



A Factura Eléctrica

As Tarifas e Preços da Energia Eléctrica e o Défice Tarifário em Portugal

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em
Direito Administrativo – vertente Energia

Joana Filipa Costa Alves de Abreu

Orientador: Dr. Lino Torgal

Dezembro de 2012

LISTA DE ACRÓNIMOS

(por ordem alfabética)

Ac. – Acórdão

AdC – Autoridade da Concorrência

AT – Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45kV e igual ou inferior a 110kV)

BCE – Banco Central Europeu

BCP – Millennium BCP, S.A.

BT – Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1kV)

BTE – Baixa Tensão Especial (fornecimentos em BT com potência contratada superior a 41,4kW)

BTN – Baixa Tensão Normal (fornecimentos em BT com potência contratada inferior ou igual a 41,4kW)

CAE – Contrato de Aquisição de Energia

C_{BTN} – Comercialização em Baixa Tensão Normal

CGD – Caixa Geral de Depósitos, S.A.

CIEG – Custo de Interesse Económico Geral

CMEC – Custo de Manutenção do Equilíbrio Contratual.

CUR – Comercializador de Último Recurso

DGEG – Direcção-Geral de Energia e Geologia

E – Energia

EDA – Electricidade dos Açores, S.A.

EEM – Empresa de Electricidade da Madeira, S.A.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

FMI – Fundo Monetário Internacional

IVA – Imposto de Valor Acrescentado

MAT – Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110kV)

MIBEL – Mercado Ibérico de Electricidade

MT – Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1kV e igual ou inferior a 45kV)

MW – Megawatts
MWh – Megawatt-hora
PNBEPH – Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico
PRE – Produção em Regime Especial
PRO – Produção em Regime Ordinário
RAA – Região Autónoma dos Açores
RAM – Região Autónoma da Madeira
RESP – Rede Eléctrica de Serviço Público
RND – Rede Nacional de Distribuição
RNT – Rede Nacional de Transporte
RRC – Regulamento das Relações Comerciais (da ERSE), alterado pelo Regulamento n.º 468/2012, publicado pelo Diário da República, 2.ª série — N.º 218 — 12 de Novembro de 2012
RT – Regulamento Tarifário (da ERSE)
SEI – Sistema Eléctrico Independente
SEN – Sistema Eléctrico Nacional
SEP – Sistema Eléctrico de Serviço Público
TC – Tarifa de Comercialização
TCA – Tribunal Central Administrativo
TE – Tarifa de Energia
TJCE – Tribunal de Justiça da Comunidade Europeia
TUE – Tratado da União Europeia (Tratado de Maastricht)
TUGS – Tarifa de Uso Global do Sistema
TURD – Tarifa de Uso da Rede Nacional de Distribuição
TURT – Tarifa de Uso da Rede Nacional de Transporte
TVCF – Tarifa de Venda a Cliente Final
TVORD – Tarifa de Venda do Operador da Rede Nacional de Distribuição
UGS – Uso Global do Sistema
URT – Uso da Rede de Transporte
URD – Uso da Rede de Distribuição
VCF – Venda a Cliente Final

ÍNDICE

I. INTRODUÇÃO	9
II. ENQUADRAMENTO HISTÓRICO E JURÍDICO DO SECTOR ELÉCTRICO	12
<i>Breve descrição da cadeia de valor do sector eléctrico e da política energética interna</i>	
III. ENQUADRAMENTO JURÍDICO DA FIGURA DA TARIFA NO ÂMBITO DO DIREITO (FISCAL)	23
IV. ESTRUTURA TARIFÁRIA EM PORTUGAL	
A. TARIFAS REGULADAS E OS PROVEITOS PERMITIDOS DAS ACTIVIDADES REGULADAS – A TARIFA DE VENDA A CLIENTE FINAL	29
B. DÉFICE TARIFÁRIO	36
V. A FACTURA DE ELECTRICIDADE	
A. DESCONSTRUÇÃO DA TARIFA DE VENDA A CLIENTE FINAL	45
B. PRINCIPAIS PARCELAS DOS CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL E A RENEGOCIAÇÃO POLÍTICA E LEGISLATIVA DOS MESMOS (COM VISTA À EXTINÇÃO DA DÍVIDA TARIFÁRIA)	58
• <i>Cessação dos Contratos de Aquisição de Energia e os Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual</i>	58
• <i>Garantia de Potência</i>	61
• <i>Política Energética – o Sobrecusto da PRE</i>	66
VI. CONCLUSÃO	75
VII. BIBLIOGRAFIA	80

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1 – Modelo do SEN na década de 90

Fig. 2 – Modelo actual do SEN

Fig. 3 – Tarifas aplicadas por actividade e agente do SEN

Fig. 4 – Exemplo de factura da EDP SU

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 1 – Tarifas incluídas nas TVCF em BTN dos CUR

Quadro 2 – Proveitos do CUR

Quadro 3 – Proveitos permitidos em Portugal continental em 2012

Quadro 4 – Proveitos permitidos por empresa e actividade regulada em 2007, excluindo EDA e EEM

Quadro 5 – Défice tarifário gerido pelo operador da RNT e pelo CUR, repercutido até 2017

Quadro 6 – Amortização e juros da dívida tarifária

Quadro 7 – Custos da política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2012

Quadro 8 – Custo médio anual por tecnologia - €/MWh

Quadro 9 – Efeitos provisionais das soluções para redução de custos – Resumo (valores preliminares)

ÍNDICE DE GRÁFICOS

- Gráfico 1 – Proveitos do CUR a recuperar com a TVCF, de 2011 para 2012
- Gráfico 2 – Proveitos a recuperar nos próximos anos
- Gráfico 3 – Desagregação do preço de electricidade suportado pelo cliente em MT
- Gráfico 4 – Desagregação do preço de electricidade suportado pelo cliente em BTE
- Gráfico 5 – Desagregação do preço de electricidade suportado pelo cliente em BTN, o cliente doméstico
- Gráfico 6 – Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas desde 2000
- Gráfico 7 – Estrutura do preço médio dos CIEG para cada nível de tensão
- Gráfico 8 – Estrutura do preço médio dos CIEG para cada nível de tensão
- Gráfico 9 – Impacto dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes
- Gráfico 10 – Custos de CIEG associados à produção de energia eléctrica por unidade produzida
- Gráfico 11 – Custo médio anual - €/MWh
- Gráfico 12 – Peso da PRE na potência instalada no SEN
- Gráfico 13 – Estrutura da PRE em Portugal continental em 2011
- Gráfico 14 – Energia por tecnologia de Maio de 2011 a Abril de 2012 - %
- Gráfico 15 – Sobrecusto da PRE por unidade produzida
- Gráfico 16 – Efeitos provisionais das soluções para redução de custos – Resumo (valores preliminares)

I. INTRODUÇÃO

A presente exposição pretende, através da análise da estrutura das tarifas aplicadas no sector eléctrico e dos preços praticados nos mercados regulado e liberalizado de electricidade, compreender a origem do défice tarifário, especialmente face ao aumento reiterado dos preços da energia eléctrica aplicados ao cliente final.

Para tal, cumpre analisar e compreender a evolução do próprio sector: as actividades compreendidas na cadeia de valor, a distinção entre as actividades reguladas e aquelas que são exercidas em regime concorrencial, de que forma se proporcionam aos respectivos agentes a recuperação do investimento e os respectivos proveitos; bem como as decisões políticas inerentes à fixação das tarifas e preços e em que medida tudo isto se reflecte no preço aplicado ao cliente final de energia eléctrica.

Avançando com uma definição simplista de défice, dir-se-á, desde já, que está em causa a diferença entre o custo real da geração da energia eléctrica, do seu transporte e distribuição (e comercialização de último recurso), e o preço aplicado em razão do consumo da mesma. É através da decomposição da factura eléctrica que iremos identificar o que paga, em última análise, o cliente final e se os montantes aplicados reflectem unicamente o preço da energia consumida, ou se, em bom rigor, aqueles incorporam várias parcelas e o valor destinado ao pagamento da geração, transporte e distribuição (e comercialização de último recurso) corresponde apenas a uma pequena parte (insuficiente) do valor total.

Esta análise permitirá aferir se o aumento do preço da electricidade (da factura, incluindo todas as suas componentes) significa que a dívida tarifária, assim como os desvios dos anos anteriores, é reflectida nas tarifas aplicadas e se, assim, o aumento acaba por reconduzir-se à intenção de financiamento daquela dívida. Ou se, por outro lado, o aumento dos preços na factura corresponde a custos diversos e a dívida acumulada está condenada ao crescimento. Neste âmbito, será então necessário averiguar qual a opção do legislador no que concerne à recuperação ou financiamento do défice tarifário, sendo certo que, a par da questão da liquidação da dívida de anos anteriores, sempre se levantará o problema da não contracção de dívida nos anos vindouros.

Esta preocupação encerra em si mesma questões que se relacionam, por um lado, com os custos reflectidos na factura de electricidade, mas que em nada se relacionam com o

consumo, *strictu sensu*, de energia, e, por outro, com a livre repercussão, nas tarifas reguladas, de todos os custos (incluindo recuperação do défice tarifário e os demais créditos, que em seguida explicaremos), indiciando a difícil tarefa de equilibrar vontades políticas de protecção dos consumidores (especialmente dos consumidores em baixa tensão) e a total abertura da actividade da comercialização ao mercado.

O sector depara-se, assim, com a dificuldade de compatibilização da fragilidade dos consumidores de energia eléctrica, enquanto bem e serviço de procura rígida, com a necessidade de cumprimento de objectivos e metas assumidos a um nível supranacional – referimo-nos quer ao programa de assistência financeira assinado pelo Estado Português com a União Europeia, o Fundo Monetário Internacional e o Banco Central Europeu¹, quer ao compromisso de redução de emissão de gases com efeito de estufa, o que, no caso português e limitando-nos ao tema em apreço, tem sido sinónimo de investimento em produção de electricidade a partir de fontes endógenas renováveis².

¹ O Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades de Política Económica inclui, no ponto 5, os seguintes objectivos:

- i) «5.1. As tarifas reguladas de electricidade serão progressivamente eliminadas o mais tardar até 1 de Janeiro de 2013. (...) As disposições irão especificar: (...) ii. Os métodos destinados a garantir que, durante o período de eliminação gradual (*phasing out*), os preços de mercado e as tarifas reguladas não irão divergir significativamente e evitar a subvenção cruzada entre segmentos de consumidores»
- ii) «5.6. tomar medidas de modo a limitar os sobrecustos associados à produção de electricidade em regime ordinário, nomeadamente através da renegociação ou de revisão em baixa dos custos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) paga a produtores do regime ordinário e os restantes contratos de aquisição de energia a longo prazo (CAE).»
- iii) «5.7. Avaliar a eficiência dos esquemas de apoio à co-geração e propor as opções para ajustar em baixa a tarifa bonificada de venda (*feed-in tariff*) da co-geração (reduzir o subsídio implícito).»
- iv) «5.9. Em relação aos actuais contratos em renováveis avaliar, num relatório, a possibilidade de acordar uma renegociação dos contratos, com vista a uma tarifa bonificada de venda mais baixa.»
- v) «5.10. Em relação a novos contratos em renováveis, rever em abaxa as tarifas e assegurar que as mesmas não compensem em excesso os produtores pelos seus custos e que continuam a proporcionar um incentivo para reduzir os custos (...).»
- vi) «5.3. Avaliar os actuais instrumentos relacionados com a energia, incluindo os incentivos fiscais em matéria de eficiência energética (...).»
- vii) «5.15. Aumentar a taxa do IVA na electricidade (...), bem como tributar em sede de impostos especiais sobre o consumos a electricidade (...).»

² No âmbito do Protocolo de Quioto e no seio da União Europeia, Portugal assumiu o compromisso de não ultrapassar as emissões de gases com efeito de estufa em 27% no período de 2008-2012, face às emissões registadas em 1990.

A intenção desta breve exposição é percorrer os caminhos do legislador, tentando enquadrar as questões (multidisciplinares) acima enumeradas no âmbito do Direito, na tentativa de se encontrar alguma clareza em temas tão complexos.

Refira-se, por último, que o objecto desta análise restringir-se-á, territorialmente, a Portugal Continental, optando-se por não referir as especificidades tarifárias verificadas nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, e aos consumidores finais em baixa tensão, seja em mercado livre, seja os que contratam o fornecimento da sua energia eléctrica com o CUR.

A Directiva 2009/28/EC do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Abril de 2009, impõe a contribuição de um mínimo de 20% de energias renováveis na energia final (sendo a cota de 10% para o sector dos transportes), objectivo que se vem juntar ao de adopção de medidas de eficiência energética que viabilizem a redução de 20% do consumo de energia (fixadas na Comunicação da Comissão, de 19 de Outubro de 2006, intitulada «*Plano de Acção para a Eficiência Energética: Concretizar o Potencial*», aprovada pelo Conselho Europeu de Março de 2007 e pelo Parlamento Europeu na sua Resolução de 31 de Janeiro de 2008 sobre esse plano de acção)

II. ENQUADRAMENTO HISTÓRICO E JURÍDICO DO SECTOR ELÉCTRICO

Breve descrição da cadeia de valor do sector eléctrico e da política energética interna

O percurso tendente à (possível) total liberalização do sector eléctrico em Portugal iniciou-se nos anos 90 e acaba de concluir-se com a extinção das tarifas reguladas para a totalidade dos clientes finais, independentemente do nível da tensão³. Esta mudança de paradigma só foi possível após a conversão da energia eléctrica, produzida através de uma indústria de redes com monopólios naturais, num bem de mercado que se pretendia livremente transaccionável.

Se é correcto afirmar que Portugal seguiu a iniciativa da União Europeia, cuja intenção não se basta com a liberalização do sector eléctrico, pretendendo, ainda, a construção de um mercado único energético, certo é que os primeiros passos dados ao nível nacional, nessa direcção, foram relativamente precoces, ainda que tímidos.

Até à publicação do Decreto-Lei n.º 205-G/75, de 16 de Abril, e na vigência da Lei n.º 2002, de 1944 (Electrificação do País), as actividades de produção e transporte de electricidade integravam as atribuições do Estado, enquanto serviço público, cuja obrigatoriedade de prestação aquele transferia para empresas privadas através da celebração de contratos de concessão. O desenvolvimento da actividade de distribuição estava, por sua vez, incluído no âmbito da competência dos Municípios, reservando-se a regulação do sector a um departamento ministerial.

Com a entrada em vigor do referido diploma de 1975, que nacionalizou 13 empresas do sector eléctrico (produção, transporte e distribuição), reestruturando-as numa única, a Electricidade de Portugal EDP – Empresa Pública⁴, à qual foram atribuídos direitos exclusivos, criou-se um monopólio público no qual todas as actividades da cadeia de valor da electricidade estavam entregues a uma empresa pública verticalmente integrada.

³ O Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de Março conclui, em cumprimento Directiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho de 2009, e do Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades de Política Económica, celebrado entre a República Portuguesa e o Banco Central Europeu, a Comissão Europeia e o Fundo Monetário Internacional, no quadro do programa de auxílio financeiro a Portugal, o processo de extinção das tarifas reguladas, através da eliminação gradual das tarifas de venda a clientes finais em BTN.

⁴ Criada pelo Decreto-Lei n.º 502/75, de 30 de Junho.

Note-se que desde o final da primeira Guerra Mundial até aos anos 80, o Estado assumia uma forte presença no sector, chamando a si o dever de garantir, directamente, quer o funcionamento, quer a própria prestação dos serviços públicos aos seus cidadãos, seja através da gestão integrada na administração directa, seja por intermédio de uma empresa pública, a qual desenvolveria a respectiva actividade (o “serviço público”) por via da concessão em regime de exclusividade⁵.

No caso da energia eléctrica, optou-se, em Portugal, pela construção de um monopólio vertical, concessionando-se a totalidade das operações da cadeia de valor (produção, transporte, distribuição e comercialização de energia eléctrica) a um empresa pública (após a nacionalização, em 1975, das empresas do sector e constituição de uma única, a EDP). Esta opção encontrava (parcial⁶) fundamento no facto de a própria indústria de redes corresponder a um monopólio natural. Ora, não sendo economicamente vantajoso duplicar as redes de transporte e distribuição, e tratando-se de actividades com forte conexão e que exigiam conhecimentos técnicos e grandes investimentos, para além da opção de não separação das redes (de transporte e de distribuição), também o desenvolvimento das actividades a montante e a jusante foi atribuído, através de concessão, à mesma entidade, que actuava, assim, em todas as fases do processo de geração e venda de energia eléctrica. A instituição deste “*monopólio de serviço público*”⁷ só veio a ser repensada com a implementação generalizada na UE de um modelo regulatório comum aos Estados-membros, que, a par da intenção de transfiguração do “serviço público”, que até então compreendia todas as actividades do sector, no sentido da abertura deste à concorrência de mercado (abolindo-se o monopólio vertical), se pautaria pela supervisão dos agentes (que deixaram de se limitar à entidade que oferece e à entidade que procura) de forma tendencialmente desgovermentalizada e independente. Este movimento reflectia, em última análise, uma alteração do papel do Estado: ao transferir para o sector privado (através de

⁵ VITAL MOREIRA, *Serviço Público e Concorrência. A Regulação do Sector Eléctrico*, em *Os Caminhos da Privatização da Administração Pública*. Coimbra Editora, 2001, páginas 231 e 232.

⁶ O monopólio natural apenas se verifica nas actividades de transporte e distribuição, pelo que a transferência das actividades de produção e comercialização de energia eléctrica não encontra qualquer apoio nesta característica típica das indústrias de rede.

⁷ PEDRO GONÇALVES, *Regulação, Electricidade e Telecomunicações – Estudos de Direito Administrativo da Regulação*. Cedipre, Direito Público e Regulação 7. Coimbra Editora, 2008, página 74.

concessões) a gestão de serviços públicos e, ao criar entidades reguladoras das respectivas actividades económicas, o Estado, num processo de desintervenção, reservou-se as atribuições legislativas, separando a sua responsabilidade administrativa da responsabilidade operacional e transferindo esta última para entidades privadas, ou que se regulavam pelo direito privado.

O processo de desagregação das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização, com a inerente *separação da rede*⁸ e consequente adopção de uma nova acepção de serviço público – que abandona a ideia de responsabilidade exclusiva do Estado e passa a instituir-se como uma “obrigação de serviço público”, exigível aos agentes de mercado – iniciar-se-ia nos anos 80 do século XX.

A abertura do sector eléctrico à iniciativa privada ocorreu, pois, após a conclusão do processo de adesão à CEE, com a publicação do Decreto-Lei n.º 449/88, de 10 de Dezembro⁹, que alterou a Lei n.º 46/77, de 8 de Julho (Lei de Delimitação dos Sectores), eliminando da redacção do seu artigo 4.º a proibição de acesso, por empresas privadas ou outras entidades da mesma natureza, às actividades económicas de produção, transporte e distribuição da energia eléctrica para consumo público.

Esta abertura do sector ao investimento privado, como reforço da capacidade competitiva do país, aliada à crescente vontade (europeia) de implementar um mercado único no sector da energia – plasmada na Directiva 90/547/CEE do Conselho, de 29 de Outubro, relativa ao trânsito de electricidade nas grandes redes –, foram os pilares da transformação do sector.

Em conformidade com o intento maior de introduzir concorrência em determinadas actividades do sector, o Decreto-Lei n.º 7/91, de 8 de Janeiro, veio alterar a natureza jurídica da Electricidade de Portugal (EDP), E. P., convertendo-a de pessoa colectiva de direito público em pessoa colectiva de direito privado, com o estatuto de sociedade anónima de capitais exclusivamente públicos, na tentativa de criar condições que permitissem maior flexibilidade operacional, nomeadamente através da possibilidade de

⁸ D. M. NEWBERY, *Privatization, restructuring and regulation of network utilities*, Cambridge (Massachusetts), MIT Press, 2000, p. 239.

