise*, Nomos, Baden-Baden, 2009.

CABALLERO SÁNCHEZ, Rafael, *Infraestructuras en red y liberalización de servicios públicos*, INAP, Madrid, 2003.

CARRÀ Sergio (org.), *Le fonti di energia*, il Mulino, Bologna, 2008.

CHEBEL-HORSTMANN, Nadia, *La Régulation du marché de l'électricité: concurrence et accès aux réseaux*, L'Harmattan, Paris 2006.

CLASSEN, Claus Dieter, «Die Entwicklung eines Internationalen Verwaltungsrechts», VVDStRL, 2007/67, pp. 365 e ss.

CLÔ, Alberto, *Il rebus energetico*, il Mulino, Bologna, 2008.

CRUZ FERRER, Juan de la *La Liberalización de los Servicios Públicos y el Sector Eléctrico*, Marcial Pons, Madrid, 1999.

CONFRARIA, João, *Regulação e Concorrência: desafios do Século XXI*, 2ª edição, Lisboa: Universidade Católica Editora, 2011.

DIAS, José Eduardo Figueiredo, «A certificação e a eficiência energética dos edifícios», *Revista o Direito*, Almedina, 2008.

DUNCANSON CAMERON, Peter, *Competition in energy markets: law and regulation in the European Union*, 2ª edição, Oxford: Oxford University Press, 2007.

ESTEVES DE OLIVEIRA, Mário / COSTA GONÇALVES, Pedro / PACHECO DE AMORIM, João, *Código do Procedimento Administrativo Comentado*, 2.ª edição, Coimbra: Almedina, 1997

FABRA UTRAY, Jorge , *Liberalización o regulación: un Mercado para la electricidad*, Marcial Pons, Madrid, 2004.

FEHLING, Michael / RUFFERT Matthias (Hrsg.), *Regulierungsrecht*, Mohr Siebeck Tübingen, 2011.

FREITAS DO AMARAL, Diogo com a colaboração de MACHETE, Pedro e TORGAL, Lino, *Curso de Direito Administrativo*, Volume II, 2.ª edição, Coimbra: Almedina, 2011.

GABRIEL QUEIRÓ, José, *Homologação*, *Dicionário Jurídico da Administração Pública*, volume V, pp. 90 -93, Edição de Autor, 1993.

GALLO, Daniele, *I servizi di Interesse Economico Generale*, Giuffrè, Milano, 2010.

GARCÍA COBALEDA, «La doctrina de las *essential facilities*. Su aplicación en el sector español de la energía», em CNE, *Derecho de la Energía*, La Ley, Madrid, 2006.

GARCÍA DELGADO, José Luís / JIMÉNEZ, Juan Carlos, *Energía y Regulación*, Madrid: Editorial Aranzadi Civitas, 2007.

GONÇALVES, Pedro / ESTEVES DE OLIVEIRA, Rodrigo, *As concessões municipais de distribuição de electricidade*, Coleccção Direito Público e Regulação nº 1, Coimbra Editora, 2001.

GONÇALVES, Pedro, *Regulação Eléctrica e Telecomunicações: estudos de Direito Administrativo da Regulação*, Coleccção Direito Público e Regulação nº7, Coimbra Editora, 2008.

GONZÁLEZ-VARAS IBAÑEZ, Santiago, *Los mercados de interés general: telecomunicaciones y postales, energéticos y de transportes*, Granada: Comares, 2001

GOUVEIA, João Pedro, *Certificados brancos. Um contributo para a eficiência e a regulação energética em Portugal*, ERSE, 2010

GRIPPO / MANCA, *Manuale Breve di Diritto dell'Energia*, Cedam, Padova, 2008.

HERMES, Georg, «Problemi dell'accesso alla rete», Erminio Ferrari (org.) *I servizi a rete in Europa*, Raffaello Cortina Editora, Milano, 2000.

HERNÁNDEZ, Juan Carlos, *Regulación y Competencia en el Sector Eléctrico*, Thomson-Aranzadi, Madrid, 2005.

KESSLER / MICKLITZ, *Kundenschutz auf liberalisierten Märkten - Energie*, Nomos, Baden-Baden, 2008.

KNAUFF, Matthias, *Der Gewährleistungsstaat: reform der Daseinvorsorge*, Duncker & Humblot, Berlin, 2004.

KRAJEWSKI, Markus, *Grundstrukturen des Rechts öffentlicher Dienstleistungen*, Springer, Heidelberg/Berlin, 2011.

KÜHLING, Jürgen, *Sektorspezifische Regulierung in der Netzwirtschaften*, Beck, München, 2004.

LANZA / SILVA, *I servizi pubblici in Italia: il settore elettrico*, il Mulino, Bologna, 2006.

LA SPINA, Antonio/MAJONE, Giandomenico, *Lo Stato regolatore*, Il Mulino, Bologna, 2000.

LEITÃO MARQUES, Maria Manuel / ALMEIDA, «Entre a propriedade e o acesso: a questão das infra-estructuras essenciais», em Goucha Soares / Leitão Marques (Coord.), *Concorrência*, Almedina, Coimbra, 2006.

LIBERATI, Eugenio Bruti, *La regolazione pro-concorrenziale dei servizi pubblici a rete. Il caso dell'energia elettrica e del gas naturale*, Giuffrè, Milano, 2006.

LÓPEZ CARDENETE *et al.* (Coord.), *Los retos del sector energético*, Marcial Pons, Madrid, 2011.

MACHETE, Rui, «O domínio público e a rede eléctrica nacional», *ROA*, 61, 2001, pp. 1367 ss.

MAESTRO BUELGA / GARCÍA HERRERA / VIRGALA FORORUIA, *La construcción del mercado de la energía*, Comares, Granada, 2011.