⁹ O Governo publicou este diploma no uso da autorização legislativa concedida pela Lei n.º 110/88, de 29 de Setembro.

criação de novas sociedades anónimas por cisão, e, logo, uma melhoria da composição dos capitais da EDP e conseqüente redução do seu custo¹⁰.

Consagrado o princípio da “liberdade de acesso”, o Decreto-Lei n.º 99/91, de 2 de Março, publicado no seguimento do Decreto-Lei n.º 449/88, de 10 de Dezembro, veio regular as actividades específicas do sector e instituir os princípios gerais do regime enquadrador do exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica, salvaguardando, contudo, «*um quadro misto em que se estimula a iniciativa privada e se mantém ainda uma zona nuclear em regime de concessão de serviço público, bastante para garantir a segurança do abastecimento do país*»¹¹.¹²

Com o aprofundamento da reestruturação do sector, a desintegração vertical da EDP – Electricidade de Portugal, S.A. (operada pelo Decreto-Lei n.º 7/91, de 8 de Janeiro e pelo Decreto-Lei n.º 131/94, de 19 de Maio) e a intenção Europeia de reduzir o intervencionismo estadual e criar um mercado concorrencial, estavam criadas as condições para a abertura do mercado.

Contudo, e apesar das intenções, a operação de liberalização do sector implicava assumir uma série de opções políticas (nomeadamente em relação à posição empresarial da EDP e, mais tarde, quanto à que seria a respectiva entidade reguladora) que atrasaram o processo, apesar da produção legislativa que se verificou durante a década de 90.

A transformação da EDP, em 1991, em sociedade de capitais públicos, preparando a privatização do seu capital (que se iniciaria em 1997), e a publicação do “pacote legislativo” de 1995¹³ abriram caminho para a implementação dos princípios que caracterizam, actualmente, o sector eléctrico português. Referimo-nos à separação jurídica

¹⁰ Cfr. preâmbulo do Decreto-Lei n.º 7/91, de 8 de Janeiro.

¹¹ Cfr. preâmbulo do Decreto-Lei n.º 99/91, de 2 de Março.

¹² Cfr. parecer do Conselho Consultivo da PGR, de 30.06.2009, disponível em www.dgsi.pt.

¹³ O “pacote legislativo” de 1995 inclui os seguintes diplomas: Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho (bases gerais da organização do sector); Decreto-Lei n.º 183/95, de 27 de Julho (regime da produção de electricidade); Decreto-Lei n.º 184/95, de 27 de Julho (regime da distribuição de electricidade); Decreto-Lei n.º 185/95, de 27 de Julho (regime do transporte de electricidade); Decreto-Lei n.º 186/95, de 27 de Julho (regime de produção de energia eléctrica, dentro de determinados limites de potência instalada, por qualquer entidade, independentemente da sua forma jurídica, que utilizasse recursos renováveis ou instalasse sistemas de produção combinada de calor e electricidade); e Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho (criação da ERSE, Entidade Reguladora do Sector Eléctrico).

da gestão da RNT em relação à produção e à distribuição, à abertura (ainda que gradual) do sector à concorrência e à regulação do sector por uma entidade independente, a ERSE.

A publicação da Directiva 96/92/CE, de 19 de Dezembro de 1996 (Directiva Europeia da Electricidade), veio, na prossecução da estratégia europeia de garantia de sustentabilidade energética e diminuição da dependência externa, estabelecer as regras comuns relativas à produção, transporte e distribuição da electricidade. A uniformização das normas que presidiam à organização e funcionamento do sector e do mercado (incluindo o acesso de terceiros às redes), seria a garantia de possibilidade de melhoria de trocas transfronteiriças. Introduziu-se o conceito de *unbundling* para designar a separação contabilística e jurídica das actividades, o que implicava a fragmentação das empresas verticalmente integradas, operação que Portugal já tinha iniciado quando, em 1994, criou a REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.¹⁴, empresa subsidiária da EDP¹⁵.

A aprovação e publicação da Directiva 96/92/CE, obrigou à revisão dos diplomas do “pacote legislativo”, o que veio a ocorrer com a publicação do Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de Março¹⁶.

O sistema eléctrico nacional dos anos 90 dividia-se em sistema eléctrico de serviço público (SEP) e sistema eléctrico independente (SEI), o qual abrangia o sistema eléctrico não vinculado: o primeiro subsistema tem como figuras principais os produtores e clientes vinculados, num cenário marcado pela subtracção das actividades à lógica de mercado, prevalecendo a figura da concessão; o SEI, por sua vez, caracteriza-se pela existência de

¹⁴ A REN tornou-se concessionária da RNT por via do artigo 64.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho.

¹⁵ O Decreto-Lei n.º 198/2000, de 24 de Agosto, que alterou o Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, na redacção do Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de Março, viria a alterar a configuração do modelo de organização do SEP, em particular, no que respeita à gestão da RNT, entendendo o Governo que o capital da respectiva concessionária deveria continuar a ser maioritariamente detido pelo Estado, numa altura em que se realizava a 4.ª fase de (re)privatização do capital da EDP, mas permitindo a sua separação daquele grupo, salvaguardando-se, ainda assim, a validade e eficácia dos direitos e obrigações constantes dos contratos de que a REN já era parte, designadamente, perante os seus trabalhadores, o Grupo EDP e os demais operadores do mercado.

¹⁶ O Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de Março alterou os Decretos-Lei n.º 182/95, 183/95, 184/95 e 185/95, e revogou o Decreto-Lei n.º 188/95, de forma a adaptar o quadro legal às directrizes europeias, bem como a acolher o modelo previsto para o processo de reprivatização do grupo EDP, nos termos da Resolução do Conselho de Ministros n.º 21/96, que aprovou o programa de privatizações para o biénio de 1996-1997, e optou por proceder à alienação do capital da sociedade mãe, com manutenção do controlo maioritário do Estado.

concorrência e de formação de preços de mercado, e dos chamados clientes elegíveis, que adquiriam energia eléctrica no mercado ou directamente aos produtores independentes.

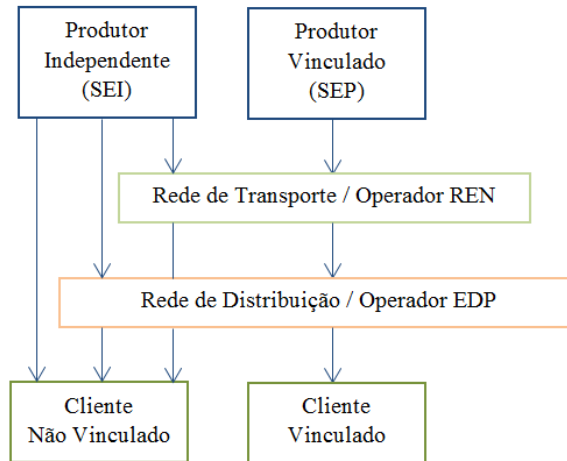


Fig. 1 – Modelo do SEN na década de 90

(fonte: adaptação Vital Moreira, Fig. 2, e Suzana Tavares da Silva, Fig. 9)

O segundo pacote legislativo europeu surgiu em 2003 com a publicação, em matéria de electricidade, da Directiva 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, que aprofunda as regras comuns para a construção de um mercado único e revoga a Directiva de 1996, e do Regulamento (CE) 1228/2003, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho de 2003, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de electricidade. O conceito de *unbundling* surgia reforçado, introduzindo-se ainda a liberalização da actividade de produção, assim como a figura do fornecedor de último recurso e o acesso regulado à rede por via de tarifas.

Esta fase foi, de resto, rica em alterações legislativas que implicavam transfigurações relevantes ao modelo de sector que até então se conhecia.

A implementação do MIBEL, iniciada com a celebração do Protocolo de Colaboração, do Acordo para a Constituição de um Mercado Ibérico de Electricidade e do acordo no âmbito da Cimeira Luso-Espanhola de Santiago de Compostela, celebrados entre Portugal e

Espanha, em 14 de Novembro de 2011, 20 de Janeiro de 2004¹⁷ e 1 de Outubro e 2004, respectivamente, implicou a convergência dos sistemas eléctricos, o que, por sua vez, obrigou à adequação do SEN. Com efeito, e por forma a garantir o funcionamento de um mercado livre e em concorrência, foi necessário alterar a relação comercial entre a concessionária da RNT, a REN, e os produtores a operar no SEP, cujo vínculo jurídico nasceu com a celebração dos CAE.

Ora, como se pretendia que aqueles produtores passassem a movimentar-se no mercado (em concorrência) e que as transacções comerciais se realizassem quer no mercado organizado, quer através de contratos bilaterais, e face à total incompatibilidade de manutenção dos referidos contratos neste contexto, o legislador optou por cessar os mesmos, mediante reconhecimento de um direito ao recebimento de compensações pela cessação antecipada daqueles.

Releva, neste contexto, e sem prejuízo de se retomar esta análise em momento posterior, o Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto¹⁸, que estabelece as disposições aplicáveis à comercialização de energia eléctrica no SEN, aos agentes de mercado, ao mercado organizado, à cessação dos contratos de aquisição de energia eléctrica celebrados entre a entidade concessionária da RNT e as entidades titulares de licenças vinculadas de produção de energia eléctrica, adiante abreviadamente designadas por produtores vinculados, à

¹⁷ Este acordo foi aprovado pela Resolução da Assembleia da República n.º 33-A/2004 e ratificado pelo decreto do Presidente da República n.º 19-B/2004, ambos de 20 de Abril.

¹⁸ Dada a relevância, transcrevemos o artigo 13.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto:

Artigo 13.º

Custos para a manutenção do equilíbrio contratual

1 - Os contratos de aquisição de energia (CAE) eléctrica celebrados entre a entidade concessionária da RNT e os produtores vinculados são objecto de cessação.

2 - A cessação dos contratos vinculados a que se refere o número anterior implica a adopção de medidas indemnizatórias, tendo em vista o ressarcimento dos direitos dos produtores através de um mecanismo destinado a manter o equilíbrio contratual subjacente, designado por custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC).

3 - Os CMEC deverão garantir a compensação dos investimentos realizados e a cobertura dos compromissos nos CAE que não sejam garantidos pelas receitas expectáveis em regime de mercado.

4 - As condições da cessação e os critérios de valorização dos CMEC, incluindo as formas de pagamento, os ajustamentos a aplicar e a sua repercussão nas tarifas, bem como os efeitos de falta de pagamento aos produtores abrangidos, são objecto de diploma específico.

transmissão ou afectação dos terrenos dos centros electroprodutores, excluindo do seu âmbito as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Os custos incorridos com a compensação dos operadores correspondem aos chamados *competition transition charges*, figura autonomizada no Estado da Califórnia desde os anos 90, e que em Portugal se assemelha aos CMEC, cujo regime jurídico foi aprovado pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, e que analisaremos em momento posterior.

Também em Espanha¹⁹, onde estes custos eram considerados direitos de crédito, se reconheceu a necessidade de protecção do princípio da confiança (na imutabilidade da situação jurídica), através da criação de mecanismos ou instrumentos que permitissem a recuperação dos investimentos que, de outra forma, ocorreria em virtude do funcionamento do monopólio no seio do qual aquela actividade vinha a decorrer.

A Directiva 2003/54/CE foi transposta para o ordenamento jurídico nacional através da aprovação e publicação do Decreto-Lei n.º 29/2006²⁰, de 15 de Fevereiro, que estabelece as bases gerais da organização e funcionamento do SEN, bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade e à organização dos mercados de electricidade.

Este diploma foi complementado pelo Decreto-Lei n.º 172/2006²¹, de 23 de Agosto, que desenvolve os princípios constantes do Decreto-lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro.

Finalmente, publicou-se em 2009 a Directiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho (terceiro pacote para a energia)²² que, não alterando

¹⁹ JUAN CRUZ FERRER, *La Liberalización de los Servicios Públicos y el Sector Eléctrico*. Madrid, 1999.

²⁰ Alterado pelo Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro, pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de Junho, pelo Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de Março, pelo Decreto-Lei n.º 112/2012, de 23 de Maio e pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de Outubro.

²¹ Alterado pelo Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio, pelo Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho, pelo Decreto-lei n.º 23/2009, de 20 de Janeiro e pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de Outubro.

²² Transposto para o ordenamento jurídico nacional através do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de Junho, este pacote inclui os seguintes diplomas, de 13 de Julho de 2009: (i) Directiva 2009/72/CE, referente às regras comunitárias para o mercado interno da electricidade e que revoga a Directiva 2003/54/CE (a Directiva “Electricidade”); (ii) Regulamento CE n.º 714/2009, sobre as condições de acesso às redes para o comércio transfronteiriço de electricidade e que revoga o Regulamento CE n.º 1228/2003, (iii) Directiva 2009/73/CE referente às regras comunitárias para o mercado interno do gás natural (GN) e que revoga a Directiva 2003/55/CE (a Directiva “Gás”); (iv) Regulamento CE n.º 715/2009 sobre as

substancialmente o quadro legislativo nacional e, logo, a configuração do sector eléctrico, tratou de estabelecer medidas tendentes à eliminação de obstáculos à venda de electricidade em igualdade de condições, reforçando a supervisão reguladora, através da criação de um regulador supranacional.

O Decreto-Lei n.º 29/2006 e o Decreto-Lei n.º 172/2006, apesar das alterações entretanto sofridas, em virtude, nomeadamente, da publicação (e transposição) da *supra* mencionada Directiva de 2009, constituem ainda hoje o quadro legal de referência do sector eléctrico que, hoje em dia, assume a seguinte configuração:

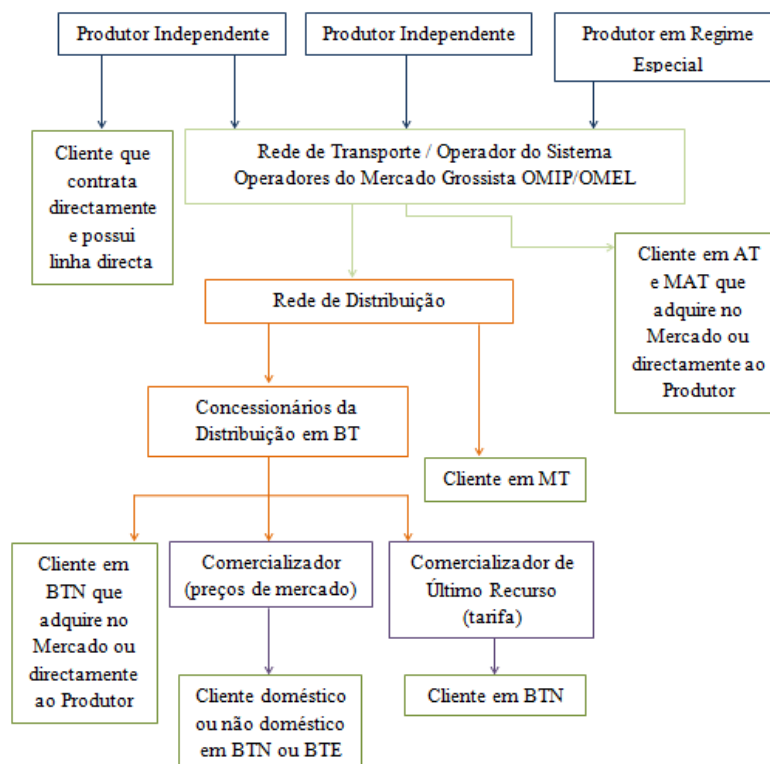


Fig. 2 – Modelo actual do SEN

(fonte: adaptação Suzana Tavares da Silva, Fig. 11)

O actual SEN engloba as seguintes actividades, desenvolvidas com observação da obrigação de serviço público e de forma independente com e, como tal, analisadas, em

condições de acesso à rede de transmissão do GN e que revoga o Regulamento CE n.º 1775/2005; e (v) Regulamento CE n.º 713/2009, que regula a criação de uma Agência de Cooperação das Entidades Reguladoras de Energia.

termos muito sucintos, também separadamente: produção²³, transporte²⁴, distribuição²⁵, comercialização²⁶, operação dos mercados organizados de electricidade²⁷ e operação logística de comercializador^{28 29}.

O exercício das actividades de produção e de comercialização de electricidade são livres, carecendo o respectivo operador da obtenção de licença. Distingue-se da comercialização livre, a comercialização de último recurso, cujo operador, para além de sujeito à obtenção de licença, encontra-se especialmente vinculado às obrigações de serviço público universal, fornecendo clientes em BT com potência contratada até 41,4kVA que o solicitem, estando, ainda, obrigado a adquirir toda a energia eléctrica produzida em regime especial.

As actividades de transporte e distribuição de electricidade são exercidas em regime de concessão de serviço público, atribuída pelo Estado, e em exclusividade, o que significa que, tratando-se de um monopólio de rede, não há concorrência nesta parcela do sector, sendo que as concessões de exploração das redes de BT são atribuídas pelos Municípios.

O exercício da actividade de gestão de mercados organizados carece unicamente de autorização, e, integrada no âmbito do funcionamento de quaisquer mercados organizados de electricidade estabelecidos entre o Estado Português e outros Estados-membros da UE, inclui os deveres de gestão de contratação de electricidade, de garantia de que estes mercados sejam dotados de serviços adequados de liquidação, de divulgação de informação relativa ao funcionamento transparente e não discriminatório dos mesmos, e de comunicação ao operador da RNT de toda a informação relevante para a gestão técnica do SEN e para a gestão comercial da capacidade de interligação.

²³ Secção I do Capítulo II do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, e Capítulo II do decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

²⁴ Secção II do Capítulo II do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, e Capítulo III do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

²⁵ Secção III do Capítulo II do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, e Secção III do Capítulo III do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

²⁶ Secção IV do Capítulo II do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, e Capítulo IV do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

²⁷ Secção IV do Capítulo II do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, e Capítulo IV do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

²⁸ *Cfr.* artigo 13.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, na sua redacção actual.

²⁹ Artigo 78.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, e Secção V do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

O operador logístico de mudança de comercializador está encarregue da gestão do processo de mudança de comercializador, cabendo-lhe gerir, nomeadamente, os equipamentos de medida e recolha de informação local ou à distância, assegurando a livre escolha, pelos consumidores e sem qualquer contrapartida, dos respectivos comercializadores de electricidade.

Refira-se, finalmente, que a extinção, ainda que gradual, das tarifas reguladas de VCF, aplicadas a clientes finais em Portugal continental, se encontra agendada e em curso. O processo iniciou-se com a publicação do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro³⁰, que determinou a extinção das TVCF para clientes em MAT, AT, MT e BTE, concretizando agora o Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de Março a extinção das TVCF aplicadas a clientes finais em BTN. Estes consumidores deverão completar a transição para o mercado livre até 31 de Dezembro de 2014 e até 31 de Dezembro de 2015, consoante os clientes tenham potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA ou inferior a 10,35 kVA, respectivamente, sendo que, durante este período, será aplicada uma tarifa transitória de incentivo à contratação de energia eléctrica com comercializadores a actuar no mercado. A salvaguarda dos clientes vulneráveis é feita através de mecanismos como a aplicação da tarifa social da electricidade, estabelecida pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de Dezembro, e do apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE), previsto no Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de Setembro, ou ainda de descontos e da garantia de fornecimento pelo CUR.

³⁰ O Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro foi alterado pelo Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de Novembro, que alarga o período de abastecimento, pelo CUR, dos clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE, de 31 de Dezembro de 2011 para 31 de Dezembro de 2013.

III. ENQUADRAMENTO JURÍDICO DA FIGURA DA TARIFA NO ÂMBITO DO DIREITO (FISCAL)

Dispõe o artigo 1.º, n.º 1 do RT que as fórmulas ali definidas correspondem a receitas patrimoniais angariadas através da aplicação das respectivas tarifas e preços às entidades abrangidas pelo mesmo Regulamento.

Face quer à inexistência de definição de “*tarifa*” ou “*preço*” no RT e à utilização, no mesmo documento, da expressão “*preços das tarifas*”, quer ainda ao silêncio do legislador no que concerne à delimitação destes conceitos ou à utilização quase indiferenciada, pelo mesmo, das figuras “*preço*”, “*tarifa*” e até “*taxa*”³¹, entendemos que a referência recorrente a estes termos, durante a presente exposição, impõe uma tentativa de clarificação do âmbito da figura da tarifa, considerada especificamente no âmbito do sector eléctrico, ainda que não seja este o seu objecto.

Note-se, em primeiro lugar, que o RT define as tarifas de acesso às redes, de venda a clientes finais dos CUR, da RAA e da RAM, a tarifa de energia, de uso global do sistema, de uso da rede de transporte, de uso da rede de distribuição e de comercialização. Quer isto dizer que as tarifas que a entidade reguladora fixa se limitam àquelas aplicadas no âmbito das actividades reguladas³²: transporte, distribuição e comercialização de último recurso.

Esta circunstância reveste especial importância neste exercício de enquadramento da figura da tarifa, porquanto se conclui, desde já, que as tarifas correspondem a fórmulas fixadas administrativamente, que se traduzem em valores pecuniários cuja angariação se destina a proporcionar, aos concessionários das actividades reguladas, a recuperação dos custos incorridos e da margem de proveito permitida, em função do serviço prestado.

Mais se conclui que a determinação da composição das tarifas, e conseqüente publicação do RT, é competência da ERSE (no âmbito do SEP), pessoa colectiva de direito público, independente no exercício das suas funções, em conformidade com os termos conjugados

³¹ *Cfr.* Lei das Finanças Locais, na redacção da Lei n.º 42/98, de 6 de Agosto. No artigo 16.º, alíneas c) e d) lê-se “o produto da cobrança de taxas, tarifas e preços resultantes da prestação de serviços pelo município”.

³² Isto não significa que só os agentes que exercem actividades reguladas estejam vinculados a estas tarifas. Esta questão é aprofundada no próximo capítulo.

dos artigos 61.º e 62.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro³³, e do artigo 8.º dos Estatutos da ERSE³⁴.

Estes elementos são suficientes para distanciar estas tarifas de tributos como os impostos e as contribuições, distinção esta que é, de resto, pacífica na jurisprudência e doutrina portuguesas. Com efeito, não se evidencia aqui a criação, como ocorre com os impostos, de uma prestação pecuniária, unilateral, definitiva e coactiva, nem tão-pouco se verifica a correlação entre o montante da tarifa e a capacidade contributiva³⁵ dos consumidores finais, sobre os quais as tarifas (aditivas) recaem em última instância.

Por outro lado, será limitador confinar as tarifas do sector eléctrico às contribuições financeiras, enquanto taxa de regulação e supervisão³⁶ que suporta a actividade do Estado regulador, visto que os custos operacionais da entidade reguladora constituem apenas uma pequena parcela da fórmula que corresponde à tarifa UGS³⁷, cobrada pela REN enquanto concessionária da RNT (que acaba por se repercutir na consumidor final, seja em mercado regulado, seja em mercado liberalizado)³⁸. Ou seja, as tarifas (reguladas) identificadas no RT incluem a taxa de regulação e supervisão devida à ERSE, mas não se reconduzem à figura das contribuições financeiras.

³³ Na redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de Outubro.

³⁴ Aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, alterado pelo Decreto-Lei n.º 200/2002, de 25 de Setembro e pelo Decreto-Lei n.º 2012/2012, de 25 de Setembro.

³⁵ *Cfr.* conceito de imposto em J. CASALTA NABAIS, *Direito Fiscal*. Almedina, 2010, 6.ª edição, p. 11 e ss.

³⁶ J. CASALTA NABAIS considera que o sistema tributário assenta na divisão tripartida dos tributos, distinguindo-se os impostos, as taxas e as contribuições, as quais se reportam às clássicas contribuições especiais e às demais contribuições financeiras. Exemplo das contribuições financeiras serão as taxas de regulação e supervisão, cujo regime deverá constar de lei ou decreto-lei e cujo montante deverá suportar o *teste da proporcionalidade entre as taxas a pagar pelo conjunto dos regulados do correspondente sector de actividade sujeita a regulação pública e a respectiva contraprestação específica traduzida na prestação desse serviço de regulação e supervisão suportado pela correspondente entidade ou agência de regulação*.

³⁷ Os proventos permitidos da actividade de gestão global do sistema são calculados através da seguinte expressão, definida pelo artigo 74.º do RT:

$$\tilde{R}_{UGS,t}^T = \tilde{R}_{GS,t}^T + \tilde{R}_{Pol,t}^T + \tilde{R}_{GP,t}^T - \tilde{R}_{CVEE,t}^{AC}$$

Sendo que a segunda parcela desta fórmula corresponde aos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, entre os quais se encontram os custos com a ERSE (*cfr.* artigo 76.º do RT), designados pela expressão $\tilde{R}_{EGS,t}$.

As tarifas caracterizam-se, assim, pelo seu carácter bilateral³⁹, visto que o pagamento efectuado corresponde à contrapartida devida pela prestação do serviço, sendo que é esta natureza sinalagmática que as aproxima das taxas (de natureza tributária).

Ora, as taxas revestem «*carácter sinalagmático, não unilateral, o qual, por seu turno, deriva funcionalmente da natureza do acto constitutivo das obrigações em que se traduzem e que consiste ou na prestação de uma actividade pública, ou na utilização de bens do domínio público, ou na remoção de um limite jurídico à actividade dos particulares*»⁴⁰. Os elementos essenciais das taxas serão, pois, o carácter pecuniário e coactivo da prestação, a imposição por parte do Estado ou outra entidade pública, a ausência de intenção sancionatória, a utilização individualizada (ainda que não solicitada) de bens públicos ou semi-públicos, e, finalmente, uma contrapartida que reside numa actividade especialmente dirigida ao contribuinte⁴¹, sendo que o nexo sinalagmático não corresponde necessariamente a um equilíbrio entre o valor económico entre ambas as prestações.

A este propósito, escreve Pedro Gonçalves que «*a doutrina mais antiga entendia que as quantias a pagar pela prestação do serviço público revestiam a natureza de taxas, ou seja, tratar-se-ia de encargos ou contrapartidas de natureza fiscal ou tributária. (...) Na nossa opinião, a contrapartida não tem natureza tributária quando está em causa o pagamento do serviço prestado ou do fornecimento efectuado pelo concessionário, isto é, quando está em causa a “relação de prestação do serviço público”; nesse caso, e a menos que a lei disponha inequivocamente de outro modo, entendemos que a contrapartida a pagar ao concessionário tem a natureza de um preço, isto é, de um valor a pagar pela prestação de um serviço regulado por um contrato de direito privado [pelo que] não faz sentido, quanto a nós, sustentar a natureza fiscal da contrapartida*»⁴². Este entendimento apoia-se nas seguintes razões de ordem prática: (i) o processo de execução fiscal não é utilizado em

³⁸ Vide, a propósito, «*As Taxas de Regulação Económica no Sector da Electricidade*», de NUNO OLIVEIRA GARCIA e INÊS SALEMA, em *As Taxas de Regulação Económica em Portugal*, coordenado por SÉRGIO VASQUES. Almedina, 2008.

³⁹ «*À exigência do imposto não está directamente contraposta qualquer utilização dos bens ou serviços públicos, embora ele se destine a satisfazer os encargos que advêm da sua prestação à Comunidade Política*», in Ac. do TCA, de 9 de Novembro de 2004.

⁴⁰ Cfr. ALBERTO XAVIER, *Manual de Direito Fiscal*. AAFDL, Lisboa, 1981.

⁴¹ Cfr. SÉRGIO VASQUES, «*Taxas de Saneamento Ad Valorem – Anotação ao Acórdão n.º 68/2007, do Tribunal Constitucional*», em *Fiscalidade* 28, disponível em <http://www.sergiovasques.com/>.

⁴² Cfr. PEDRO GONÇALVES, *A Concessão de Serviços Públicos*. Almedina, 1999, p. 319 – 320.

casos de incumprimento perante o concessionário; (ii) as relações entre os utentes desenvolvem-se no âmbito do direito privado; e (iii) a contrapartida é fixada pelo concessionário no âmbito do contrato de direito privado, pela prestação de um serviço⁴³.

A colocação do vínculo jurídico entre o utente (que, *a final*, liquida as tarifas reguladas, compreendidas na TVCF) e o concessionário no universo do direito privado leva-nos, com efeito, a subscrever o entendimento *supra* exposto, afastando estas tarifas da taxa, enquanto tributo.

Além do mais, sempre se diga que o requisito da prestação de um serviço público (do qual é contrapartida a prestação pecuniária, a taxa), e pese embora a legislação mencione que as actividades de transporte e distribuição nacional se desenvolvem ao abrigo de uma concessão⁴⁴, pode, em última análise, não se verificar na situação das tarifas do sector eléctrico, visto que a legislação não reserva estas actividades (reguladas) ao Estado. E ainda que se considere haver uma apropriação pública tácita de actividades privadas, também será correcto afirmar que a posição de Estado regulador poderá ser incompatível com a de Estado que, para além de detentor⁴⁵, ainda reclama a si a obrigatoriedade de prestação do serviço. Este não corresponde, aliás, ao paradigma actual, como vimos no capítulo anterior na breve referência à passagem de uma ideia de serviço público para a implementação da obrigação de serviço público⁴⁶ que, de resto, vincula todos os intervenientes no sector eléctrico, quer a respectiva actividade seja regulada ou não.

Questiona-se, pois, se estaremos perante uma prestação administrativa (de um serviço público), quando, em bom rigor, a receita angariada pela aplicação das tarifas é recolhida pela entidade concessionária, efectiva prestadora do serviço. Ou seja, alia-se a falta de consenso quanto à natureza do serviço em causa, à evidência de que o prestador do serviço

⁴³ PEDRO GONÇALVES e LICÍNIO LOPES MARTINS, «*Os Serviços Públicos Económicos e a Concessão no Estado Regulador*», em *Estudos de Regulação Pública – I*, 2004, p. 293 – 294.

⁴⁴ Nos artigos 4.º, n.º 5, 21.º, n.º 1 e 31.º, n.º 1 do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro lê-se «*concessão de serviço público*», terminologia mantida aquando da alteração de 2011 ao diploma; já no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, encontramos, nos artigos 34.º, n.º 2, 38.º, n.º 2 e 42.º, n.º 2, a referência a «*concessão em regime de serviço público*».

⁴⁵ Não estamos a defender a propriedade das redes pelo Estado, mas sim a referir-nos à reserva de exercício do serviço (público). A propósito desta questão da propriedade, *vide* PEDRO GONÇALVES, em *Regulação, Electricidade e Telecomunicações*. Coimbra Editora, 2008, p. 129.

⁴⁶ *Cfr.* artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro.

é uma pessoa colectiva de direito privado (tendencialmente, de capitais privados⁴⁷) perante a qual são liquidadas as tarifas que permitem (ou assim o pretendem) não só o retorno do investimento incorrido, como a respectiva margem de lucro.

Por outro lado, é a ERSE, entidade de direito público, que fixa a fórmula de cálculo destas tarifas, ou seja, a contrapartida devida pela prestação do serviço prestado por privados é estabelecida administrativamente, sem qualquer intervenção directa do mercado. As tarifas do sector eléctrico constam de um regulamento (obrigações *ex lege*), mas a obrigação do respectivo pagamento decorre da celebração de um contrato de natureza privada entre os agentes do sector e, em última análise, entre a entidade comercializadora e os consumidores finais (*ex voluntate*).

A dificuldade de delimitação do conceito de tarifa decorre, pois, do esbater dos âmbitos de actuação do direito público e do direito privado, de uma espécie de publicização do direito privado (a título de exemplo, no sector eléctrico, as entidades privadas, titulares de concessões, actuam com obrigação de serviço público), bem como da fixação de um critério uniforme que justifique uma qualquer construção de conceito⁴⁸.

A jurisprudência tem considerado que a tarifa constitui «*uma receita de direito privado contratualmente paga pela utilização de bens semipúblicos ou o preço contratualmente fixado (ainda que por adesão de tal utilização)*»⁴⁹, que «*apenas estão sujeitas ao princípio da legalidade administrativa e não também ao da legalidade tributária*»⁵⁰, não constituindo aquela uma categoria autónoma relevante na perspectiva constitucional, ainda que encontre acolhimento na legislação ordinária. O Ac. do TCA, de 7 de Abril de 1988, conclui que a tarifa «*constitui apenas uma modalidade especial de taxa e nada mais*».

⁴⁷ A 2.ª fase do processo de reprivatização do capital social da REN foi aprovada através do Decreto-Lei n.º 106-B/2011, de 3 de Novembro, e a 8.ª fase do processo de reprivatização do capital social da EDP foi aprovada pelo Decreto-Lei n.º 106-A/2011, de 26 de Outubro.

⁴⁸ Vide, a propósito dos critérios utilizados pela doutrina, MANUEL HENRIQUE DE FREITAS PEREIRA, em *Fiscalidade*. Almedina, 3.ª Edição, 2009, p. 22.

⁴⁹ Ac. do STA, de 2 de Maio de 1996, disponível em www.dgsi.pt.

⁵⁰ Ac. do TCA, de 9 de Novembro de 2004, que cita Acórdãos do STA, de 24 de Fevereiro de 1988, Rec. n.º 004778; de 2 de Maio de 1996, Rec. n.º 018726; de 4 de Fevereiro de 1998, Rec. n.º 021513; de 10 de Fevereiro de 1999, Rec. n.º 020062; e de 25 de Novembro de 1999, Rec. n.º 022593.

Em face do exposto, e considerando o caso específico das tarifas do sector eléctrico, julgamos dever-se acolher a tese que sustenta que esta figura se aproxima mais do conceito de preço do que do conceito de taxa.

Ainda que se trate de um serviço prestado em regime não concorrencial (actividades reguladas), entendemos que os montantes arrecadados correspondem não a tributos, mas a receitas patrimoniais⁵¹, às quais não será aplicável o regime jurídico da taxa, ou “tarifa-taxa” (na terminologia utilizada por Casalta Nabais⁵²) que, «*como tributo que é, se apresenta como uma obrigação ex lege e implica a aplicação dum regime de direito público integrado por uma série de prerrogativas atinentes nomeadamente à sua garantia e execução*», ao contrário do que ocorre com a “tarifa-preço”, que não beneficia de tal regime.

Em síntese, parece-nos que as tarifas aplicadas ao longo da cadeia de valor do sector eléctrico e que se destinam à compensação do custo da actividade e a permitir os proveitos permitidos pelo RT, correspondem a uma categoria *sui generis* de preço ou a uma categoria igualmente *sui generis* de taxa, não se confundindo, por um lado, com o preço de mercado, nem, por outro, com o tributo taxa.

Esclareça-se, por fim, que é nosso entender que a intenção do regulador ao referir-se, no RT, a “preços de tarifas” é reportar-se aos montantes pecuniários que as tarifas representam.

⁵¹ Sérgio Vasques identifica, a par do critério formal da fonte da obrigação, o critério material para delimitação do conceito (geral) de tarifa em função do tipo de remuneração: «*as tarifas que se cobrem em contrapartida de serviços prestados em regime de concorrência ou cujo consumo se mostre dispensável ao comum dos particulares constituem meras receitas patrimoniais, só se estando perante receitas tributárias quando essas tarifas constituam a remuneração de serviços prestados em regime não concorrencial ou cujo consumo se mostre de natureza indispensável ao particular. Assim, sempre que a prestação dos serviços do abastecimento de água, do saneamento de águas residuais [...] assente em instrumento de natureza contratual [...] a remuneração pode ser liminarmente qualificada como um preço. [...] quando a prestação destes serviços assente nos instrumentos “autoritários” da lei ou do regulamento, como sucede [na recolha de resíduos sólidos urbanos], [...] a remuneração deve ser qualificada como uma taxa [...]*». Cfr. *O Princípio da Equivalência como Critério de Igualdade Tributária*. Almedina, 2008, p. 157 – 158.

⁵² Cfr. J. CASALTA NABAIS, *Direito Fiscal*. Almedina, 2010, 6.ª edição, p. 31.

IV. ESTRUTURA TARIFÁRIA EM PORTUGAL

A. TARIFAS REGULADAS E OS PROVEITOS PERMITIDOS DAS ACTIVIDADES REGULADAS – A TARIFA DE VENDA A CLIENTE FINAL

A formulação e o método de cálculo das tarifas reguladas e preços⁵³ de energia eléctrica são definidos através do RT⁵⁴, aprovado e aplicado pela ERSE nos termos conjugados dos artigos 61.º e 62.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, bem como dos artigos 66.º e 67.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

O RT abrange os agentes que desenvolvam actividades reguladas (distribuição, transporte, comercialização de último recurso de energia eléctrica e operador logístico de mudança de comercializador), ou aqueles aos quais, por actuarem no sector eléctrico, ainda que exercendo actividades não reguladas, sejam aplicadas tarifas como contrapartida do uso das infra-estruturas⁵⁵.

As tarifas são estabelecidas por forma a permitir a recuperação dos custos incorridos e a proporcionar os proveitos permitidos às entidades envolvidas⁵⁶, por actividade, na cadeia de valor do sector eléctrico.

A estrutura tarifária do sector apoia-se pelos seguintes princípios, estabelecidos no artigo 5.º do RT, bem como no artigo 61.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro:

⁵³ Os preços obtidos em regime concorrencial reflectem, necessariamente, as tarifas reguladas.

⁵⁴ A ERSE aprovou e publicou o actual RT para o sector eléctrico através do Regulamento ERSE n.º 2/2011, de 27 de Julho, tendo revisto algumas das suas disposições e Dezembro de 2011 tendo em vista a adaptação do RT à publicação dos seguintes diplomas: (i) Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de Junho, que transpõe para o direito nacional a Directiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho, (ii) a Portaria n.º 279/2011, de 17 de Outubro, (iii) Decreto-Lei n.º 109/2011, de 18 de Novembro. A publicação da Directiva n.º 6/2011 materializa as referidas alterações. Cfr. www.erse.pt.

⁵⁵ Em Portugal continental, são os seguintes: a) clientes; b) comercializadores; c) comercializador de último recurso; d) operadores das redes de distribuição em AT e MT; e) operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT; f) operador da rede de transporte; g) agente comercial; h) produtores em regime ordinário; i) produtores em regime especial; j) operadores de mercado; e k) operador logístico de mudança de comercializador.

⁵⁶ Nos termos do disposto no artigo 18.º, n.º 2 do RT, as entidades que exercem actividades reguladas só podem propor à ERSE a aplicação de tarifas que proporcionem níveis de proveitos inferiores aos estabelecidos por aquela.

princípio da igualdade de tratamento e de oportunidades; da uniformidade tarifária, relativo à aplicação universal do sistema tarifário aos seus agentes; da criação de incentivos às empresas reguladas; da contribuição para a melhoria das condições ambientais; da protecção dos clientes face à evolução das tarifas, ainda que assegurando (ou tentando) o equilíbrio financeiro às empresas reguladas; da repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas; da transparência e simplicidade na formulação e fixação das tarifas; e da estabilidade das tarifas, considerando-se a expectativa dos consumidores.

Temos, pois, que os custos reflectidos nas tarifas são calculados com base na estrutura dos custos marginais ou nos custos incrementais associados.

A estrutura da TVCF, tarifa que se coloca no centro da análise ora efectuada, é calculada de forma aditiva, entendendo-se por tarifas aditivas aquelas “*cujos diferentes termos tarifários (preços) resultam da adição, termo a termo, dos respectivos termos das tarifas por actividade*”⁵⁷. Significa isto que as tarifas, e, para o que releva, a TVCF resulta da adição dos preços das tarifas (por aditividade) aplicáveis em cada nível de tensão e opção tarifária aos clientes do CUR, compreendendo, assim, as tarifas aplicáveis (ou aplicadas) nas fases da cadeia de valor que lhe precederam. Trata-se, pois, da aplicação da regra geral de determinação de preços eficientes, a qual estabelece que deverá haver igualdade entre o preço do bem ou serviço e o seu custo marginal, que, a verificar-se, assegura o pagamento efectivo dos custos associados ao mesmo⁵⁸.