MOREIRA, Vital / MAÇÃS, Fernanda, *Autoridades Reguladoras Independentes - Estudo e Projecto de Lei-Quadro*, Coimbra Editora, 2003.

MUÑOZ MACHADO / SERRANO GONZÁLEZ / BACIGALUPO SAGGESE, *Derecho de la Regulación Económica III - Sector Energético*, Tomos I e II, Iustel Madrid, 2009.

SALA ATIENZA, Pascual, *El nuevo marco comunitario del sector eléctrico*, in *La nueva regulación eléctrica: VII Jornadas jurídicas del sector eléctrico*, Madrid: Civitas, 2002.

SCHNEIDER / THEOBALD, *Handbuch zum Recht der Energiewirtschaft*, Beck, München, 2003.

SCHNEIDER / THEOBALD, *Recht der Energiewirtschaft. Praxishandbuch*, Beck, München, 2008.

TAVARES DA SILVA, Suzana, *Direito da energia*, Coimbra: Coimbra Editora, 2011.

TAVARES DA SILVA, Suzana, *Um novo direito administrativo?*, Imprensa da Universidade de Coimbra, 2010.

VICENTE, Maria de Sousa Nunes, *A quebra da legalidade material na actividade normativa de regulação económica*, Dissertação de mestrado em Ciências Jurídico-Políticas, apresentada na Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra, 2011.

VIEIRA DE ANDRADE, José Carlos, *Distribuição pelos municípios da energia eléctrica de baixa tensão*, Separata da Colectânea de Jurisprudência, Tomo I, 1989, pp.17 ss.

VIEIRA DE ANDRADE, José Carlos Vieira de, *Os Direitos Fundamentais na Constituição Portuguesa de 1976*, 3ª ed., Coimbra: Almedina, 2004.

VILHENA DE FREITAS, Lourenço, *Direito Administrativo da Energia: Introdução*, Associação Académica da Faculdade de Direito de Lisboa, 2013

Sítios:

<http://www.erse.pt> (*Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos*)

<http://www.dgeg.pt> (*Direcção Geral de Energia e Geologia*)

<http://www.mibel.com> (*Mercado Ibérico de Electricidade*)

<http://www.iea.org> (*International Energy Agency*)

<http://www.ren.pt> (*Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.*)

<http://www.tejoenergia.com/> (*Tejo Energia, S.A.*)

<http://www.turbogas.pt/> (*Turbogás - Produtora Energética, S.A.*)

<http://www.edp.pt> (*Energias de Portugal, S.A.*)

<http://www.concorrencia.pt/> (*Autoridade da Concorrência*)

http://ec.europa.eu/index_pt.htm (*Comissão Europeia*)

Recomendação ao Governo, relativa ao regime de Auxílios de Estado denominado por Custos para a manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)

Introdução

1. A Autoridade da Concorrência (AdC), no âmbito do acompanhamento contínuo do setor elétrico, nomeadamente do mercado dos serviços de sistema, detetou indícios de baixos níveis de utilização na prestação do serviço de telerregulação das centrais hidroelétricas que beneficiam do sistema de auxílio CMEC¹ em comparação com centrais hidroelétricas em regime de mercado². A partir da informação publicada pela REN no [site www.mercado.ren.pt](http://www.mercado.ren.pt), referente à banda secundária contratada e ofertas de banda secundária, verificou-se que esta situação ocorreu com especial contraste nos casos em que uma mesma barragem dispõe, simultaneamente, de grupos geradores em regime CMEC e grupos geradores em regime de mercado, ambos aptos para prestar este tipo de serviço.
2. Os indícios de eventual subutilização das centrais hídricas CMEC foram também já salientados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). De facto, e no que se refere ao mercado de prestação de serviços de regulação secundária, a ERSE³ assinalou a reduzida participação das centrais hidroelétricas, sobretudo das centrais hídricas com CMEC da EDP, face ao seu peso relativo, em termos de repartição de potência instalada de telerregulação.
3. O mecanismo de revisibilidade CMEC pode fornecer uma explicação para o comportamento indiciado pelos factos públicos citados, sem de forma alguma o justificar. Na verdade, da análise efetuada, resulta que a forma de cálculo do mecanismo de revisibilidade CMEC permite à beneficiária desse auxílio conseguir ampliar a vantagem económica sobre os seus concorrentes, ampliando a distorção da concorrência que decorre do próprio auxílio.
4. Nos termos do artigo 65.º, n.º 1, da Lei n.º 19/2012, de 8 de Maio (Lei da Concorrência), os auxílios concedidos pelo Estado não devem restringir, distorcer ou afetar de forma sensível a concorrência no todo ou em parte substancial do mercado nacional, pelo que se justifica que a Autoridade da Concorrência, nos termos e para os efeitos do artigo 65.º, n.º 2, da Lei da Concorrência, e dos artigos 6.º, n.º 1, alíneas a), b), c), f), 7.º, n.º 4, alínea b) e 17.º, n.º 1, alínea e) dos Estatutos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 10/2003, de 18 de Janeiro, formule ao Governo uma recomendação para eliminar os efeitos negativos sobre a concorrência que resultem desses auxílios.

¹ Centrais que beneficiam de compensações pela rescisão antecipada dos Contratos de Aquisição de Energia, denominadas por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual, instituídas pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, alterado pelos Decretos-Lei n.ºs 199/2007, de 18 de Maio, 264/2007, de 24 de Junho e 32/2013, de 26 de Fevereiro.

² Centrais hidroelétricas que não beneficiam de CMECs.

³ Tal posição consta do parecer que a ERSE apresentou à AdC, no âmbito do processo Ccent. 23/2010 EDP/GRÉNOUGA, decisão da AdC de 13/12/2010. Vide parágrafo 609. da versão pública da Decisão publicada na página eletrónica da AdC.