Os preços finais aplicados aos consumidores em BTN, pelo CUR, dependem, pois, dos preços das TVCF do ano anterior ao da sua aplicação e da respectiva variação tarifária.

Com a publicação do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro, procedeu-se à extinção das tarifas reguladas de venda de electricidade a clientes finais, em Portugal continental, com consumos em MAT, AT, MT e BTE, iniciando-se, em 1 de Janeiro de 2011, um período transitório.

Este regime transitório impõe ao CUR o fornecimento de electricidade a estes consumidores, que ainda não tenham celebrado contratos de aquisição no mercado livre, mediante a aplicação e cobrança de uma tarifa transitória. Esta tarifa corresponde a um agravamento à soma das tarifas de acesso às redes, do custo médio da energia e do custo de

⁵⁷ Cfr. ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS, *A Regulação da Energia em Portugal, 1997-2007*. Security Print - Sociedade de Indústria Gráfica, Lda., Abril de 2008, 1.ª edição.

comercialização regulada, que deverá incentivar a transferência dos clientes para o mercado concorrencial durante o período transitório.

A característica da “aditividade” percebe-se facilmente quando desconstruímos a tarifa aplicada pelo CUR ao cliente final em BTN: este consumidor de energia eléctrica suporta uma tarifa que reflecte a soma das tarifas de E, de UGS, de URT_{AT} , URD_{AT} , URD_{MT} , URD_{BT} e C_{BTN} .

Tarifas por Actividade	Tarifas de Venda a Clientes Finais dos CUR
	BTN
E	√
UGS	√
URT_{AT}	√
URD_{AT}	√
URD_{MT}	√
URD_{BT}	√
C_{BTN}	√

Quadro 1 – Tarifas incluídas nas TVCF em BTN dos CUR

(adaptação do Quadro 3 do “Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico”, Julho 2011, ERSE)

O princípio da aditividade não é, no entanto, um princípio que se sobreponha aos da igualdade de tratamento e oportunidades, da uniformidade tarifária, da protecção dos clientes face à evolução das tarifas e da estabilidade das tarifas, face à expectativa dos consumidores.

Com efeito, e tendo presente que as tarifas são fixadas pelo regulador e não formadas por mecanismos de mercado, a intenção (política) de evitar alterações nos preços finais aplicados aos clientes finais (especialmente aos pequenos consumidores) resulta na construção de instrumentos artificiais que limitam o crescimento das tarifas na proporção do aumento do custo das suas variáveis. A não repercussão dos custos e encargos associados ao SEN, especialmente nas facturas dos consumidores em baixa tensão, implica

⁵⁸ Cfr. «Estrutura Tarifária do Setor Eléctrico em 2012», ERSE.

a fixação de tarifas e preços que, em bom rigor, não traduzem o real valor da energia eléctrica, nos termos que melhor se descrevem no ponto abaixo.

A aditividade das TVCF manifesta-se, assim, de forma gradual, limitando-se a sua evolução pela necessidade de garantir a estabilidade dos clientes finais face aos previsíveis aumentos tarifários que, de outra forma, ocorreriam. Esta estabilidade é garantida através do mecanismo de convergência para tarifas aditivas, previsto no artigo 128.º do RT, o qual estabelece a convergência gradual para os preços das TVCF que resultam da adição das tarifas por atividade a montante, através de um mecanismo de limitação dos acréscimos por termo tarifário.

Esquematizando (e simplificando), as tarifas reguladas aplicam-se da seguinte forma, considerando a cadeia de valor e a comercialização no âmbito do mercado regulado e do mercado liberalizado⁵⁹:

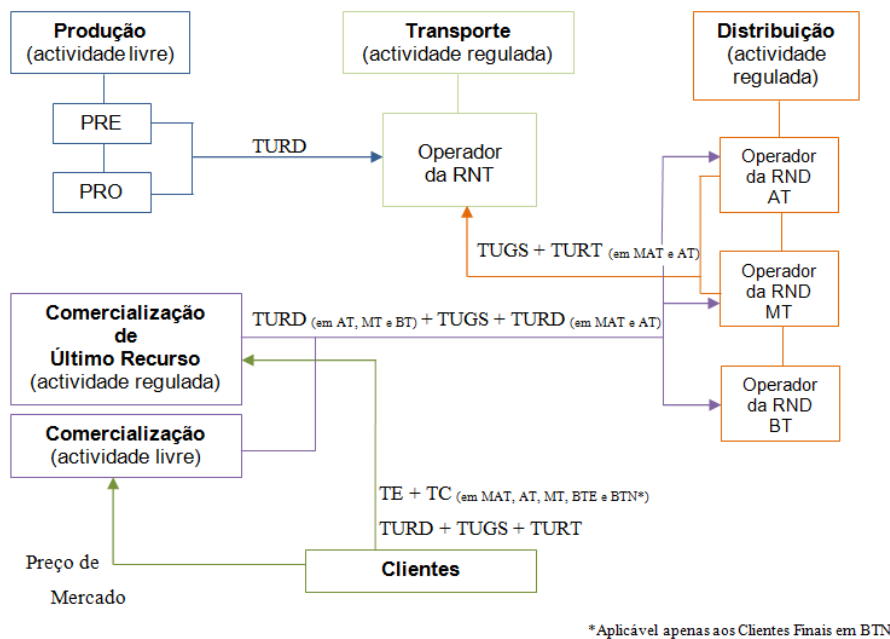


Fig. 3 – Tarifas aplicadas por actividade e agente do SEN.

⁵⁹ Nos termos do artigo 240.º do RRC, considera-se regime de mercado a contratação de energia eléctrica através das seguintes modalidades: a) *Contratação de energia eléctrica ou de produtos financeiros derivados sobre energia eléctrica por recurso às plataformas de negociação dos mercados organizados*; b) *Celebração de contrato bilateral com entidades legalmente habilitadas a fornecer energia eléctrica*; c) *Contratação de energia eléctrica ou de produtos financeiros derivados sobre energia eléctrica através de meios e plataformas não regulamentadas*; d) *Participação em mecanismos regulados de compra e venda de energia eléctrica*.

A TE, tarifa que corresponde ao fornecimento de energia, é aplicada pelo CUR e paga pelos respectivos clientes, incluindo-se o respectivo valor nas TVCF⁶⁰.

A TUGS tem por objecto os serviços de sistema e de interesse económico geral, é aplicada pelo operador da rede de transporte aos operadores das redes de distribuição através da TVORD, e pelos operadores das redes de distribuição aos clientes finais em MAT, AT, MT e BT, através do pagamento das tarifas de acesso às redes e TVCF do CUR.

As TURT, nas várias tensões, são aplicadas pelo operador da rede de transporte aos operadores da rede de distribuição que, por sua vez, reflectem-na nos montantes cobrados aos clientes em MAT, AT, MT e BT⁶¹.

As TURD, em AT, MT e BT, são aplicadas pelos operadores de distribuição aos respectivos clientes (em AT, MT e BT), e incluem-se nas tarifas de acesso às redes e nas TVCF do CUR.

Note-se que as tarifas de acesso às redes, aplicadas pelos operadores das redes de distribuição e pagas pelos clientes em MAT, AT, MT e BT, também se incluem nas tarifas de mercado livre. Significa isto que a TUGS é igualmente suportada pelos consumidores finais do mercado (concorrencial) e do CUR.

A TC (em MAT, AT, MT, BTE e BTN), referente a serviços de contratação, facturação e cobrança, é aplicada pelo CUR aos consumidores de último recurso, nos respectivos níveis de tensão, através das tarifas transitórias de VCF do CUR.

Ora, facilmente se percebe que todos os agentes envolvidos no sector estão vinculados ao pagamento de tarifas reguladas, mesmo no caso dos clientes finais de comercializadores a actuar no mercado liberalizado, visto que o respectivo preço reflecte, necessariamente, os custos incorridos ao longo da cadeia de valor, bem como os proveitos permitidos aos diferentes intervenientes na mesma, e, logo, as tarifas reguladas⁶². Ou seja, ainda que o consumidor contrate o fornecimento da sua energia eléctrica em regime de mercado, o comercializador “constrói” o seu preço considerando não só o comportamento do mercado, mas também as tarifas reguladas que terão de ser suportadas (pelo próprio e pelos seus

⁶⁰ Incluindo as TVCF transitórias.

⁶¹ A URT_p não é aplicada aos consumidores, assim como a TC e, obviamente, a TVCF.

⁶² Com exclusão da TE, que não é reflectida no preço dos consumidores finais.

clientes finais), acrescidas dos proveitos que pretende arrecadar, visto que estes não são assegurados pelas tarifas das actividades reguladas.

Os comercializadores acordam os seus preços de fornecimento livremente, incluindo sempre uma parcela que corresponde às tarifas de acesso às redes, estabelecidas nos termos do RT. Estes preços das tarifas de acesso às redes resultam, por sua vez, da soma dos preços da TUGS, TURT e TURD (*cfr.* artigo 223.º do RRC).

O CUR, por seu turno, aplica a TVCF, que é composta pelo preço da potência contratada e o preço da energia activa, resultando o preço daquela da soma da TE, TUGS, TURT, TURD e TC (*cfr.* artigo 224.º do RRC).

Os proveitos permitidos a recuperar pelas TVCF do CUR incluem os custos regulados com a energia e comercialização e os custos com o acesso às redes, no âmbito dos fornecimentos do Mercado Regulado.

Comercializadores de último recurso		Clientes
Proveitos	Tarifas	Níveis de Tensão
Proveitos Actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição	$UGS + URT_{MAT}$	MAT
	$UGS + URT_{AT} + URD_{AT}$	AT
	$UGS + URT_{AT} + URD_{AT} + URD_{MT}$	MT
	$UGS + URT_{AT} + URD_{AT} + URD_{MT} + URD_{BT}$	BT > 41,4 kW
	$UGS + URT_{AT} + URD_{AT} + URD_{MT} + URD_{BT}$	BT ≤ 41,4 kVA
Proveitos Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	E	MAT
		AT
		MT
		BT
Proveitos da Actividade de Comercialização	C_{NT}	MAT
		AT
		MT
	C_{BTE}	BT > 41,4 kW
	C_{BTN}	BT ≤ 41,4 kVA

Quadro 2 - Proveitos do CUR
(fonte: ERSE, Regulamento Tarifário)

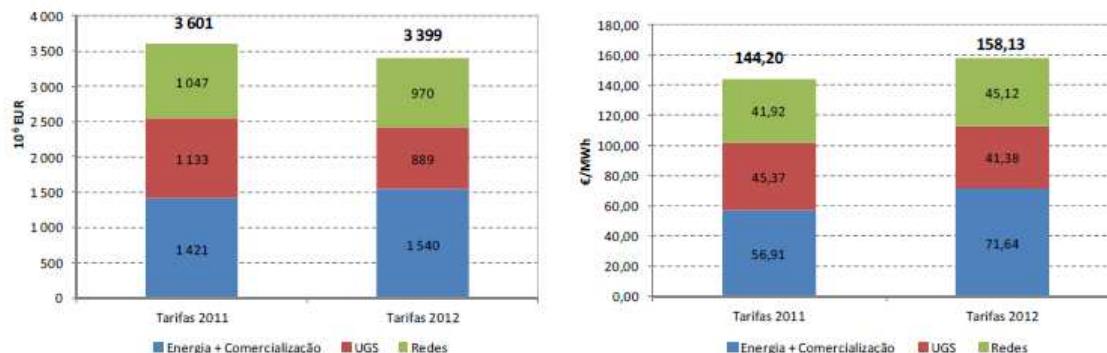


Gráfico 1 – Proveitos do CUR a recuperar com a TVCF, de 2011 para 2012 (fonte: ERSE)

Unidade: 10^6 EUR

Tarifas 2012	Proveitos permitidos por actividade (1)	Custo transferidos entre actividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2012, previstos em 2011 (c/ ajustamento) (3) = (1) + (2)	Sustentabilidade e coexistência de mercados (4)	Tarifas 2012 (5) = (3) - (4)
REN Trading	133 631		0	0	0
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC)	133 631	-133 631 (UGS)	0	0	0
REN	681 874		815 505	0	815 505
Gestão Global do Sistema (GGS)	353 384	133 631 (CVEEAC)	487 016		487 016
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	328 490		328 490		328 490
EDP Distribuição	2 712 721	-815 505	1 897 215	-346 062	2 243 277
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 232 281		1 232 281		1 232 281
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	1 480 440	-815 505 (GGS + TEE)	664 935	-346 062	1 010 996
Tarifa Social					-6 064
EDP Serviço Universal (CUR)	4 100 479	-2 214 642	1 885 838	346 062	1 539 776
Compra e Venda de Energia Eléctrica	2 162 798	-355 534	1 807 263	350 307	1 456 956
Sobre custo da PRE	355 534	-355 534 (Sobre custo da PRE e CVAT)	0		0
Compra e Venda de Energia Eléctrica (CVEE)	1 807 263		1 807 263	350 307	1 456 956
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	1 859 107	-1 859 107 (DEE + CVAT)	0		0
Comercialização (C)	78 575		78 575	1 004	77 571
Sobrepro e sobrecapitação da tarifa transitória				-5 249	5 249
			4 598 558	0	4 592 496

Quadro 3 - Proveitos permitidos em Portugal continental em 2012 (fonte: «Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e outros Serviços em 2012 e Parâmetros para o Período de Regulação 2012-2014», Dezembro 2011. ERSE)

B. DÉFICE TARIFÁRIO

O Grupo Iberdrola explica o défice tarifário recorrendo a um exemplo simples⁶³ cuja figura central é um fabricante de pão. A produção do pão tem um custo de 0,85 euros por unidade, sendo que o objectivo do fabricante é obter um lucro de 0,05 euros por unidade de pão. O preço final da mesma será, então, e após aplicação de IVA à taxa de 6%, 0,95 euros.

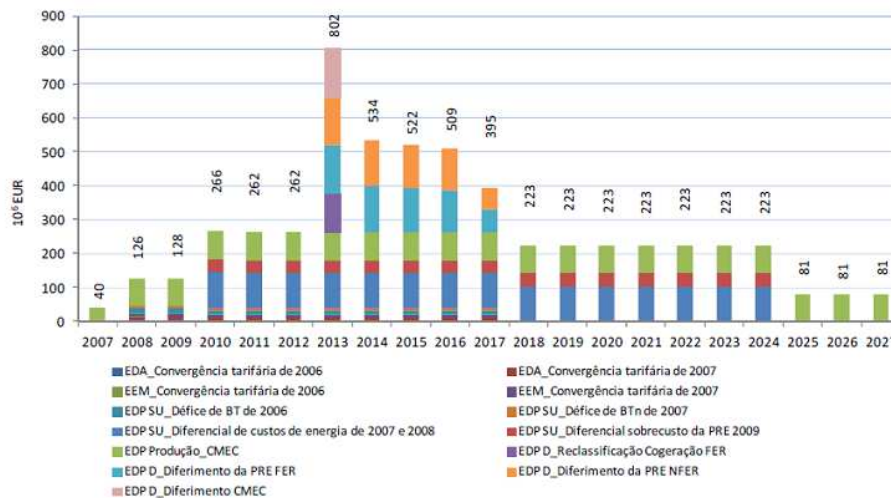
Entretanto, são aprovadas e postas em prática medidas que obrigam o fabricante de pão a subir os seus preços: o Governo impõe-lhe que compre farinhas especiais de grande qualidade obtidas através de um processo recente, muito mais dispendioso, mas que deverá ser apoiado; simultaneamente, exige-lhe que adquira farinhas de má qualidade, produzidas em fábricas ineficientes, mas cujo encerramento teria impactos sociais indesejáveis; impõe-lhe ainda o pagamento de uma taxa para uma entidade pública; e, finalmente, aumenta o IVA, visto que há necessidade de arrecadação de receita, o que facilmente se consegue num bem com procura rígida.

Os preços do pão, naturalmente, passam a ter de reflectir todos estes custos, e sobem em mais de 100%. Como a reacção dos consumidores se adivinha negativa (sendo que alguns não terão sequer condições para suportar esta despesa), o Governo obriga o fabricante de pão a realizar os pagamentos devidos, contra a promessa de que, nos anos seguintes, poderá subir gradualmente os seus preços e, assim, recuperar a receita que vai deixar de obter no presente.

O défice tarifário corresponde, assim, em termos genéricos, à diferença entre as receitas (proveitos) que as empresas deveriam obter no âmbito da sua actividade, e as que efectivamente obtêm, podendo aquele resultar de várias componentes do preço da tarifa.

Actualmente, o sector eléctrico português tem um conjunto de parcelas por recuperar nos próximos anos, conforme demonstrado no gráfico seguinte.

⁶³ CARLOS SALLÉ ALONSO, «El déficit de tarifa y la importancia de la ortodoxia en la regulación del sector eléctrico», Papeles de Cuadernos de Energía, Instituto Español de la Energía, separata n.º 35 de Cuadernos de Energía.



Nota: [1] Todos os valores, excetuando os CMEC, e o alisamento do sobrecusto da PRE encontram-se cedidos a terceiros.
 [2] Os CMEC, o diferimento da reclassificação da cogeração^{FER} e o alisamento do sobrecustos da PRE incluem juros uma vez que a taxa é fixa para todo o período.

Gráfico 2 - Proveitos a recuperar nos próximos anos (fonte: «*Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros Serviços em 2012 e Parâmetros para o Período de Regulação 2012-2014*», Dezembro 2011. ERSE)

A limitação do crescimento tarifário e, conforme referido, do princípio da aditividade na fixação das tarifas reguladas, para os consumidores finais em BT em proporção à taxa de inflação então prevista ocorreu, desde logo, por via do n.º 4 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho. A não tradução dos custos e encargos do SEN nas tarifas impossibilitou a recuperação de proveitos pelos agentes regulados, originando-se um défice tarifário que seria recuperado nos anos vindouros.

Esta limitação não foi, no entanto, acolhida pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, que revogou o mencionado artigo.

Neste contexto, e ainda em 2006, a ERSE elaborou a sua proposta de tarifas e preços para o ano de 2007, que, reflectindo a remoção do limite aos aumentos tarifários para os consumidores em BT, assim como outros factores que relevam para a fixação das tarifas, previa um aumento tarifário excessivo.

A solução para diluir estes custos e adiar o seu integral pagamento surgiu com a publicação do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, que define as regras aplicáveis à recuperação do défice tarifário devido às entidades reguladas (operadores da RNT e da RND, das redes de distribuição em BT e CUR), bem como o regime aplicável aos

ajustamentos tarifários devidos às mesmas entidades reguladas (incluindo os operadores das redes de transporte e de distribuição da RAA e RAM).

Este diploma determina que (i) o período de recuperação do défice acumulado, bem como de outros ajustamentos, é de dez anos, contado a partir de 31 de Dezembro de 2007, e deverá ocorrer através da integração do respectivo montante na TUGS relativa à BT, (ii) sem prejuízo da extinção da limitação aos aumentos das tarifas e preços, as tarifas a aplicar no ano de 2007 aos consumidores em BTN não poderiam sofrer um aumento superior a 6% relativamente às tarifas em vigor em 2006, e (iii) os operadores regulados podem ceder a terceiros, total ou parcialmente, o direito a receber, através das tarifas, os montantes relativos ao défice e aos ajustamentos anuais entre os custos previstos e os custos efectivos. As tarifas em 2007 tiveram, assim, que ser revistas à luz do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro⁶⁴, de forma a excluir a parcela correspondente à recuperação do défice de BT gerado em 2006 (cerca de 140 milhões de euros⁶⁵). Esta limitação criou, no entanto, uma dívida tarifária adicional no montante de 79 milhões de euros.

A ERSE excluiu ainda, em conformidade com o referido Decreto-Lei, os custos com a convergência tarifária entre o continente e as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, no montante de 121 milhões de euros.

Finalmente, alterou-se a metodologia do cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica produzida em regime especial, em virtude da obrigação, estabelecida pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, de compra daquela energia secundária pelo CUR.