Enquadramento dos serviços de sistema

5. Os serviços de sistema são serviços prestados ao operador de sistema elétrico, entidade integrante do grupo REN, pelos produtores de energia elétrica e visam garantir o equilíbrio permanente entre produção e consumo. Os serviços de sistema prestados em regime de mercado compreendem, nomeadamente, o processo de resolução de restrições técnicas, a contratação da regulação secundária (telerregulação), sob a qual incide a análise da AdC, e a contratação da energia de reserva de regulação.
6. Os custos com serviços de sistema são uma componente dos custos grossistas da energia que serve os consumidores finais.
7. Relativamente ao serviço de telerregulação, também denominado por banda secundária, corresponde a um serviço, de carácter voluntário, prestado pelos produtores de energia elétrica ao operador de sistema elétrico, o qual permite que o operador do sistema ajuste automaticamente a produção dos centros electroprodutores, dentro de intervalos de variação pré-determinados, por forma a equilibrar, em tempo real, o sistema elétrico face aos desvios que ocorram entre produção e consumo.
8. O serviço de telerregulação tem como comprador único o gestor do sistema elétrico, que estabeleceu um mecanismo de mercado, nomeadamente leilões horários, para a compra deste serviço.
9. No âmbito das centrais aptas a prestar o serviço de telerregulação identificam-se centrais abrangidas pelos CMEC, centrais abrangidas por CAE (Contratos de Aquisição de Energia) e centrais que operam sem nenhuma garantia contratual de remuneração.

Os incentivos contidos na fórmula da revisibilidade dos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)

10. Os CMEC constituem as compensações que foram atribuídas à EDP por ter rescindido antecipadamente os Contratos de Aquisição de Energia (CAEs), modelo económico-financeiro pelo qual se regia a operação e comercialização da energia produzida para uma parte significativa do seu parque electroprodutor. Na data de publicação do regime CMEC, em 2004, identificavam-se beneficiárias de CAE no seio do grupo EDP 26 centrais hídricas, 4 centrais a fuel, 2 a gasóleo e 1 central a carvão. Em anexo apresenta-se um resumo do histórico que conduziu à assinatura dos CAE e à sua posterior cessação antecipada em 2007.
11. Os CMEC são financiados pela tarifa de uso global do sistema, cobrada aos consumidores na respetiva fatura de energia elétrica, pela utilização da rede a que se encontram ligados.
12. Por decisão da Comissão Europeia adotada em 2004⁴, os CMEC foram qualificados como um Auxílio de Estado nos termos do n.º 1 do artigo 87.º do Tratado CE (atual n.º 1 do artigo 107.º do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia), compatíveis com a derrogação prevista no n.º 3, alínea c), do artigo então 87º do Tratado CE, à luz da

⁴ Auxílio estatal N 161/2004 – Portugal, Custos ociosos em Portugal, 22.09.2004

Comunicação da Comissão relativa à metodologia de análise dos auxílios estatais ligados a custos ociosos⁵.

13. Importa notar que, em 2004, ao momento em que a Comissão adotou a decisão, o mercado ibérico da eletricidade ainda não havia sido criado e o mercado de serviços de sistema também não existia. À época dessa decisão, o regime económico de prestação dos serviços de sistema pelos produtores ao operador de sistema era parte integrante dos CAE. Por essa razão, a análise dos CMEC não beneficiou de um quadro de referencial empírico que permitisse a cabal apreciação dos incentivos contidos nas compensações atribuídas pela rescisão antecipada dos CAE.
14. Os CMEC são um pagamento adicional sobre as receitas de mercado que a EDP auferir, que visa garantir que a margem bruta (receitas – custos variáveis) angariável pela empresa em mercado, adicionada da compensação CMEC, seja aproximadamente idêntica à que havia sido contratada nos CAE.
15. Os CMEC desdobram-se numa componente fixa, denominada “parcela fixa”, e numa “parcela de acerto”, sobre a qual se aplica o mecanismo da revisibilidade.
16. A parcela fixa dos CMEC é determinada com base na diferença entre os pagamentos dos encargos fixos dos CAE e uma margem bruta de mercado calculada *ex-ante*, assente em pressupostos iniciais (quantidades vendidas, regime hidrológico, preços de mercado e custos de combustíveis). Aquando da criação dos CMEC, as quantidades vendidas foram determinadas por intermédio de um modelo de simulação do sistema elétrico, denominado por Valorágua⁶. O valor apurado foi convertido numa renda anual fixa que vigora durante os primeiros dez anos do sistema CMEC (2007 a 2017).
17. A componente de revisibilidade dos CMEC, calculada anualmente, apura a diferença entre a margem bruta calculada *ex-ante* e a margem bruta que se apura *ex-post*.
18. Formalmente, o mecanismo da revisibilidade CMEC, encontra-se definido no artigo 4.º do Anexo I do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro⁷, na fórmula a seguir explanada (a identificação das variáveis é consultável no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro⁸).

$$Revisão_{it} = \left[\sum_{n=1}^{12} EF_{int} \times (Km_{int} - Kp_{int}) \right] + \left[\sum_{n=1}^{12} \sum_{k=1}^5 (VT_{kint} \times PT_{int}) - VT_{it} \times EVT_{it} \right] \times \frac{I}{I_{ref}} - \left[\sum_{w=1}^{12} \sum_{k=1}^5 (VW_{kint} \times PV_{int}) - VW_{int} \times EVV_{int} \right] + GP_{it} + SS_{it}$$


The diagram below illustrates the components of the formula:

- Ajustamento encargo fixo pela disponibilidade**: Corresponds to the first term in the formula: $\sum_{n=1}^{12} EF_{int} \times (Km_{int} - Kp_{int})$.
- Margem bruta ex-ante ajustada pela inflação**: Corresponds to the second term: $\left[\sum_{n=1}^{12} \sum_{k=1}^5 (VT_{kint} \times PT_{int}) - VT_{it} \times EVT_{it} \right] \times \frac{I}{I_{ref}}$.
- Margem bruta ex-post**: Corresponds to the third term: $\left[\sum_{w=1}^{12} \sum_{k=1}^5 (VW_{kint} \times PV_{int}) - VW_{int} \times EVV_{int} \right]$.
- Garantia de Potência**: Corresponds to the fourth term: GP_{it} .
- Receitas serviços de sistema**: Corresponds to the fifth term: SS_{it} .