⁶⁴ Cfr. comunicado da ERSE em:

www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifasreguladasdeanosanteriores/paginas/tarifasreguladas2007.aspx?master=ErsePrint.master

⁶⁵ Cfr. Comunicado da ERSE «*Tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2007*» em www.erse.pt.

REN	10 ⁸ EUR
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica	1 817 087
Actividade de Gestão Global do Sistema	227 585
Actividade de Transporte de Energia Eléctrica	198 801

EDP Distribuição	10 ⁸ EUR
Actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	794 677
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	1 113 194
Actividade de Comercialização de Redes	151 911

EDP Serviço Universal	10 ⁸ EUR
Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica ⁽¹⁾	2 969 223
Actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e de Distribuição	1 851 743
Actividade de Comercialização	93 722

⁽¹⁾ Inclui o diferencial com a aquisição à PRE.

Quadro 4 - Provedos permitidos por empresa e actividade regulada em 2007, excluindo EDA e EEM
(fonte: «Tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2007», ERSE)

O défice tarifário por limitação das TVCF em BT no continente, a suportar (ou gerir, visto que a lei prevê quer a sua recuperação, quer a sua titularização a terceiros) pelo operador da RNT e pelo CUR até 2017, relativo aos anos de 2006 e 2007, ascendiam, no final de 2007, a € 473.003.915.

	Unidade: EUR			
	2 006		2 007	
	Défice 2006	Juros	Défice de 2007	Saldo final de 2007
	[1]	[2]	[3]	[4]=[1]+[2]+[3]
REN	263 565 910	9 006 348	29 142 701	301 714 959
EDP Serviço Universal	120 062 440	4 102 670	47 123 846	171 288 956
Total	383 628 350	13 109 018	76 266 547	473 003 915

Quadro 5 - Défice tarifário gerido pelo operador da RNT e pelo CUR, repercutido até 2017
(fonte: «Tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2007», ERSE)

No mesmo sentido do previsto no Decreto-Lei n.º 327-B/2006, de 18 de Dezembro, lê-se nos artigos 92.º e 93.º do RRC, que o CUR, no âmbito da compra e venda de energia eléctrica para fornecimento dos clientes, recupera o défice tarifário de 2006 e 2007

resultante da limitação dos acréscimos tarifários aos clientes em BT e eventuais diferenciais de custos gerados com a aplicação de medidas excepcionais ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto, nos termos do RT. Os valores correspondentes à recuperação do défice tarifário de 2006 e 2007 são transferidos pelo operador da RND em MT e AT para o CUR, ou, em caso de cessão do direito ao recebimento daqueles valores - publicados pela ERSE e determinados no RT - para as respectivas entidades cessionárias, devendo as partes acordar na forma e meio de pagamento dos respectivos montantes⁶⁶.

A preocupação com a manutenção da estabilidade tarifária num ambiente de livre concorrência manifestou-se para além do mencionado diploma, publicando-se, em 2008, o Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto, que define o regime aplicável às situações excepcionais e susceptíveis de causar variações tarifárias significativas, cuja verificação ou antecipação permite à ERSE propor as condições da repercussão dos respectivos ajustamentos decorrentes da actividade de aquisição de electricidade pelo CUR, nas tarifas aplicadas aos consumidores. Esta repercussão deverá realizar-se integralmente ao longo dos quinze anos que lhe sucedam.

Nos termos do disposto no artigo 93.º do RRC, consideram-se diferenciais de custos gerados com aplicação de medidas excepcionais, os que resultarem de despacho do ministro responsável pela área de energia, ao abrigo do Decreto-Lei nº 165/2008, de 21 de Agosto, desde que relativos a ajustamentos positivos ou negativos referentes a custos decorrentes da actividade de aquisição de energia eléctrica pelo CUR ou a custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral, que explicaremos no próximo capítulo. Os valores correspondentes à recuperação destes diferenciais de custos são entregues ao operador da RNT ou ao operador da RND em MT e AT, consoante aplicável, e por este transferidos para as respectivas entidades (credoras), ou, em caso de cessão do direito, ao recebimento daqueles valores, para as respectivas entidades cessionárias (do crédito), devendo a ERSE publicar o montante anual e mensal a recuperar.

A ERSE considerou verificarem-se estas circunstâncias especiais, susceptíveis de provocar impactos tarifários significativos, em 2008, com a subida dos custos dos combustíveis fósseis, o que evidenciou a diferença entre os custos e encargos incluídos nas tarifas

⁶⁶ Cfr. artigo 92.º do RRC.

reguladas e aqueles nos quais o CUR efectivamente incorreu com a aquisição de energia eléctrica. Neste sentido, propôs a ERSE no despacho n.º 27677/2008, de 29 de Outubro, que fossem repercutidos nas tarifas, de forma intertemporal, os ajustamentos relativos a custos decorrentes da actividade de aquisição de energia eléctrica pelo CUR no ano de 2007 e os estimados para o ano de 2008 (que ascendiam a, pelo menos, mil duzentos e dez milhões de euros), bem como os ajustamentos referentes a custos de medidas de política energética correspondentes aos sobrecustos da PRE, estimados para 2009 (que ascendiam a cerca de quatrocentos e quarenta e sete milhões de euros).

Estes valores seriam incluídos na TUGS, ou noutra tarifa aplicável à totalidade dos consumidores, independentemente do comercializador contratado, durante um período de quinze anos consecutivos, contados a partir de 1 de Janeiro de 2010.

Note-se que os ajustamentos não se confundem com a dívida tarifária (*strictu sensu*): aqueles montantes reportam-se, não aos proveitos que as entidades reguladas deixaram de recuperar, mas aos desvios entre os custos esperados e os custos efectivos do sector. A diferença entre o estimado e o real ocorre da não previsibilidade de algumas variantes que influem na fixação dos preços da energia eléctrica, como a variabilidade no domínio hidrológico, que, sendo desfavorável à produção hídrica, implica uma utilização mais intensa de tecnologias que se alimentam de carvão e fuelóleo, ou a flutuação dos preços dos combustíveis fósseis.

Temos pois que, enquanto o défice tarifário se reporta aos custos e encargos associados ao funcionamento do SEN que as entidades reguladas deixaram de recuperar a título de proveitos permitidos (sem prejuízo de manterem o direito à sua cobrança), os valores a repercutir nas tarifas devido aos ajustamentos, correspondem a flutuações de custos estruturais do sector. Estamos, contudo, sempre a referir-nos a valores pecuniários cujo pagamento, devido às entidades reguladas, tem vindo a ser deferido no tempo, reflectindo-se apenas de forma gradual e diluída nas tarifas que, em última análise, são suportadas pelos consumidores finais, independentemente do comercializador (regulado ou livre) com quem contratam o seu fornecimento.

Estes montantes distinguem-se, ainda, daqueles que visam a compensação pela cessação antecipada dos CAE, nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro⁶⁷. Note-

⁶⁷ Alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio e pelo Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho.

se que também o pagamento dos ajustamentos anuais decorrentes daqueles, relativos ao ano de 2010, foi deferido para 2013, repercutindo-se nos proveitos permitidos do operador da RND em MT e AT⁶⁸.

O preâmbulo do Decreto-Lei n.º 109/2011, de 18 de Novembro, parece referir-se ao défice tarifário enquanto dívida gerada pelos custos e encargos do SEN, independentemente da sua natureza ou origem, enumerando os diplomas aqui indicados como tendo o objectivo maior de «*recuperação do crescente défice tarifário a par da diluição temporal dos encargos com o respectivo pagamento*». Com efeito, é incluído neste pacote de legislação a adição do artigo 73.º-A ao Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, por via do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de Junho. Ora, o mencionado preceito refere-se à repercussão dos sobrecustos com a aquisição da energia a produtores em regime especial⁶⁹. O CUR era, até à entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 2015-B/2012, de 8 de Outubro⁷⁰, a entidade responsável pela aquisição e pagamento da energia eléctrica dos produtores em regime especial, devendo ser ressarcido da diferença entre os custos de aquisição de energia e o valor de referência actualizado. Esta diferença corresponde ao sobrecusto com a produção em regime especial, o qual é recuperado na TUGS e transferido ao longo da cadeia de valor do sector eléctrico, nos termos definidos no RT. Aquele diploma estabelece, assim, que os sobrecustos da PRE deverão ser reflectidos nos proveitos a recuperar pelas entidades reguladas num período quinquenal, para efeitos do cálculo das tarifas para 2012,

⁶⁸ *Cfr.* Decreto-Lei n.º 109/2011, de 18 de Novembro.

⁶⁹ Referimo-nos ao conceito de PRE conforme definido nos termos do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, antes da alteração introduzida pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de Outubro. Aquela redacção referia-se à actividade que estava sujeita a regimes jurídicos especiais, no âmbito da adopção de políticas destinadas a incentivar a produção de electricidade. A redacção actual do mesmo artigo mantém a referência a regimes jurídicos especiais, mas retira a menção aos incentivos. Esta transfiguração dos conceitos de PRO e PRE resulta, do ponto de vista prático, numa alteração do regime jurídico aplicável a alguns centros electroprodutores que, tendo sido licenciados ao abrigo do regime ordinário, regulam-se agora pelas disposições estabelecidas para a PRE.

⁷⁰ O Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de Outubro cria a figura do facilitador de mercado cuja actividade, regulada e sujeita a licença, consiste em adquirir e colocar no mercado a energia produzida pelos centros electroprodutores em regime especial (no conceito actual) abrangidos pelo regime remuneratório geral, se os respectivos produtores assim o entenderem (*cfr.* artigo 55.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto). Por sua vez, o CUR passa apenas a assegurar a aquisição da electricidade que, sendo produzida em regime especial (também na nova aceção), beneficie de remuneração garantida, o que não é sempre coincidente.

sem prejuízo da utilização do mesmo mecanismo nos anos subsequentes (até 2020⁷¹), conforme a necessidade de manutenção da estabilidade tarifária⁷².

Optámos por não confundir a origem da dívida tarifária (*lato sensu*), distinguindo-se na presente exposição, os montantes a repercutir no âmbito dos CIEG - rendas do défice tarifário (2006 e 2007), sobrecusto da PRE, CMEC, rendas de concessão da distribuição em BT, custos com a garantia de potência -, bem como os decorrentes das referidas medidas de estabilidade e sustentabilidade dos mercados (nos termos do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto).

Dando cumprimento ao estipulado na alínea a) do n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, a ERSE tem divulgado o saldo dos défices tarifários referentes a 2006 e 2007 por operador e, no caso de o mesmo se encontrar titularizado, os bancos concessionários, identificando-se o montante global que se encontra em dívida e o montante recuperado nas tarifas de 2012.

A dívida gerada com a aplicação, ao abrigo do n.º 7 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto, das referidas medidas excepcionais no estabelecimento de tarifas para 2009, também é divulgada.

Os défices de BT de 2006 e 2007 foram titularizados ao BCP e à CGD, indicando-se no quadro *infra* os respectivos montantes, bem como os custos relativos aos desvios de energia e ao sobrecusto da PRE, titularizados à Tagus, S.A. pela EDP.

⁷¹ Altura em que, nos termos dos n.ºs 6 e 7 do artigo 73.º-A, deve ser revista a necessidade de estabelecimento de uma metodologia alternativa e adequada à realidade vigente no sector eléctrico, sendo que o regime de transferência intertemporal só poderá aplicar-se a proveitos a recuperar pelas empresas reguladas relativos a ajustamentos tarifários decorrentes dos sobrecustos com a PRE ocorridos até 31 de Dezembro de 2015.

⁷² A Portaria n.º 279/2011, de 17 de Outubro estabelece a metodologia de cálculo da taxa de remuneração a aplicar à transferência intertemporal de proveitos permitidos referentes aos sobrecustos com aquisição de electricidade a produtores em regime especial, sujeitos a repercussão quinquenal.

Unidade: 10³ EUR

	Saldo em dívida em 2011	Juros 2012	Amortização 2012	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2012	Saldo em dívida em 2012
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5) = (1)-(3)
EDA (BCP e CGD)	71 695	1 468	11 352	12 820	60 343
Convergência tarifária de 2006	25 278	517	4 002	4 520	21 275
Convergência tarifária de 2007	46 417	950	7 350	8 300	39 068
EEM (BCP e CGD)	39 947	818	6 325	7 143	33 622
Convergência tarifária de 2006	9 241	189	1 463	1 652	7 778
Convergência tarifária de 2007	30 706	629	4 862	5 490	25 844
EDP Serviço Universal	1 647 071	55 274	113 168	168 442	1 533 903
BCP e CGD	113 526	2 324	17 976	20 300	95 551
Défice de BT de 2006	82 293	1 685	13 030	14 715	69 263
Continente	79 083	1 619	12 522	14 141	66 561
Regiões Autónomas	3 209	66	508	574	2 701
Défice de BTn de 2007	31 234	639	4 946	5 585	26 288
Continente	30 014	614	4 752	5 367	25 262
Regiões Autónomas	1 220	25	193	218	1 027
Tagus SA	1 533 544	53 628	95 192	148 820	1 438 352
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	1 135 312	39 702	70 473	110 174	1 064 840
Sobrecusto da PRE 2009	398 232	13 926	24 720	38 646	373 512
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-678	0	-678	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009 ¹⁴	0	-678	0	-678	0
Total	1 758 712	57 559	130 845	188 404	1 627 867

Quadro 6 - Amortização e juros da dívida tarifária (fonte: «*Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros Serviços em 2012 e Parâmetros para o Período de Regulação 2012-2014*», Dezembro 2011. ERSE)

O valor do défice encontra-se, assim, reconhecido nas contas das respectivas sociedades, sobre as quais o único impacto efectivo ocorre ao nível da tesouraria, podendo aquelas optar pela titularização ou cessão do seu crédito, independentemente da natureza do mesmo.

V. A FACTURA DE ELECTRICIDADE

A. DESCONSTRUÇÃO DA TARIFA DE VENDA A CLIENTE FINAL

O comercializador de energia eléctrica está obrigado, na qualidade de fornecedor de um serviço (e bem) público essencial, a discriminar, na factura apresentada ao cliente, o montante referente ao bem fornecido ou serviço prestado (valores de consumo e potência contratada⁷³), bem como cada custo referente a medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral, e outras taxas e contribuições previstas na lei (taxa de exploração e contribuição audiovisual)⁷⁴.

Nos termos do artigo 222.º do RRC, os comercializadores e os CUR devem informar, anualmente, cada um dos seus clientes sobre a composição das tarifas e preços aplicáveis, incluindo os CIEG e a quantificação do seu impacto nas TVCF.

Esta intenção de, por um lado, concretizar o dever de informação estabelecido na Lei n.º 23/96, de 26 de Julho e o princípio de transparência emanado do próprio RT da ERSE, e, por outro, fornecer ao utente a informação sobre o valor cobrado pelo respectivo consumo de energia eléctrica – como mecanismo de protecção⁷⁵ que permite àquele controlar os montantes apresentados por um serviço com procura altamente rígida e, desta forma, e se caso disso, reagir aos mesmos –, acaba por ser o ponto de partida para a análise da estrutura do preço aplicado. Referimo-nos a preço e não a preço da energia *stricto sensu*, pois sempre cumprirá distinguir, como já mencionado anteriormente, que, efectivamente, o que se paga ao comercializador não corresponde unicamente ao preço devido pelo consumo de energia eléctrica em dado período de tempo e pela potência contratada.

A ideia de défice só existe se o custo da energia eléctrica (ou do SEN) for superior ao custo que é cobrado pelo consumo da mesma. Reconhece-se, pois, que há uma parte dos custos do SEN, inerentes à geração de energia, que está a ser suportada por entidades que

⁷³ Entende-se por potência contratada o valor instantâneo máximo de energia eléctrica que uma instalação de consumo pode receber. Como o valor da potência contratada está ligado ao dimensionamento da instalação eléctrica, e, logo, da rede eléctrica mais próxima da instalação, a facturação de energia considera a aplicação do preço de potência contratada que melhor reflecte os custos das redes de distribuição disponibilizadas para a potência solicitada pelo cliente.

⁷⁴ *Cfr.* Artigo 9.º, n.º 4 da Lei n.º 23/96, de 26 de Julho, na redacção que lhe foi dada pela Lei n.º 44/2011, de 22 de Junho.

⁷⁵ Nos termos do diploma mencionado, bem como do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro (artigo 6.º).

acumulam, desta forma, um crédito. Ora, se a energia é vendida a um preço inferior ao seu custo real – visto que não permite aos agentes recuperar os correspondentes proveitos permitidos, relativamente às parcelas melhor identificadas no gráfico 2 –, então este não é (totalmente) traduzido nas facturas apresentadas aos clientes finais que, assim sendo, não estão, actualmente, a suportar a totalidade daquele valor. Ora, se é certo que as tarifas e preços têm tido uma variação ascendente, então, em abstracto, se a factura reflectisse apenas o custo da energia consumida (o que inclui as diversas tarifas reguladas e, em teoria, os proveitos permitidos), não haveria razão para acumulação de dívida tarifária.

A desagregação dos preços por componente depende do tipo de cliente, sendo que, como se verifica nos gráficos *infra*, a estrutura dos preços varia em função do mesmo: os consumidores industriais são fornecidos em MT e BTE e os consumidores domésticos em BTN, sendo estes últimos o objecto da presente análise.

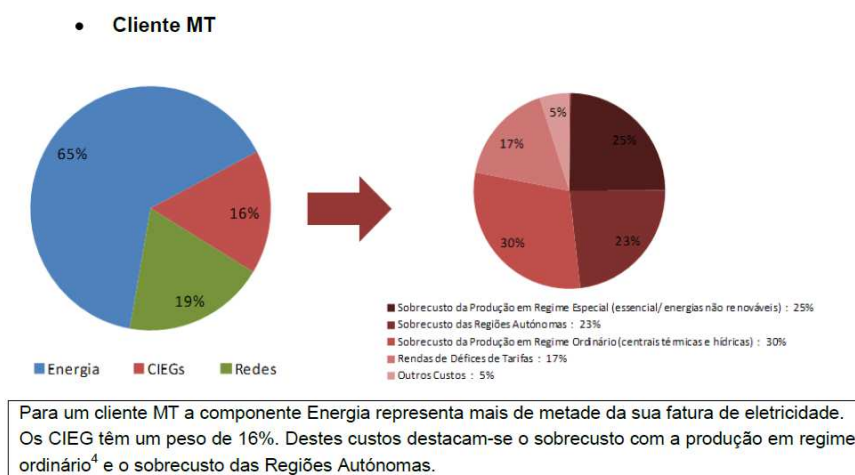
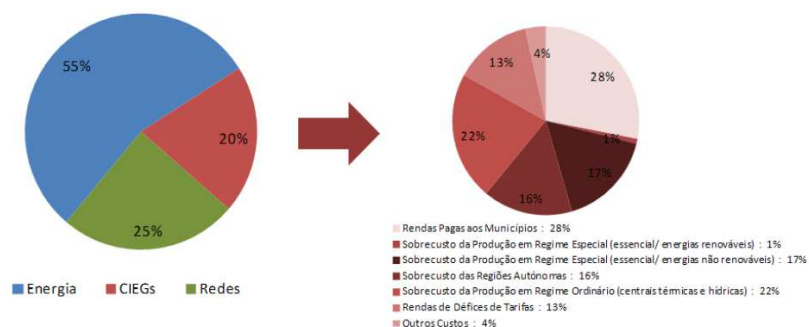


Gráfico 3 – Desagregação do preço de electricidade suportado pelo cliente em MT
 (fonte: «Nota Informativa – Composição dos Preços de Electricidade para 2012», ERSE)

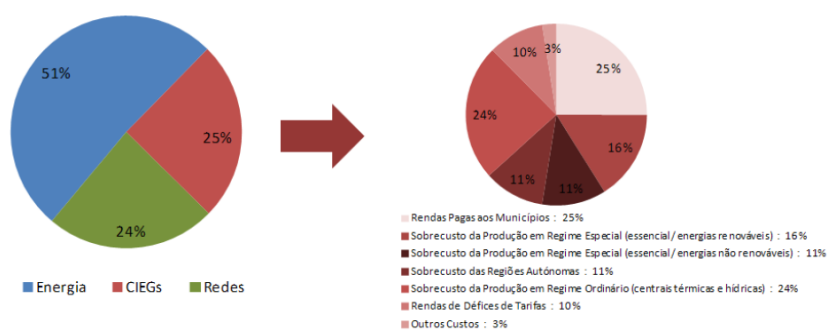
• **Cliente BTE**



Para um cliente BTE, a componente Energia representa cerca de metade da sua fatura de electricidade. Os CIEG têm um peso de 20%. Destes custos destacam-se as rendas pagas aos Municípios e o sobrecusto com a produção em regime ordinário.