⁵ Comunicação da Comissão relativa à metodologia de análise dos auxílios estatais ligados a custos ociosos, adotada pela Comissão em 26.7.2001. Disponível no seguinte sítio Internet da Direcção-Geral da Concorrência da Comissão: http://europa.eu.int/comm/competition/state_aid/legislation/stranded_costs/pt.pdf

⁶ O modelo Valorágua é um modelo desenvolvido pela REN para simulação do sistema electroprodutor.

⁷ Idem.

⁸ Idem.

19. Essa fórmula desdobra-se em 4 componentes, nomeadamente, lendo da esquerda para a direita:
- o ajustamento do Encargo Fixo (EF), determinado em função da diferença entre a disponibilidade contratada⁹ no CAE original e a disponibilidade real demonstrada por cada central;
 - o ajustamento da Margem Bruta de Mercado, calculada pela diferença entre a margem de mercado calculada *ex-ante*, ajustada pela inflação – o valor inicialmente determinado aquando da entrada em funcionamento dos CMEC – e a margem de mercado calculada *ex-post*. Esse ajustamento depende da diferença entre os valores previstos e realizados: dos preços de mercado; dos custos dos combustíveis e outros encargos operacionais; do regime hidrológico e das quantidades ótimas determinadas pelo modelo Valorágua *ex-ante* vs *ex-post*;
 - as receitas de Garantia de Potência (GP), que no caso das centrais CMEC nunca chegaram a ser auferidas;
 - as receitas de serviços de sistema (SS), nomeadamente pela prestação do serviço de telerregulação (de natureza voluntária) e reserva de regulação (de natureza obrigatória).
20. No mercado da produção, a revisibilidade tem em conta as margens de lucro brutas ótimas (vendas-custos de produção). As margens ótimas de lucro em mercado da produção são calculadas com base em quantidades ótimas, determinadas *ex-post* pelo modelo Valorágua, que as centrais deveriam produzir com base em condições reais de mercado e de regime hidrológico. Caso a beneficiária dos CMEC, neste caso a EDP, se afaste das quantidades ótimas e realize menores margens de lucro, os consumidores não compensam essa perda. Do mesmo modo, se a EDP conseguir margens mais elevadas que as ótimas (no caso do processo otimizador da EDP ser mais eficaz que o processo otimizador Valorágua), apropria-se da diferença.
21. No mercado de serviços de sistema – nomeadamente no serviço de telerregulação e no serviço de reserva de regulação – as centrais CMEC não têm referencial de otimização a respeitar. Caso a EDP realize com as centrais CMEC receitas em serviços de sistema inferiores às que poderia otimamente realizar, as compensações que os consumidores pagam sobem automaticamente na exata medida das receitas que deixaram de ser auferidas.
22. Das componentes da revisibilidade CMEC acima explanadas, verifica-se que a EDP controlará efetivamente o nível de disponibilidade dos equipamentos e o nível de receitas em serviços de sistema das centrais CMEC, em particular no serviço de telerregulação que é de participação voluntária. No serviço de reserva de regulação, apesar de ser obrigatório, ainda assim pode haver lugar a uma otimização da forma como é oferecido, pelo que também será de supor algum grau de controlo sobre a forma como as receitas de reserva de regulação são geradas.
23. No que respeita às quantidades ótimas Valorágua, condições hidrológicas e custos dos combustíveis, tratam-se de matérias que escapam ao controlo da EDP – exógenas à respetiva conduta – e, desse modo, a EDP não tem possibilidade de condicionar o respetivo resultado.
24. Deste modo, à componente de revisibilidade, associa-se um sistema de incentivos. A EDP é incentivada a maximizar o estado de prontidão para entrada em funcionamento das centrais, a maximizar a margem bruta em mercado da produção, mas será neutra em

⁹ A ERSE define disponibilidade como a situação em que a instalação se encontra em estado de poder funcionar.

relação a prestar ou não o serviço de telerregulação com centrais CMEC ou a otimizar a prestação do serviço de reserva de regulação.