Gráfico 4 – Desagregação do preço de electricidade suportado pelo cliente em BTE
(fonte: «Nota Informativa – Composição dos Preços de Electricidade para 2012», ERSE)

• **Cliente BTN com potência contratada superior a 2,3 kVA (BTN > 2,3 kVA)**



Para um cliente BTN > 2,3 kVA, a componente Energia representa cerca de metade da sua fatura de electricidade. Os CIEG têm um peso de 25%. Destes custos destacam-se rendas pagas aos Municípios e o sobrecusto com a produção em regime ordinário.

Gráfico 5 – Desagregação do preço de electricidade suportado pelo cliente em BTN, o cliente doméstico
(fonte: «Nota Informativa – Composição dos Preços de Electricidade para 2012», ERSE)

A compreensão da dificuldade de satisfação de pagamento do défice tarifário começa, pois, com a análise dos pagamentos efectuados pelos consumidores finais, no caso, aqueles com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA.

Vejamos, então, o detalhe da factura do CUR, a EDP Serviço Universal, S.A.:

Detalhe da Factura						
Factura nº 10455619908 de 13 de Fevereiro de 2012						
Electricidade	Data inicial	Data final	Qtd.	Preço(€)	Valor(€)	IVA(%)
Consumo medido em vazio (kWh)	2011-10-25	2011-12-31	396	0,0778	30,81	23
Consumo medido em vazio (kWh)	2012-01-01	2012-01-20	117	0,0833	9,75	23
Consumo estimado em vazio (kWh)	2012-01-21	2012-02-13	164	0,0833	13,66	23
Consumo já facturado em vazio (kWh)	2011-10-25	2011-12-31	-450	0,0778	-35,01	23
Consumo já facturado em vazio (kWh)	2012-01-01	2012-01-13	-90	0,0833	-7,50	23
Consumo medido fora de vazio (kWh)	2011-10-25	2011-12-31	682	0,1448	98,75	23
Consumo medido fora de vazio (kWh)	2012-01-01	2012-01-20	201	0,1551	31,18	23
Consumo estimado fora de vazio (kWh)	2012-01-21	2012-02-13	279	0,1551	43,27	23
Consumo já facturado fora de vazio (kWh)	2011-10-25	2011-12-31	-781	0,1448	-113,09	23
Consumo já facturado fora de vazio (kWh)	2012-01-01	2012-01-13	-155	0,1551	-24,04	23
Potência Contratada 6,9 kVA (dias)			31	0,3308	10,26	23
Taxa Exploração DGEG			1	0,0700	0,07	23
Imposto Especial Consumo Electricidade	2012-01-01	2012-02-13	761	0,0010	0,76	23
IE Consumo Electricidade já liquidado	2012-01-01	2012-01-13			-0,25	23
IVA (23% de € 58,62)					13,48	
Total*					72,10	
Outros Débitos / Créditos						
Contribuição áudio-visual (Nota de Débito n.º 00277837194)			1		2,25	6
IVA (6% de € 2,25)					0,14	
Total					2,39	
Total facturado					74,49	

* O valor indicado inclui os encargos relativos ao Acesso às Redes no valor de € 33,67 (Valor independente do comercializador).
Os custos de interesse económico geral (CIEG) incluídos no Acesso às Redes correspondem a € 12,75.
Os valores indicados não incluem IVA.

Fig. 4 – Exemplo de factura da EDP SU.

Conclui-se da observação da factura que os valores cobrados parecem corresponder ao consumo de energia e potência contratada, aos tributos devidos (taxa de exploração da DGEG, imposto especial sobre o consumo da electricidade, IVA e contribuição audiovisual) e outros encargos que se distinguem dos custos da energia em si, mas que são incluídos nas tarifas reguladas e, assim, aplicados a todos os consumidores finais, independentemente do seu comercializador.

Os preços de electricidade pagos pelos consumidores compreendem, assim, os seguintes elementos: energia, redes e CIEG. A componente de energia resulta dos preços formados no mercado de electricidade, as tarifas de acesso às redes são fixadas pelo regulador e os CIEG são determinados no âmbito da legislação em vigor⁷⁶.

⁷⁶ Cfr. ERSE, «Nota Informativa – Composição dos Preços de Electricidade em 2012».

Ocupar-nos-emos do peso dos CIEG na factura dos consumidores em BTN porque é aqui que se introduzem as rendas devidas a título de défice e os restantes custos que têm vindo a diluir-se ao longo do tempo e que não correspondem directamente à produção e fornecimento de electricidade contratada, mas também porque representam uma parcela considerável (e controversa) da factura emitida pelo comercializador, independentemente de este actuar no mercado livre ou de se tratar do CUR.

É da análise de todos os custos reflectidos na factura eléctrica (doméstica) que se tentará perceber por que razão a dívida tarifária vai acumulando ao longo dos anos, adiando-se o pagamento de quantias extremamente avultadas, em nome da estabilidade tarifária, quando, em bom rigor, os preços da energia eléctrica sobem.

Os CIEG são incluídos nas tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os clientes de energia eléctrica e, em 2012, ascendem a 1,7 mil milhões de euros⁷⁷.

O valor líquido dos custos de política energética e de interesse económico geral incluídos nas tarifas de 2012 atingem 2,3 mil milhões de euros e são os seguintes:

- Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica a produtores em PRE mediante fontes de energia renovável e não renovável (cogeração), imputados à parcela II da TUGS;
- Rendas de concessão pela distribuição em baixa tensão.
- Custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia eléctrica;
- Custos com os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental;
- Custos com os terrenos afectos ao domínio público hídrico (amortização e remuneração);
- Custos com mecanismo de garantia de potência;
- Custos com as sociedades OMIP, S.A. e OMI Clear, S.A.;
- Custos com a AdC;
- Custos com a ERSE;
- Custos com a convergência tarifária na RAA;

⁷⁷ Custos de política energética e de interesse económico geral (2 299 milhares de euros), acrescidos dos custos com as medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados (-488 milhares de euros), dos custos com o alisamento do sobrecusto da PRE (-938 milhares de euros) e dos custos com o diferimento excepcional da parcela de acerto dos CMEC (141 milhares de euros).

- Custos com a convergência tarifária na RAM;
- CMEC;
- Amortização e juros do défice tarifário, relativo aos custos com a convergência tarifária na RAA em 2006 e 2007, não repercutidos nas tarifas;
- Amortização e juros do défice tarifário, relativo aos custos com a convergência tarifária na RAM em 2006 e 2007, não repercutidos nas tarifas;
- Amortização e juros do défice tarifário das TVCF em BT, relativo a 2006;
- Amortização e juros do défice tarifário das TVCF em BTN, relativo a 2007;
- Custos inerentes à atividade de gestão dos CAE remanescentes, pelo Agente Comercial, não recuperados no mercado;
- Custos com a Gestão das Faixas de Combustível no âmbito do Sistema Nacional de Defesa da Floresta contra Incêndios (limpeza de corredores de linhas aéreas).

Por sua vez, os custos com as medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados, aplicáveis nos termos do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto, incluídos em tarifas fixadas para o ano de 2012, totalizam 487,9 milhões de euros e correspondem à amortização e juros referentes à repercussão nas tarifas eléctricas dos custos diferidos de anos anteriores, respeitantes à aquisição de energia eléctrica, ao longo de um período de 15 anos, nos termos do n.º 4 do artigo 2.º do referido Decreto-Lei; à amortização e juros referentes à repercussão nas tarifas dos custos diferidos de anos anteriores, decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral, ao longo de um período máximo de 15 anos, nos termos do mesmo preceito; aos ajustamentos da actividade de aquisição de energia do CUR, referentes a 2009 e 2010; à aplicação da tarifa social; ao diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade, equidade e gradualismo financeiro do CUR a repercutir na parcela II da TUGS do operador da RD; e ao sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º 2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de Setembro⁷⁸.

⁷⁸ Nos termos deste diploma, são extintas as tarifas reguladas aplicáveis aos clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE, devendo o CUR continuar a fornecer electricidade a estes clientes que, até 31 de Dezembro de 2013, não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento. Nestes casos, aplica-se uma tarifa de venda transitória, fixada pela ERSE, determinada pela soma das tarifas de energia, comercialização e acesso às redes, sendo agravada por uma percentagem a determinar por esta entidade.

	Unidade: 10 ⁶ EUR		
	2011	2012	Variação 2012/2011
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	2 406 301	2 301 897	-4,3%
Sobrecusto da PRE	1 214 040	1 294 540	6,6%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	427 550	296 250	-30,7%
Sobrecusto dos CAE	299 839	133 631	-55,4%
Rendas de concessão da distribuição em BT	240 740	248 231	3,1%
Sobrecusto da RAA e da RAM	69 240	183 429	164,9%
Rendas dos défices tarifários de BT (2006) e BTN (2007)	19 769	20 300	2,7%
Sobrecusto das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007	19 441	19 963	2,7%
Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA)	6 789	677	-90,0%
Terrenos das centrais	24 205	23 525	-2,8%
Custos com a garantia de potência	62 814	60 426	-3,8%
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	11 500	11 500	0,0%
ERSE	6 399	5 112	-20,1%
Gestão das faixas de combustível	3 567	3 675	3,0%
OMP e OMClear	0	232	
Autoridade da Concorrência	409	407	-0,4%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	-365 492	488 140	
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	140 881	148 142	
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	104 830	110 174	
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	36 051	37 968	
Medidas de sustentabilidade de mercados	-445 870	350 307	
Diferencial extinção TVCF	-2 467	1 004	
Sobreproveito	-53 729	-5 249	
Tarifa social	-4 308	-6 064	
Alisamento dos custos da PRE	-180 806	-939 005	
Reposição gradual da reclassificação da cogeração FER	-180 806	0	
Alisamento do sobrecusto da PRE	0	-939 005	
Diferimento excepcional da parcela de acerto dos CMEC	0	-141 480	
Total	1 860 003	1 709 552	-8,1%

Quadro 7 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2012

(fonte: «*Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros Serviços em 2012 e Parâmetros para o Período de Regulação 2012-2014*», ERSE)

A generalidade destes custos é incluída na TUGS, na parcela relativa aos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral e aos CMEC. Tratando-se de uma tarifa regulada que está presente, quer na TVCF, quer nos preços (finais) livremente acordados no mercado, estes custos são suportados por (praticamente)

A extinção das tarifas reguladas para os consumidores em BTN foi estabelecida pelo Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de Março, e estará completa até 31 de Dezembro de 2014 ou até 31 de Dezembro de 2015, consoante os clientes tenham potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA ou inferior a 10,35 kVA, respetivamente.

todos os clientes de energia elétrica em função da energia consumida, com exceção dos custos da produção de energia elétrica em regime especial⁷⁹ a partir de fontes de energia renovável (PRE-FER) que são essencialmente suportados pelos consumidores em BTN com potências contratadas superiores a 2,3 kVA e inferiores ou iguais a 41,4 kVA.

A parcela II da TUGS, que permite recuperar os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e os custos para a manutenção do equilíbrio contratual dos produtores com CAE, é definida pelo artigo 54.º do RT. Os proveitos permitidos da actividade de gestão global do sistema constam do artigo 74.º do RT e correspondem à seguinte expressão matemática:

$$\tilde{R}_{UGS,t}^T = \tilde{R}_{GS,t}^T + \tilde{R}_{Pol,t}^T + \tilde{R}_{GP,t}^T - \tilde{R}_{CVEE,t}^{AC}$$

Em que $\tilde{R}_{Pol,t}^T$ corresponde aos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos para determinado ano, calculados nos termos do disposto no artigo 76.º, e que inclui o custo com a convergência tarifária da RAA e da RAM, o valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da RNT em Portugal continental do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas (pago durante o ano t-1), os proveitos permitidos da actividade de compra e venda de energia eléctrica, calculados de acordo com o Artigo 73.º, a parcela associada aos terrenos afectos ao domínio público hídrico, os custos anuais com a ERSE, as transferências anuais para a AdC, os custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental e de Promoção da Eficiência no Consumo, fixados pela ERSE, os custos com a concessionária da Zona Piloto, e o ajustamento, em dado ano, dos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, tendo em conta os valores ocorridos em ano anterior.

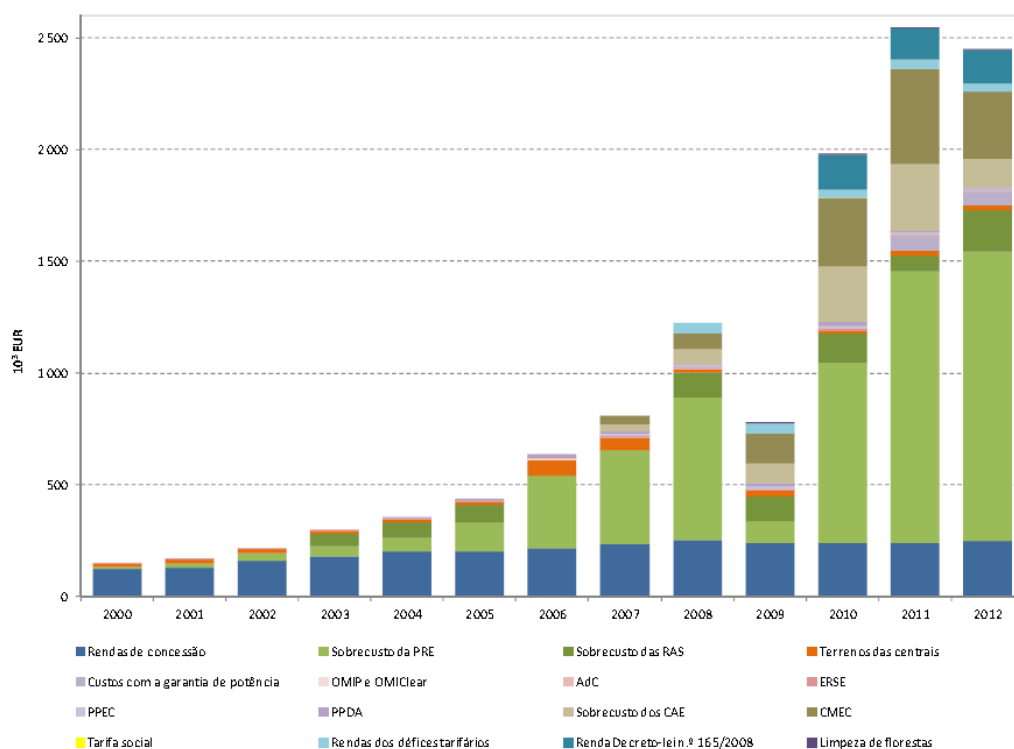
Os encargos com as rendas de concessão pela distribuição em BT são pagos pelos clientes em BT, através da integração daqueles custos na TURD em BT.

Os encargos com o Plano de Promoção do Desempenho Ambiental são pagos nas tarifas de UGS e de URT.

Os custos com a Gestão das Faixas de Combustível, no âmbito do Sistema Nacional de Defesa da Floresta contra Incêndios são pagos através da TURT e de TURD em AT e MT.

⁷⁹ Na acepção anterior à entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de Outubro.

O gráfico abaixo apresenta os custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2012, que, em comparação com os anos anteriores, denuncia o forte peso do sobrecusto da PRE nas tarifas reguladas (TUGS) e, logo, nos preços cobrados aos clientes finais.



Notas: ^[1] Em 2009 inclui-se o efeito do Decreto-Lei n.º 165/2008 (447 M€) e do Despacho do MEI de Outubro 2008 (50 M€).

^[2] Em 2010 e 2011 estão incluídas as rendas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008.

^[3] Em 2012 está incluído o diferimento da parcela de acerto dos CMEC e o alisamento dos sobrecusto da PRE.

Gráfico 6 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas desde 2000 (fonte: «*Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros Serviços em 2012 e Parâmetros para o Período de Regulação 2012-2014*», ERSE)

Os CIEG, assim como a componente correspondente à sustentabilidade dos mercados, têm vindo a aumentar nos últimos anos, contribuindo para a variação da TUGS, destacando-se, em 2012, o peso do sobrecusto da PRE, os CMEC, a garantia de potência, as rendas dos municípios, o sobrecusto do agente comercial, os custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas e as rendas dos défices, que já analisámos.

O total de custos de política energética incluído nas tarifas de 2012 é de cerca de 2,5 mil milhões de euros, verificando-se uma subida regular nos últimos anos.

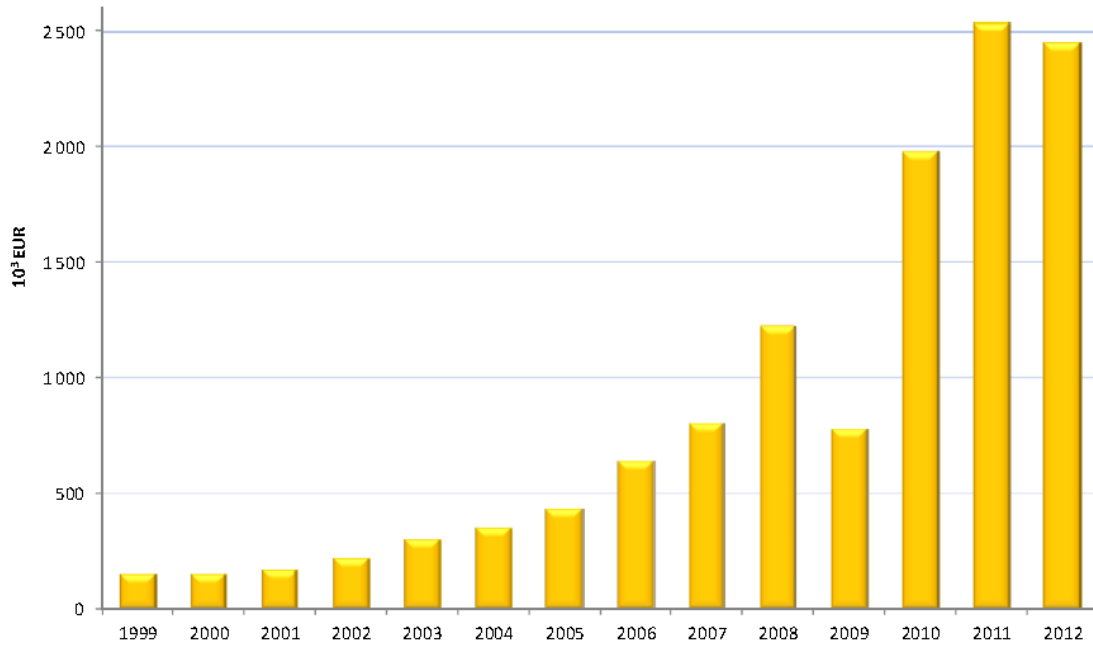


Gráfico 7 - Estrutura do preço médio dos CIEG para cada nível de tensão (fonte: «Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros Serviços em 2012 e Parâmetros para o Período de Regulação 2012-2014», ERSE)

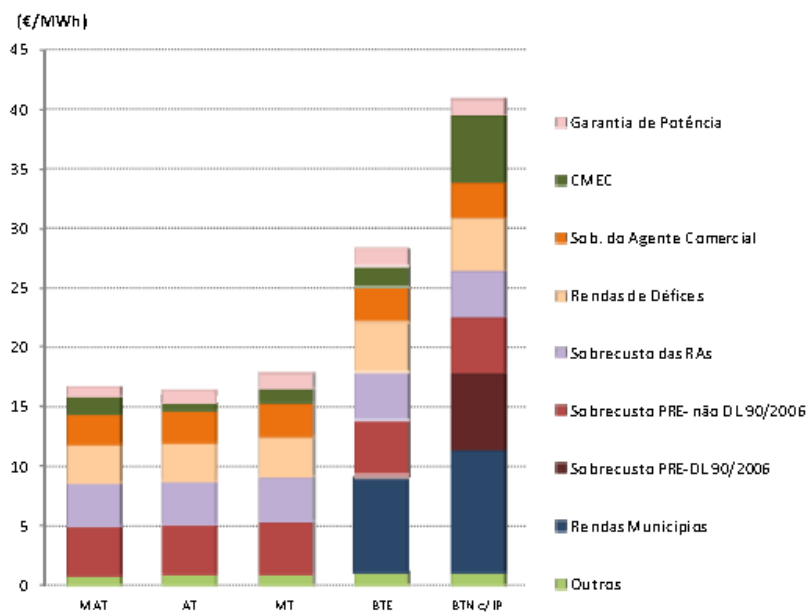


Gráfico 8 - Estrutura do preço médio dos CIEG para cada nível de tensão (fonte: «Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros Serviços em 2012 e Parâmetros para o Período de Regulação 2012-2014», ERSE)

Analisando os gráficos expostos, assim como a factura emitida pelo CUR (a título de exemplo, visto que a mesma conclusão se obteria através da análise do preço aplicado pelos comercializadores), verifica-se que os CIEG correspondem, actualmente, a quase metade dos montantes reflectidos pelas tarifas de acesso às redes e a 25% dos preços totais pagos pelos consumidores em BTN.