Os riscos de sobrecompensação no auxílio concedido resultantes dos CMEC

25. No que respeita ao serviço de telerregulação, a EDP dispõe de centrais em regime CMEC e centrais em regime de mercado.
26. De acordo com as análises efetuadas no passado por esta Autoridade, a EDP tem uma posição dominante no serviço de telerregulação/banda secundária¹⁰. Para além da EDP, concorrem no mercado de telerregulação/banda secundária apenas três outros operadores (central do Pego, comercializada pela REN Trading, central de ciclo combinado do Pego, comercializada pela Endesa, e central da Aguieira¹¹, comercializada pela Iberdrola).
27. O facto de o grupo EDP operar centrais em regime CMEC e centrais em regime de mercado é suscetível de criar um conflito de interesses na gestão das centrais CMEC.
28. A eficiente gestão das centrais CMEC no serviço de telerregulação, na medida em que aumente a produção desse serviço, reduz a procura residual das centrais em mercado (seja as da EDP seja as dos restantes operadores), o que pode ter efeitos nas vendas realizadas por essas terceiras centrais.
29. Assim, a gestão eficiente das centrais no mercado de telerregulação pode atuar em benefício da redução da compensação, em favor dos consumidores, mas pode também atuar em potencial prejuízo das restantes centrais operadas pelo grupo EDP em telerregulação. A presença de interesses diversos e conflitantes fundamenta por isso a existência de um conflito de interesses na gestão simultânea das centrais CMEC e das centrais em regime de mercado.
30. Antes da cessação dos CAE esse conflito de interesses não existia. O produtor beneficiava de uma remuneração certa mas, em contrapartida, cedia o controlo comercial das centrais ao comprador único, a REN, que atuava de forma independente.
31. Com a cessação dos CAE, a EDP continuou a beneficiar da remuneração certa e passou também a beneficiar do controlo comercial das centrais, o que lhe permite gerir, ainda que parcialmente – i.e. a parte relativa às receitas relacionadas com telerregulação / serviços de sistema – a compensação que vai auferir.
32. O conflito de interesses é diretamente resultado dos termos em que foram cessados os contratos – concedendo o controlo comercial à EDP – e da fórmula de cálculo da revisibilidade CMEC.
33. Assim, do facto de a EDP não ter um incentivo explícito a maximizar as receitas de serviços de sistema com centrais em regime CMEC, poderão resultar comportamentos menos eficientes do ponto de vista económico, conduzindo, tudo o resto sendo constante, a compensações suportadas pelos consumidores mais elevadas do que aquelas que poderiam ser pagas na base de comportamentos otimizados. Deste modo, existe um risco de sobrecompensação no auxílio atribuído que importaria acautelar.

¹⁰ Vide processo Ccent. 23/2010 EDP/GRENOUGA, decisão da AdC de 13/12/2010.

¹¹ Na sequência da operação de concentração EDP/Activos EDIA (Alqueva*Pedrógão), e de acordo com o compromisso assumido pela EDP, a gestão das centrais de Aguieira e Raiva, propriedade da EDP, foi cedida à Iberdrola, por um prazo de 5 anos.

34. Importa notar que o risco de sobrecompensação no auxílio concedido é um fator de distorção de concorrência, dado que confere à beneficiária do auxílio a possibilidade de ampliar a vantagem económica sobre os seus concorrentes.
35. A título meramente ilustrativo, apresentam-se os números relativos à central de Picote, que dispõe de 3 grupos em regime CMEC (unidade física de Picote) e 1 grupo em regime de mercado (unidade física de Picote 4), que entrou ao serviço em finais de 2011. Os grupos de ambos os regimes encontram-se equipados para telerregulação, partilham um mesmo recurso hidrológico e encontram-se sob a mesma esfera de decisão, diferindo no entanto no regime em que são explorados. No regime de mercado, as receitas de banda secundária revertem para a empresa enquanto no regime CMEC essas mesmas receitas revertem para a liquidação dos encargos fixos dos CAEs antecipadamente cessados em 2007. Pertence ao respetivo gestor alocar o afluxo hidrológico a cada um dos grupos.
36. Entre 1 de Janeiro de 2012 e 31 de Agosto de 2012, os grupos geradores CMEC de Picote realizaram uma receita de 51.903 Euros em telerregulação / banda secundária (sem considerar a receita de energia de regulação secundária¹²), que beneficiaram os consumidores numa redução de igual montante na compensação paga, ao passo que o grupo gerador em mercado de Picote 4 apurou uma receita de 7.718.522 Euros (sem considerar a receita de energia de regulação secundária), que reverteram para os lucros da empresa beneficiária.

Recomendação ao Governo

37. Da análise efetuada, resulta que o risco de sobrecompensação no modo de cálculo da revisibilidade CMEC significa que a empresa beneficiária dessas compensações financeiras possa conseguir obter benefícios superiores àqueles que haviam sido contratados nos CAE. Com efeito, no atual contexto, as margens brutas reais [valor inicial dos CMEC – i.e. Encargo fixo menos margem bruta *ex-ante* – mais valores da revisibilidade, mais margem bruta *ex-post*, mais receitas de serviços de sistema reais e mais lucros transferidos para centrais em mercado] podem resultar superiores aos encargos fixos desses contratos.
38. O risco de sobrecompensação no auxílio concedido é um fator de distorção de concorrência, dado que confere à beneficiária do auxílio a possibilidade de ampliar a vantagem económica sobre os seus concorrentes.
39. É entendimento desta Autoridade que não se deve permitir que a beneficiária do auxílio de Estado tenha o controlo da compensação financeira, no fundo a possibilidade de escolher a que centros electroprodutores, em mercado ou em regime CMEC, afetar as receitas da atividade relacionada com serviços de sistema, a ponto de permitir comportamentos ineficientes em detrimento dos consumidores e do sistema elétrico.
40. Foi consultada a ERSE relativamente à recomendação em apreço, tendo a mesma dado opinião favorável à alteração do regime CMEC “*para garantir a salvaguarda para futuro da aplicação equilibrada da revisibilidade inscrita no regime dos CMEC*”. Considerou ainda a ERSE que a definição do critério e modelo de otimização da prestação dos

¹² O serviço de telerregulação é remunerado em função da disponibilidade e da energia efetivamente movimentada. A remuneração da disponibilidade é a que se estabelece nos leilões de banda secundária, e resulta do preço do leilão aplicado à banda de regulação vendida. A energia efetivamente movimentada, a subir ou a descer, pelas centrais em telerregulação, em tempo real, é denominada por energia de regulação secundária e remunerada ao preço que se estabeleça nos leilões de energia a subir e a descer no âmbito do serviço de reserva de regulação.

serviços de sistema no quadro dos CMEC, a integrar eventual alteração legislativa, deverá considerar o contributo da REN, na qualidade da entidade que atua como operador de sistema e comprador único dos serviços de sistema, e a respetiva validação pela ERSE.

41. Face ao exposto, e,

- a. por estar em causa um auxílio público nos termos do artigo 65.º, n.º 1, da Lei da Concorrência, já antes qualificado também como um auxílio de Estado nos termos do artigo 107.º do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia,
- b. e existindo um risco que esse auxílio público permita que o seu beneficiário amplie a vantagem sobre os seus concorrentes,
- c. e tendo em vista eliminar os efeitos negativos sobre a concorrência resultantes desse auxílio,

a Autoridade da Concorrência, nos termos e para efeitos dos artigos 6.º, n.º 1, alíneas a), b), c), f); 7.º, n.º 4, alínea b) e 17.º, n.º 1, alínea e) dos Estatutos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 10/2003, de 18 de Janeiro, recomenda ao Governo, ao abrigo do artigo 65.º, n.º 2, da Lei da Concorrência, que:

- i. Altere o mecanismo de revisibilidade CMEC, instituído no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro¹³, de forma a que as compensações se determinem apenas na base de comportamentos eficientes, tanto na produção de energia como na prestação de serviços de sistema, devendo o processo de otimização *ex-post* englobar todas as variáveis relevantes para a determinação dos lucros das centrais CMEC, nomeadamente no mercado da produção e no mercado de serviços de sistema. Este modelo deverá ser sujeito a consulta pública e a parecer da ERSE.
- ii. Solicite uma auditoria independente no sentido de proceder à avaliação do risco de sobrecompensação e um apuramento dos auxílios concedidos no passado em excesso daqueles que seriam concedíveis na base de comportamentos eficientes.
- iii. Preveja uma avaliação, numa base anual, do risco de sobrecompensação na aplicação da revisibilidade.
- iv. Notifique essa eventual revisão do regime de auxílios CMEC no seguimento da presente Recomendação à Comissão Europeia, em cumprimento do artigo 108.º, n.º 3, do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia.

42. Tratando-se de uma recomendação efetuada ao abrigo do artigo 65.º, n.º 2, da Lei da Concorrência, esta recomendação deverá ser publicada na página eletrónica da AdC.

¹³ Alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 199/2007, de 18 de Maio, 264/2007, de 24 de Julho, e 32/2013, de 26 de Fevereiro.

Lisboa, 25 de novembro de 2013

O Conselho da Autoridade da Concorrência,

António Ferreira Gomes
Presidente

Jaime Andrez
Vogal

Nuno Rocha de Carvalho
Vogal

Anexo – Resumo da transição do regime CAE para o regime CMEC

Os Contratos de Aquisição de Energia (CAE)

43. Os CAE foram celebrados em 1996¹⁴, segundo o modelo consagrado no artigo 15.º, do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, assentes em relações de venda exclusiva à entidade concessionária da rede nacional de transporte (a REN) e de longa duração (não inferior a 15 anos). Nos termos do n.º 5 do supracitado artigo, a remuneração da energia elétrica fornecida resultava da aplicação de um sistema misto, baseado em preços de natureza essencialmente fixa e em preços variáveis, refletindo, respetivamente, encargos de potência e encargos variáveis de produção de energia.
44. Os contratos CAE, ao ano em que foram celebrados, constituíram contratos entre duas empresas do grupo EDP, nomeadamente celebrados entre a REN – à época a REN era detida a 100% pelo grupo EDP; a autonomização da REN do grupo EDP só acontece em 2000¹⁵ – e a CPPE - Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade – também 100% detida pelo grupo EDP.
45. Todas as centrais da EDP que celebraram CAE em 1996 eram pré-existentes, com anos de entrada em serviço que variavam entre 1950 (Pracana) e 1993 (Touvedo)¹⁶.
46. O modelo de CAE é semelhante ao que formalizou a relação de compra e venda de energia entre o grupo EDP e a Tejo Energia e a Turbogás, dois operadores independentes, tendo sido o modelo adotado para viabilizar os investimentos efetuados nas centrais que esses operadores vieram a adquirir (central a carvão do Pego, no caso da Tejo Energia) ou a construir (central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro, no caso da Turbogás).
47. A longa duração e a ausência de risco comercial do vendedor são as principais características do modelo CAE, de que a EDP veio beneficiar a partir de 1996, em seguida ao fim do regime de monopólio legal que até então vigorou, e antes da entrada em vigor da Diretiva 96/92/CE¹⁷, que ditou as regras para a construção do mercado interno da energia elétrica e liberalização do sector.
48. Com a assinatura dos CAE, todos os riscos de natureza concorrencial que poderiam advir do processo de liberalização passaram, segundo este modelo, a ser suportados pelos consumidores. Qualquer perda que pudesse advir do processo de liberalização, associada a uma eventual redução da produção ou do preço de mercado, ou mesmo a qualquer subida de custos, seria suportada pelos consumidores.

¹⁴ No Relatório e Contas da REN de 2005, refere-se que os CAE foram “estabelecidos em 1996 entre a REN e a Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade (CPPE)”.

¹⁵ Na sequência da publicação do Decreto-Lei n.º 198/2000, de 24 de Agosto, em Novembro de 2000, o Estado Português toma 70% do capital da REN, permanecendo a EDP com os remanescentes 30%. Como refere o preâmbulo do Decreto-Lei n.º 198/2000, no âmbito dessa operação manteve-se válido o conjunto de direitos e obrigações constantes dos contratos de que a REN é parte junto do grupo EDP.

¹⁶ ERSE, Caracterização do Sector Eléctrico, Portugal Continental, 2001

¹⁷ Diretiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de Dezembro de 1996 que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade.