E mais, que entre as componentes com maior peso não consta a correspondente a rendas devidas a título de défice tarifário, ou seja, às limitações impostas ao aumento tarifário, no sentido de evitar o crescimento das tarifas em proporção com os reais custos e encargos do SEN, que geraram um crédito às entidades reguladas (ou aos respectivos cessionários), ainda hoje por recuperar.

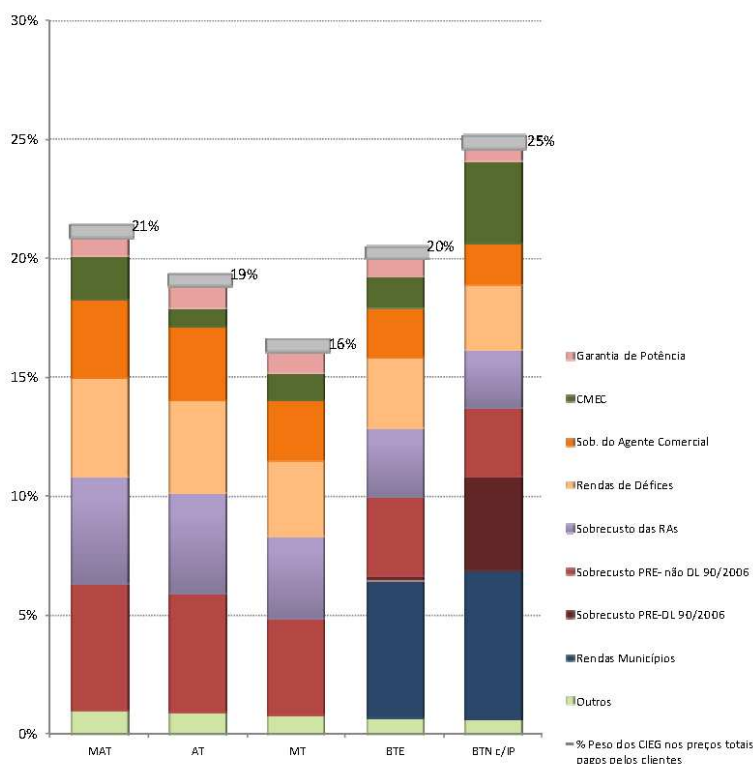


Gráfico 9 - Impacto dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes (fonte: «*Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros Serviços em 2012 e Parâmetros para o Período de Regulação 2012-2014*», ERSE)

Com efeito, são tantas as parcelas (e quantias) incluídas nas tarifas reguladas (fixadas sem intervenção do mercado e que abrangem a totalidade dos consumidores), que a negociação

de eventuais aumentos ou reduções, ainda que parciais, se torna um exercício político. A dificuldade de manter o equilíbrio entre a estabilidade tarifária, a necessidade de recuperar montantes em dívida e de cumprir compromissos de desenvolvimento da PRE, por um lado, e de manutenção de centrais e pagamento de CMEC, entre outros custos, tem vindo a indiciar a essencialidade de encontrar novos modelos de subsidiação do SEN, sob pena de não se conseguir travar a dívida gerada, herança que será deixada às gerações vindouras.

O próximo gráfico apresenta os custos de CIEG associados à PRE, aos CAE não cessados das centrais da Tejo Energia e da Turbogás, aos CMEC e ao incentivo ao investimento em capacidade de produção previsto nos serviços de garantia de potência introduzidos pela Portaria n.º 765/2010, de 20 de Agosto, por unidade prevista produzir em 2012 pelas respetivas instalações beneficiárias destes custos. Deste modo, os CIEG abrangem todas as instalações de produção de energia elétrica em Portugal continental e reflectem-se em quase todos os consumidores finais.

Refira-se que para esta análise não foram considerados os efeitos do diferimento com a aplicação do mecanismo de alisamento estabelecido no artigo n.º 73-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, e o valor do diferimento excecional da parcela de acerto dos CMEC por aplicação do Decreto-Lei aprovado no Conselho de Ministros de 13 de outubro de 2011.

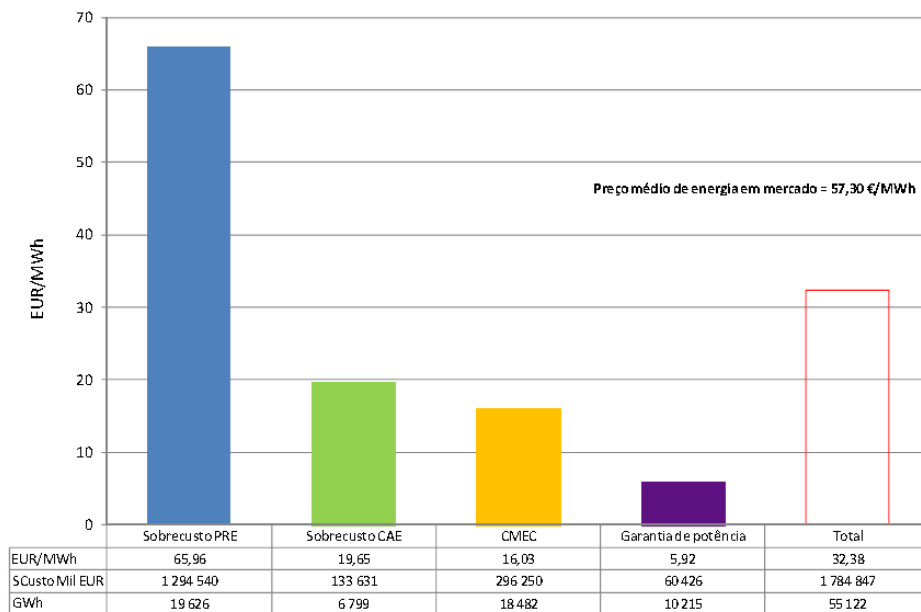


Gráfico 10 - Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida (fonte: «Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros Serviços em 2012 e Parâmetros para o Período de Regulação 2012-2014», ERSE)

Os custos identificados no quadro anterior podem ser divididos em duas categorias: a do sobrecusto da PRO (centrais térmicas e hídricas), que inclui os encargos com os contratos de aquisição de energia ainda em vigor, os CMEC e garantia de potência; e a categoria do sobrecusto da PRE, que corresponde ao sobrecusto da produção em regime especial do tipo cogeração e ao sobrecusto da produção em regime especial alocado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006 (eólica, fotovoltaica, mini-hídrica, biogás, biomassa, resíduos urbanos e energia das ondas).

B. PRINCIPAIS PARCELAS DOS CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL E A RENEGOCIAÇÃO POLÍTICA E LEGISLATIVA DOS MESMOS (COM VISTA À EXTINÇÃO DA DÍVIDA TARIFÁRIA)

- *Cessação dos Contratos de Aquisição de Energia e os Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual*

A evolução do sector eléctrico no sentido da implementação efectiva de um mercado eficiente, livre e concorrencial fez-se, em Portugal, através da adopção de medidas que seriam, por um lado, exigências comunitárias (com a transposição das Directivas que estabelecem as regras comuns para o mercado de electricidade) e, por outro, condições para a constituição do MIBEL, cujos princípios nasceram e consolidaram-se através do Protocolo de Colaboração e do Acordo para a Constituição de um Mercado Ibérico de Electricidade⁸⁰, celebrados entre Portugal e Espanha, em 14 de Novembro de 2001 e 20 de Janeiro de 2004, respectivamente, e no acordo que resultou da Cimeira Luso-Espanhola, realizada em 1 de Outubro de 2004, em Santiago de Compostela.

O processo de convergência de ordenamentos jurídicos (e dos sectores) evidenciou, no entanto, a impossibilidade de manutenção da relação exclusiva entre os produtores do SEP e a entidade concessionária da RNT, formalizada por via dos CAE, que previa quer os proveitos dos produtores, quer as vicissitudes da relação comercial (incumprimento, alteração de circunstâncias, cessação).

Com efeito, o que se pretendia agora era que os produtores fizessem a transição para o mercado que se estava prestes a criar, colocando-se em situação de (aparente) igualdade com os restantes agentes do mercado livre.

A cessação antecipada dos CAE, prevista no artigo 13.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, foi a solução óbvia e apoiava-se numa lógica de transitoriedade: o objectivo era, respeitando a expectativa jurídica e económica criada aquando da celebração dos referidos contratos com o Estado, e, claro, protegendo a posição empresarial da EDP, estabelecer medidas indemnizatórias que compensassem eventuais perdas que a implementação do

⁸⁰ Aprovado pela Resolução da Assembleia da República n.º 33-A/2004 e ratificado pelo Decreto do Presidente da República n.º 19-B/2004, de 20 de Abril.

MIBEL pudesse representar. Estas medidas foram designadas como CMEC e o respectivo regime jurídico encontra-se definido no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, no uso da autorização legislativa concedida pela Lei n.º 52/2004, de 29 de Outubro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio e pelo Decreto-lei n.º 264/2007, de 24 de Julho.

A cessação dos CAE confere a um dos contraentes (produtores ou operador da RNT) o direito a receber a respectiva compensação pecuniária (CMEC), assegurando a obtenção de benefícios económicos (e respectivos ajustamentos anuais) que se previa angariar caso os contratos em causa se mantivessem, e com referência às receitas (inferiores) que serão, em princípio, geradas em regime de mercado.

Estas novas contrapartidas são diluídas num período previsto de vinte e três anos, através da respectiva integração na TUGS (através de uma parcela fixa e de uma parcela de acerto), prevendo-se, à semelhança dos restantes custos de pagamento diferido do sector, a possibilidade de titularização dos créditos.

As entidades produtoras que beneficiam destas compensações são a Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.⁸¹, TURBOGÁS - Produtora Energética, S.A.⁸² e CPPE - Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, S.A.⁸³.

Nos termos do artigo 83.º do RT, os CMEC, no ano t, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}P_{UGS2,t}^D = P_{CMEC,t} + \tilde{P}A_{CMEC,t} + \tilde{C}H_{Pol,t-1}$$

$$P_{CMEC,t} = PF_{CMEC,t} + PA_{CMEC,t} - CP_{CMEC,t}$$

Esta expressão inclui os proveitos a recuperar pelo operador da RD em Portugal continental por aplicação dos preços de potência contratada, a parcela dos CMEC calculada de acordo com o estipulado no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, a componente de alisamento dos CMEC, o diferencial de correcção de hidraulicidade estimado, a parcela fixa dos CMEC (calculada de acordo com o estipulado nos artigos 2.º e 3.º do anexo I do

⁸¹ Centro electroprodutor do Pego.

⁸² Centro electroprodutor da Tapada do Outeiro.

⁸³ Centros electroprodutores de Sines, Setúbal, Carregado, Barreiro, Tunes, Alto Lindoso, Touvedo, Alto Rabagão, Venda Nova, Paradela, Salamonde, Vilarinho das Furnas, Caniçada, Miranda, Picote, Bemposta, Pocinho, Valeira, Tabuaço, Régua, Carrapelo, Torrão, Crestuma-Lever, Caldeirão, Agueira, Raiva, Cabril, Bouçã, Castelo de Bode, Fratel e Pracana.

Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro), a parcela de acerto dos CMEC calculada de acordo com o estipulado no artigo 6.º do anexo I do mesmo diploma, e a compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte em Portugal continental, de acordo com o estipulado no n.º 6 do Artigo 5.º do mesmo diploma.

Note-se que, conforme *supra* mencionado, o Decreto-Lei n.º 109/2011, de 18 de Novembro, veio adoptar medidas que travassem o aumento da repercussão dos custos do SEN. Considerando insuficiente a diluição dos pagamentos previstos no Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, no Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto, no aditamento do artigo 73.º-A ao Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de Junho, o Governo diferiu o ajustamento anual do montante da compensação referente a 2010 devido pela cessação antecipada dos CAE, no total de 141 480 milhares de euros, que será repercutido nos proveitos permitidos de 2013 do operador de RD em MT e AT. Também estes ajustamento tarifários são susceptíveis de transmissão nos termos dos artigos 3.º do Decreto-Lei n.º 237 -B/2006, de 18 de Dezembro, e 5.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto.

Lê-se, em conformidade, no artigo 188.º-A do RT, que a parcela de acerto dos CMEC relativa a 2010 é diferida para 2013, mediante a aplicação da taxa definida no n.º 3 do artigo 2º do referido Decreto-Lei.

O valor dos CMEC considerado nas Tarifas de 2012 ascende a 154,8 milhões de euros⁸⁴ e é composto pelas seguintes parcelas:

- Parcela fixa no montante de 80,2 milhões de euros;
- Parcela de acerto que recupera o desvio de facturação da parcela de acerto de 2011 no montante de 2,1 milhões de euros e o remanescente do ajustamento da parcela de acerto de 2010 no montante de -1 milhão de euros;
- Parcela de alisamento no total de 78,7 milhões de euros relativa aos valores previstos das seguintes parcelas: (i) desvios de faturação em 2011 no montante de 1,8 milhões de euros, (ii) revisibilidade de 2011 no montante de 86,7 milhões de euros e (iii) correcção de hidraulicidade de 2011 no montante de -9,8 milhões de euros;
- Remanescente da correcção de hidraulicidade de 2010, no montante de -5,3 milhões de euros.

⁸⁴ Fonte: ERSE.

Os valores da parcela fixa e da parcela de acerto, no montante de 81,4 milhões de euros, serão entregues mensalmente pela REN à EDP Produção em função da potência contratada facturada nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.

Finalmente, e a par do diferimento dos sobrecustos com CMEC e CAE determinado pelo Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de Novembro, sempre se refira que a negociação dos valores recebidos pelos agentes electroprodutores corresponde a um processo que não se limita à vontade do legislador, obrigando o Governo a dialogar com aqueles no sentido de obter acordo quanto às medidas de redução de custos, tentando compor todos os interesses envolvidos.

No caso dos CMEC, a intenção é reduzir, de forma voluntária, os valores recebidos pela EDP, discutindo-se medidas como a da redução da anuidade da parcela fixa dos CMEC entre 2013 e 2027 (através da redução da taxa utilizada para o seu cálculo, de 7,55% para cerca de 5%), ou a da compensação pela extensão da exploração da central de Sines, através do pagamento, pela EDP, de uma contrapartida. O Governo prevê, com estas medidas, reduzir os custos anuais em cerca de 30 M€⁸⁵.

- *Garantia de Potência*

A figura da garantia de potência, enquanto parcela dos custos totais a recuperar no âmbito do sector eléctrico, reconduz-se ao instrumento de incentivo de prestação de serviços que assegurem o adequado grau de cobertura pela oferta de energia eléctrica e a respectiva disponibilidade⁸⁶ da mesma.

Note-se, antes de mais, que as obrigações de serviço público, previstas no artigo 5.º - regras impostas pelo Estado para garantir que todos os intervenientes no SEN assumem condutas que não se orientam (unicamente) pelos seus interesses comerciais, o que certamente se

⁸⁵ Fonte: Ministério da Economia e do Emprego, «*Medidas de sustentabilidade e de redução de custos do sector eléctrico*».

⁸⁶ Disponibilidade é a relação entre a potência eléctrica activa colocada à disposição do SEM por um grupo gerador de um centro electroprodutor durante um determinado período de tempo e a respectiva potência instalada líquida, ou seja, a potência eléctrica activa máxima que um grupo pode fornecer subtraindo-se a potência absorvida pelos correspondentes serviços auxiliares e perdas no transformador (*cf.* artigo 4.º, als. d) e j) da Portaria n.º 251/2012, de 20 de Agosto).

verificaria em condições normais de mercado -, compreendem, nomeadamente, a segurança, a regularidade e a qualidade do abastecimento; a garantia da universalidade de prestação do serviço; e a garantia da ligação de todos os clientes às redes. Refira-se ainda que a garantia de abastecimento, como meio de promover o equilíbrio do sistema, assenta em várias vertentes, que incluem o investimento em infra-estruturas e a oferta de novas capacidades de produção, assumindo o Estado, em ambas, uma responsabilidade (pública) subsidiária.

Apesar de esta ser uma obrigação legalmente estabelecida, entendeu-se, por via do aditamento, pelo Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho, do artigo 33.ºA do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, que a gestão da disponibilidade de potência pelos centros electroprodutores em regime ordinário e de mercado deveria ser remunerada. E mais, que os respectivos encargos seriam repercutidos na TUGS ou noutra tarifa que, à semelhança daquela, seja aplicável a todos os consumidores.

Neste sentido, foi aprovada e publicada a Portaria n.º 765/2010, de 20 de Agosto, que estabelece o regime dos serviços de garantia de potência que os centros electroprodutores em PRO podem prestar ao SEN, fixando o respectivo regime de remuneração.

Aquele diploma veio disciplinar dois instrumentos distintos: a remuneração do serviço de disponibilidade e a atribuição de incentivos ao investimento em capacidade de produção.

O regime de remuneração do serviço de disponibilidade excluía do seu âmbito os centros electroprodutores sujeitos aos CMEC, nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, dependendo a sua operacionalidade da celebração de um contrato entre o operador do sistema e o titular do centro, cujo incumprimento correspondia à aplicação de penalizações ao centro electroprodutor.

O incentivo ao investimento consistia, por sua vez, no pagamento, durante 10 anos, de um montante em euros por cada megawatt de potência instalada nos centros electroprodutores elegíveis, ou seja, aqueles que, localizados em Portugal continental, dispusessem de uma potência instalada igual ou superior a 50 MW, não sujeitos a CMEC e que tivessem entrado em funcionamento há menos de 10 anos, estendendo-se ainda aos aumentos de capacidade instalada com potência reversível resultantes do reforço de potência de centros electroprodutores hídricos, incluindo os sujeitos a CMEC.

Em conformidade com o artigo 33.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, lê-se no artigo 54.º do RT que a TUGS é composta por uma parcela (a parcela III) que permite recuperar os custos com o mecanismo de garantia de potência, os quais são dados, nos termos do artigo 78.º do RT, pela seguinte expressão, que para além dos custos, inclui ainda os respectivos ajustamentos:

$$\tilde{R}_{GP,t}^T = \tilde{MGP}_{GP,t} - \Delta R_{GP,t,2}^T$$

O regime *supra* descrito não era, no entanto, compatível quer com os objectivos e intenções do Programa do Governo, quer com os compromissos assumidos no âmbito da limitação dos sobrecustos com a PRO, assumidos no Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades da Política Económica. Assim, e com a intenção de construir um sector mais eficaz, competitivo e transparente, reduzindo a dívida tarifária (*lato sensu*), a Portaria n.º 139/2012, de 14 de Maio veio revogar o referido diploma.