A cessação antecipada dos CAE e a sua substituição por CMEC

49. A cessação antecipada dos CAE ocorre em Junho de 2007, previamente ao arranque do funcionamento do mercado grossista de energia elétrica, que acontece em 1 de Julho de 2007, de acordo com os termos previstos no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro¹⁸.
50. O projeto de cessação antecipada dos CAE e de atribuição de compensações relativamente a essa cessação foi previamente notificado à Comissão Europeia¹⁹ por Portugal em Abril de 2004. A Comissão avaliou²⁰ a compatibilidade dessa medida compensatória no quadro das regras em matéria de auxílios estatais e à luz da metodologia enunciada na Comunicação da Comissão relativa à análise de custos ociosos²¹.
51. A Comissão Europeia considerou que a medida de auxílio era financiada por recursos estatais. A decisão²² da Comissão Europeia valorizou o facto de a medida ser financiada através das receitas decorrentes de uma tarifa aplicada pelo Estado com base num Decreto-Lei, receitas essas que revertem em favor dos produtores beneficiários da medida. De facto, os CMEC são suportados pelos consumidores nas tarifas de uso global do sistema, no acesso às redes de uma infraestrutura essencial em monopólio legal e natural, conforme determinado pelo Estado Português por via de legislação.
52. Apenas a EDP optou pela rescisão antecipada dos CAEs. Os dois operadores independentes com CAE, a Tejo Energia e a Turbogás, optaram por não rescindir os respetivos contratos.
53. Conforme as apresentações de resultados da EDP²³, a introdução do sistema CMEC, em Julho de 2007, garante *“a preservação do VAL dos CAEs, baseado num retorno real antes de impostos de 8,5% sobre activos, e uma margem bruta contratada estável nos próximos 10 anos”*²⁴. Os CMEC garantem por isso a manutenção, em contexto de mercado liberalizado, das condições de remuneração que haviam sido estabelecidas entre duas empresas do mesmo grupo nos contratos celebrados em 1996.
54. As compensações CMEC contabilizadas pelo grupo EDP nos respetivos resultados variaram entre 211 milhões de Euros em 2007 e 535,5 milhões em 2009.
55. O peso das compensações CMEC contabilizadas pela EDP nas receitas das centrais CMEC variou, desde a sua introdução em 2007, entre 16,7% e 43,7%.

¹⁸ Idem.

¹⁹ Auxílio estatal N 161/2004 – Portugal, Custos ociosos em Portugal, 22.09.2004

²⁰ Na apreciação dos CAE nacionais, a Comissão Europeia teve em conta a sua prática decisória anterior em relação a custos ociosos em Espanha e Grécia. A esse respeito, a decisão da Comissão Europeia refere que *“os investimentos em centros electroprodutores economicamente ineficientes constituem uma categoria de custos ociosos reconhecida pela metodologia, na medida em que possa ser estabelecido que tais investimentos foram realizados com uma garantia de funcionamento.”*

²¹ Comunicação da Comissão relativa à metodologia de análise dos auxílios estatais ligados a custos ociosos, adotada em 26.7.2001. Disponível no seguinte sítio Internet da Direcção-Geral da Concorrência da Comissão: http://europa.eu.int/comm/competition/state_aid/legislation/stranded_costs/pt.pdf

²² Auxílio estatal N 161/2004 – Portugal, Custos ociosos em Portugal, 22.09.2004

²³ Vide por exemplo, EDP, Resultados, 2009, disponível em www.edp.pt

²⁴ Em 2017 termina o mecanismo de revisibilidade CMEC. A partir de então a compensação passa a assumir um valor fixo, durando até ao fim do último CAE que a EDP detinha à data da respetiva cessação antecipada (2027).

56. Os valores mais elevados dos CMEC contabilizados pela EDP atingem-se em 2009 e 2012, compensando a empresa de quebras na produção hidroelétrica, preços grossistas mais reduzidos e margens brutas das centrais térmicas em mercado mais baixas do que aquelas inicialmente previstas.

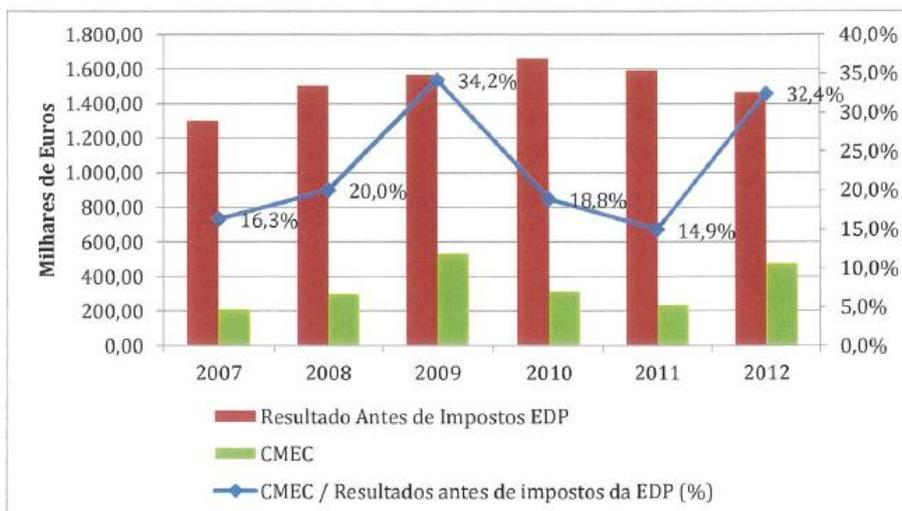
Discriminação das receitas e custos das centrais CAE/CMEC da EDP entre 2007 e 2011 (milhares de Euros)

		2007	2008	2009	2010	2011	2012
Receitas CAE	(1)	587,5	0	0	0	0	0
Receitas no Mercado	(2)	469,2	1311,9	689	755,5	909,2	749,1
CMEC*	(3)	211,9	300,5	535,5	312,9	237	474,6
Receitas Totais	(4) = (1)+(2)+(3)	1268,6	1612,4	1224,5	1068,4	1146,2	1223,7
CMEC / Receitas Totais	(3)/(4) (%)	16,7%	18,6%	43,7%	29,3%	20,7%	38,8%
Custos Variáveis (combustíveis, CO2 e outros custos)	(5)	291,8	629,6	279	106,5	246,5	323,7
Margem bruta c/CMEC	(4)-(5)	976,8	982,8	945,5	961,9	899,7	900
Margem bruta s/CMEC	(1)+(2)-(5)	764,9	682,3	410	649	662,7	425,4

Fonte: EDP, cálculos AdC. * Nas apresentações de resultados, a EDP classifica as receitas CMEC em duas componentes²⁵, que são agregadas na tabela.

57. As margens brutas das centrais CMEC, por via das compensações CMEC contabilizadas pela EDP, têm registado valores relativamente estáveis, maiores ou iguais a 900 milhões de Euros/anuais. Sem CMEC, e excluindo o ano de 2007 (na primeira metade de 2007 os CAE ainda vigoraram) a margem bruta de operação das centrais CMEC teria variado entre 410 e 682,3 milhões de Euros.

²⁵ Conforme expresso na apresentação de Resultados da EDP de 2009, a primeira componente diz respeito ao "Desvio Anual ("revisibilidade"), equivalente à diferença entre os pressupostos dos CMECs (outputs, preços de mercado e custos de combustíveis) e os valores verificados, sendo pago/recebido através das tarifas até dois anos após a ocorrência." A segunda componente diz respeito ao "Acréscimo de proveitos CAEs/CMECs, refletindo as diferenças no período, em termos de cash-flow, entre CAEs e CMEC, conforme assumido no início do sistema".

Resultados Antes de Impostos da EDP e CMEC de 2007 a 2012


Fonte: EDP, Apresentações de Resultados 2007 a 2012

58. As compensações CMEC contabilizadas pela EDP têm representado entre 14,9% a 34,2% dos Resultados antes de impostos do grupo EDP. Em 2009 e 2012, fruto das condições de mercado mais adversas para a rentabilidade da operação das centrais CMEC, o peso dos CMEC contabilizados pela EDP aproxima-se de 1/3 dos respetivos resultados antes de impostos.

Recomendação ao Governo relativa ao regime de Auxílios de Estado denominado por Custos para a manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)

Perguntas e Respostas

A quem se dirige a Recomendação?

A Autoridade da Concorrência pode dirigir recomendações ao Governo ou a qualquer outra entidade, nos termos da Lei nº 19/2012, de 8 de Maio. No caso em apreço, a Recomendação dirige-se ao Governo, por ter a capacidade de proceder às alterações legislativas necessárias à revisão das compensações CMEC. Além desse ponto, há ainda a assinalar que está em causa um auxílio público também qualificado como Auxílio de Estado.

Quem beneficia da aplicação da Recomendação?

Ao eliminar a possibilidade de uma empresa ampliar a vantagem económica sobre os concorrentes, beneficia o ambiente concorrencial no mercado eléctrico, Pode ainda beneficiar os consumidores, uma vez que os CMEC são financiados pela tarifa de uso global do sistema, cobrada aos consumidores na respectiva factura de energia eléctrica.

A Autoridade da Concorrência pode garantir a aplicação da Recomendação?

A aplicação da Recomendação cabe ao Governo. A Autoridade da Concorrência acompanha a execução das recomendações por si formuladas, podendo, a todo o momento, solicitar às entidades destinatárias as informações que entenda pertinentes sobre a matéria.

Sendo um Auxílio de Estado, o mecanismo CMEC não devia ser proibido?

Por decisão da Comissão Europeia adoptada em 2004, os CMEC foram qualificados como um Auxílio de Estado nos termos do n.º 1 do artigo 87.º do Tratado CE (atual n.º 1 do artigo 107.º do TFUE), compatíveis com a derrogação prevista no n.º 3, alínea c), do artigo então 87º do Tratado CE, à luz da Comunicação da Comissão relativa à metodologia de análise dos auxílios estatais ligados a custos ociosos.

Importa notar que, em 2004, ao momento em que a Comissão adoptou a decisão o mercado ibérico da electricidade ainda não havia sido criado e o mercado de serviços de sistema também não existia. À época dessa decisão, o regime económico de prestação dos serviços de sistema pelos produtores ao operador de sistema era parte integrante dos CAE. Por essa razão, a análise dos CMEC não beneficiou de um quadro de referencial empírico que permitisse a cabal apreciação dos incentivos contidos nas compensações atribuídas pela rescisão antecipada dos CAE.

Porque está a AdC a intervir?

Nos termos da Lei da Concorrência, os auxílios a empresas concedidos pelo Estado ou qualquer outro ente público não devem restringir, distorcer ou afectar de forma sensível a concorrência no todo ou em parte substancial do mercado nacional.

A defesa da concorrência constitui um bem público que cabe à AdC preservar, nos termos consagrados na Constituição da República Portuguesa (artigo 81º, alínea f).

A Autoridade da Concorrência pode analisar qualquer auxílio ou projeto de auxílio e formular ao Governo ou a qualquer outro ente público as recomendações que entenda necessárias para eliminar os efeitos negativos sobre a concorrência.

A Recomendação é a única forma de actuação da AdC no sector?

A emissão de Recomendações enquadra-se no exercício dos poderes de regulamentação atribuídos à AdC. Porém, a Autoridade da Concorrência dispõe igualmente de poderes de supervisão e de poderes sancionatórios para garantir a aplicação das regras de concorrência em Portugal.

O que são os CMEC?

Os CMEC são um pagamento adicional sobre as receitas de mercado que a EDP auferir, que visa garantir que a margem bruta (receitas – custos variáveis) angariável pela empresa em mercado, adicionada da compensação CMEC, seja aproximadamente idêntica à que havia sido contratada nos CAE (Contratos de Aquisição de Energia).

A cessação antecipada dos CAE ocorreu em Junho de 2007, previamente ao arranque do funcionamento do mercado grossista de energia eléctrica, que aconteceu em 1 de Julho de 2007, de acordo com os termos previstos no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.