A revogação do regime de serviços de garantia de potência dos centros electroprodutores do SEN e do respectivo mecanismo de remuneração, com efeitos a partir de 1 de Junho de 2012, deu lugar a um regime de subsídio substituto.

Quer isto dizer que, se por um lado, as remunerações prestadas até à entrada em vigor do novo diploma, nos termos da Portaria n.º 765/2010, de 20 de Agosto não foram afectadas, por outro lado, verificamos que a solução encontrada foi, em bom rigor, a de suspender os pagamentos daquelas remunerações. Com efeito, a regulamentação da Portaria n.º 139/2012, de 14 de Maio, que veio a ser publicada através da Portaria n.º 251/2012, de 20 de Agosto⁸⁷, assenta na premissa de que será retomada a subsídio dos centros electroprodutores térmicos, localizados em Portugal continental, após a cessação de vigência do Programa de Assistência Económica e Financeira acordado entre o Estado, a UE, o FMI e o BCE.

A Portaria n.º 251/2012, de 20 de Agosto mantém a referência aos incentivos à disponibilidade e ao investimento, excluindo do seu âmbito os centros com potência instalada líquida⁸⁸ inferior a 30 MW, os que não vendem a sua produção em regime de

⁸⁷ Esta Portaria entrou em vigor em 21 de Agosto de 2012, produzindo-se os seus efeitos a partir da entrada em vigor da Portaria n.º 139/2012, de 14 de Maio, ou seja, 1 de Junho de 2012.

⁸⁸ Potência instalada líquida é a potência eléctrica activa máxima (MW) que um grupo gerador pode fornecer em regime permanente, medida aos terminais do respectivo gerador eléctrico, deduzida da potência absorvida pelos correspondentes

mercado⁸⁹, que sejam ou tenham sido abrangidos por CAE, que beneficiem ou tenham beneficiado da compensação correspondente aos CMEC, ou que recebam ou tenham recebido remuneração com visto à compensação, ainda que parcial, dos custos de produção ou à rentabilização da actividade de produção de electricidade.

O incentivo à disponibilidade, concedido nos primeiros 10 anos após o reconhecimento da elegibilidade dos centros, restringe-se agora aos centros electroprodutores térmicos⁹⁰ em Portugal continental que não se encontrem em nenhuma das situações *supra* mencionadas, sendo que o incentivo ao investimento pode atribuir-se aos grupos geradores⁹¹ dos centros electroprodutores hídricos, nas mesmas condições e cujas licenças tenham sido emitidas entre a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho, e a data de entrada em vigor desta Portaria, ou que sejam parte em contratos de implementação do PNBEFH, celebrados ao abrigo do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 182/2008, de 4 de Setembro, e obtenham a respectiva licença de produção até 31 de Dezembro de 2013.

Podem ainda beneficiar deste mecanismo os grupos geradores dos centros electroprodutores hídricos resultantes de reforços de potência de aproveitamentos hidroeléctricos em Portugal continental, desde que realizados com bombagem⁹² e cuja licença tenha sido obtida até à data de entrada em vigor da Portaria n.º 251/2012, de 20 de Agosto.

O Governo divulgou, no âmbito da publicação deste diploma, que o novo regime corresponderá a uma poupança global de 1800 milhões de euros até 2020, visto que, se por um lado se restringe a aplicabilidade do mecanismo de incentivo à disponibilidade, mais se

serviços auxiliares e perdas no transformador, e considerando eventuais limitações impostas pelas infra-estruturas principais e de apoio do centro electroprodutor em que o grupo gerador se insere, cujo valor consta da respectiva licença de exploração (*cf.* artigo 4.º, al. j) da Portaria n.º 251/2012, de 20 de Agosto).

⁸⁹ Situações em que o preço de venda da electricidade não é livremente formado em mercado organizado ou através da celebração de contratos bilaterais (*cf.* artigo 3.º, al. b) da Portaria n.º 251/2012, de 20 de Agosto).

⁹⁰ «Centro electroprodutor térmico» a instalação que transforma a energia contida numa fonte primária (combustíveis fósseis ou outra) em energia eléctrica, através de sistemas térmicos, tais como caldeiras, turbinas ou motores de combustão interna (*cf.* artigo 3.º, al. c) da Portaria n.º 251/2012, de 20 de Agosto).

⁹¹ Grupo gerador corresponde ao conjunto constituído pela caldeira, turbina, gerador e transformador, no caso dos centros electroprodutores térmicos, e o conjunto constituído pelo circuito hidráulico, turbina, gerador e transformador, no caso dos centros electroprodutores hídricos (*cf.* artigo 3.º, al. e) da Portaria n.º 251/2012, de 20 de Agosto).

⁹² «Bombagem» a operação que permite, em centros electroprodutores hídricos dotados de grupos reversíveis ou de grupos -bomba, elevar a água da albufeira de jusante para a albufeira de montante e armazená-la para posterior utilização na produção de energia eléctrica (*cf.* artigo 3.º, al. i) da Portaria n.º 251/2012, de 20 de Agosto).

fixando-se o valor anual fixo em € 6000/MW/ano, por outro, apenas dois dos novos aproveitamentos hídricos, incluídos no PNBEPH – Ribeiradio e Baixo Sabor, projectos da EDP – vão receber um valor de 22 mil euros/MW/ano.

De acordo com as contas do Ministério da Economia, as barragens de Foz Tua (EDP), Girabolhos e Bogueira, ambas da espanhola Endesa, irão receber anualmente 13 mil euros/MW. Já as barragens de Fridão, Alvito, Gouvães, Alto Tâmega e Daivões terão uma remuneração anual de 11 mil euros/MW.

Até à entrada em vigor da Portaria n.º 139/2012, de 14 de Maio e respectiva regulamentação, o incentivo ao investimento para 2012 era idêntico ao fixado em 2011, sendo atribuído o valor de €20.000/MW instalado, ou seja, 60.426 milhares de euros.

Note-se que a negociação destes ajustes não foi pacífica, tendo sido manifestada a intenção, por parte da Endesa, de hibernação da central de ciclo combinado do Pego por tempo indeterminado, acusando o Governo de má-fé.

O novo regime tem sido alvo de críticas por parte de associações ambientalistas, que criticam a atribuição de incentivos às novas barragens, por entenderem que, neste caso, não estará em causa a necessidade de cobrir custos fixos operacionais de centrais que garantam a segurança de abastecimento do SEN.

Conforme referido, e sem prejuízo da importância do funcionamento de centros electroprodutores que possam compensar as falhas das fontes endógenas e respectiva produção, certo é que o modelo actual do SEN se constrói no pressuposto de que os agentes, regulados ou não, desenvolvem a sua actividade com obrigações de serviço público. A manutenção da expectativa jurídica, comercial e financeira dos titulares dos centros subsidiados deveria, em nossa opinião, ceder face quer à promoção de concorrência, quer à situação económico-financeira que o País atravessa, sendo certo que a garantia de potência não deveria sequer estar em causa, nos termos já expostos.

Antecipa-se, no entanto, que as novas medidas deverão ter reflexo no preço actualmente suportado pelos consumidores finais, caso as parcelas relativas aos restantes custos a recuperar não subam sob o argumento de acelerar o pagamento dos mesmos.

Refira-se, finalmente, que a expectativa do actual Governo é que a alteração do mecanismo de garantia de potência venha a reduzir os custos anuais em 25 a 64 M€.

- *O sobrecusto da PRE*

A implementação de centros electroprodutores implica, independentemente da energia primária utilizada, investimentos significativos. Assim, e de forma a tornar a actividade de produção atractiva (ou sequer viável), tornou-se necessário assegurar algumas condições para a recuperação do investimento ou para amortização do crédito solicitado⁹³, especialmente quando o Estado protege os consumidores de aumentos abruptos dos preços da electricidade, impossibilitando que uma má decisão do agente em causa se reflecta nos preços praticados – face à aparente impossibilidade de o mercado retirar o elevado risco destas operações de investimento, há autores que afirmam que a única solução é garantir às empresas que desenvolvem actividades não reguladas um determinado nível de lucro através do chamado “*regulatory bargain*”.

Esta ideia é fundamental se considerarmos apenas a intenção de criação de um mercado concorrencial, mas torna-se ainda mais essencial se notarmos que, além do compromisso assumido quanto à liberalização do sector, há ainda que alcançar os objectivos de redução de emissão de gases com efeito estufa e de redução da dependência energética. Ora, a solução encontrada para tentar diminuir os níveis de emissões de CO₂ e a importação de petróleo bruto, e considerando os recursos naturais do País, foi o incentivo ao desenvolvimento da produção de energia a partir de fontes renováveis.

Contudo, e tratando-se de nova tecnologia, a questão dos mecanismos de recuperação de investimento assume aqui um papel essencial. Os custos inerentes à investigação e consequente construção e laboração de uma central eléctrica deste tipo são avultados, sendo certo que, sendo as energias renováveis o alicerce da política energética em Portugal, sem estes incentivos dificilmente se assistiria ao arranque destes centros.

É neste pressuposto que o Considerando 12 da Directiva 2001/77/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 27 de Setembro de 2001, relativa à promoção da electricidade

⁹³ Steve Thomas, «*Electricity liberalisation: The beginning of the end*», September, 2004, www.psiru.org.

produzida a partir de fontes de energia renováveis no mercado interno da electricidade, prevê o apoio público a estas fontes de energia, os “auxílios de Estado”. O Ac. do TJCE de 22 de Março, processo C-78/76, definiu estes auxílios socorrendo-se de quatro critérios: o auxílio de Estado tem de ser concedido por uma entidade pública através da transferência de verbas públicas ou de uma diminuição do crédito do Estado, provocando uma distorção na concorrência e desde que seja relativo a produtos ou serviços comercializados no mercado interno.

Note-se que, nos termos conjugados dos artigos 87.º e 88.º do TUE, que proíbem a concessão de auxílios do Estado, estes auxílios à produção de energias renováveis só se admitem se, incluindo-se os mesmos nas situações excepcionais do artigo 88.º, n.ºs 2 e 3, entenda a Comissão estarem verificados os respectivos pressupostos.

A Comissão tem, neste sentido, publicado directrizes para verificação da legalidade dos auxílios, encontrando-se em vigor o documento *Community Guidelines on State Aid for Environmental Protection*, de 2008, no qual se lê que as externalidades relativas a este tipo de produção e de tecnologia devem ser compensadas mediante a atribuição de incentivos. Lê-se ainda, no ponto 3.1.6 (101) que os auxílios em análise são compatíveis com o mercado comum, nos termos do artigo 87.º, n.º 3, al. c) do TUE, desde que verificadas as condições previstas nos pontos 102 a 111, referentes aos custos elegíveis.

Ao nível interno, e nos termos do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, na redacção que lhe é dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de Outubro, considera-se PRE a actividade sujeita a regimes jurídicos especiais, incluindo a produção de electricidade através da cogeração e de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, a microprodução, a miniprodução e a produção sem injeção de potência na rede, bem como a produção de electricidade através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, não sujeita a regime jurídico especial.

Até à entrada em vigor daquele diploma, os regimes jurídicos referidos na anterior redacção do artigo 18.º encontram-se no Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, alterado pelo Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de Maio, pelo Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de Dezembro, pelo Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de Fevereiro e pelo Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro, actualmente parcial ou totalmente revogados.

A PRE é compensada através de uma tarifa de compra garantida administrativamente, bem como pela obrigação de compra dessa energia imposta ao CUR, ou em regime de mercado, através da celebração de contrato bilaterais com clientes finais, comercializadores de electricidade ou com o facilitador de mercado.

A repercussão nos proveitos permitidos destes pagamentos do CUR é determinada face à referência do preço da energia transaccionada no mercado organizado e recuperada pela TUGS, aplicável a todos os consumidores independentemente do seu fornecedor.

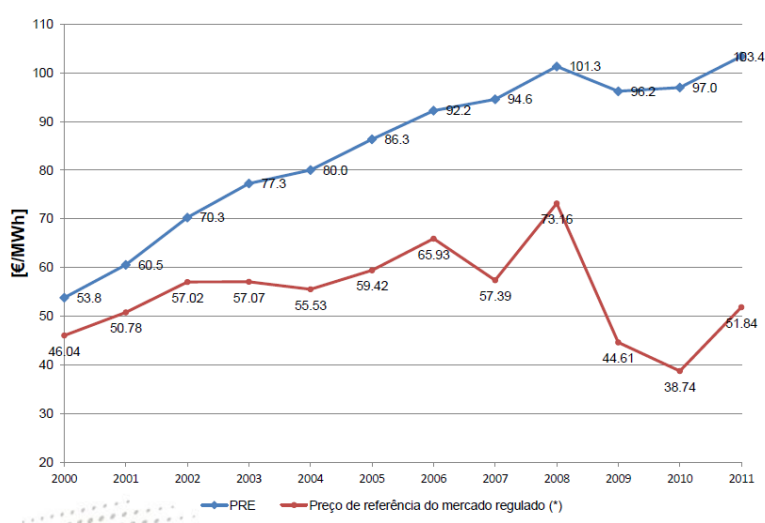


Gráfico 11 – Custo médio anual - €/MWh (fonte: ERSE Informação sobre Produção em Regime Especial, Portugal Continental, Abril 2012)

Verifica-se que, com efeito, a PRE tem vindo a consolidar o seu peso no sector enquanto fonte de uma parte significativa da energia eléctrica total consumida em Portugal⁹⁴.

⁹⁴ Vide estudo “Avaliação dos Custos e Benefícios da Electricidade de Origem Renovável”, promovido pela Associação Portuguesa de Energias Renováveis e elaborado pela Roland Berger Strategy Consultants, em http://www.apren.pt/fotos/editor2/newsletter/apren_estudovscorrigida.pdf

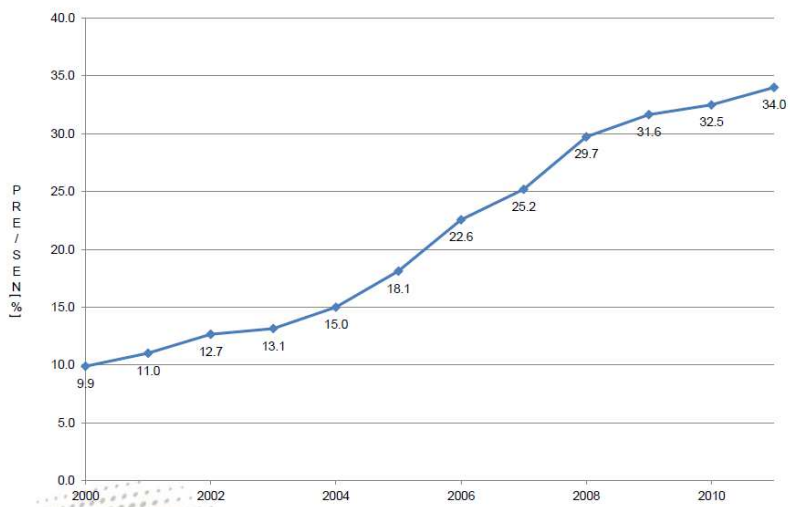


Gráfico 12 – Peso da PRE na potência instalada no SEN (fonte: ERSE, Informação sobre Produção em Regime Especial, Portugal Continental, Abril 2012)

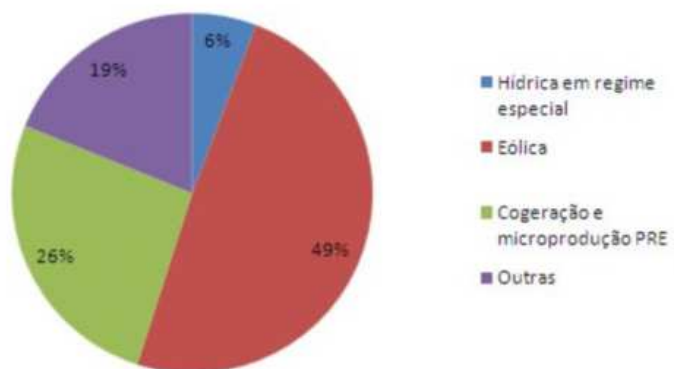


Gráfico 13 - Estrutura da PRE em Portugal continental em 2011 (fonte: ERSE)

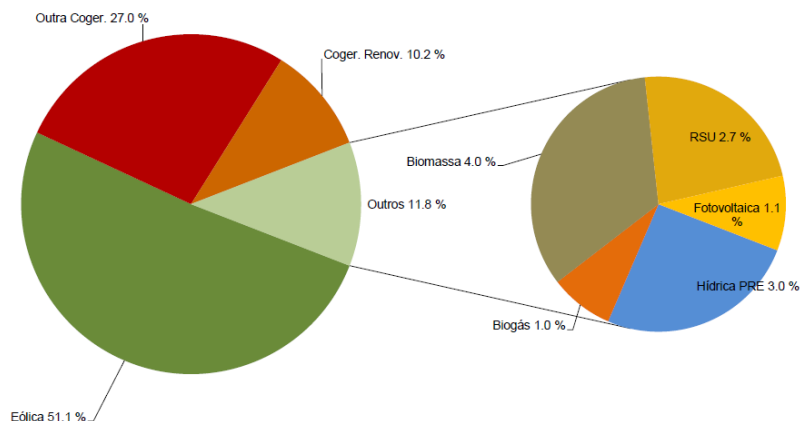


Gráfico 14 – Energia por tecnologia de Maio de 2011 a Abril de 2012 - % (fonte: ERSE, «*Informação sobre Produção em Regime Especial*», Portugal Continental, Abril 2012)

O Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, veio estabelecer um conjunto de princípios para distribuir pelos consumidores o diferencial de custo entre a PRO e a PRE, aplicáveis unicamente à PRE licenciada ao abrigo dos diplomas acima enumerados, entretanto revogados pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de Outubro.

O seu sobrecusto é suportado por todos os consumidores, independentemente do comercializador, alocando-se este encargo relativo ao diferencial por escalão de tensão (MAT, AT, MT, BTE e BTN) e repartindo-se aquele pela quantidade total de energia consumida por todos os clientes ligados nesse escalão, com vista à respectiva imputação por unidade de energia consumida.

Nos termos do artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, aditado pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de Junho, os sobrecustos com a PRE, incluindo os ajustamentos dos dois anos anteriores, devem ser repercutidos nos proveitos a recuperar pelas empresas reguladas (*cfr.* artigo 87.º do RT) num período quinquenal, para efeitos do cálculo das tarifas para 2012, permitindo-se à ERSE recorrer a este mecanismo nos anos subsequentes a 2012, em função da necessidade de manutenção da estabilidade tarifária. Estabelece-se, no entanto, que este regime de transferência intertemporal só poderá aplicar-se até 2020, definindo-se, nessa altura, uma metodologia que lhe seja alternativa.

Outro limite imposto é o relativo à repercussão do sobrecusto através da transferência intertemporal, sendo que não é legalmente permitido repercutir sobrecustos com PRE ocorridos após 31 de Dezembro.

À semelhança de outros custos com a mesma natureza, também este ajustamento tarifário poderá ser transmitido nos termos previstos nos artigos 3.º do Decreto-Lei n.º 237 -B/2006, de 18 de Dezembro, e 5.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto, através da titularização do crédito.

A metodologia de cálculo da taxa de remuneração a aplicar à transferência intertemporal de proveitos permitidos referentes aos sobrecustos com PRE está regulada na Portaria n.º 279/2011, de 17 de Outubro.

Ilustra-se no gráfico *infra* os sobrecustos unitários e anuais de cada tecnologia de PRE, os quais incluem os ajustamentos efectuados em 2012, relativos aos anos de 2010 e 2011, mas desconsiderando o diferimento do sobrecusto da PRE determinado pelo mecanismo de alisamento quinquenal.

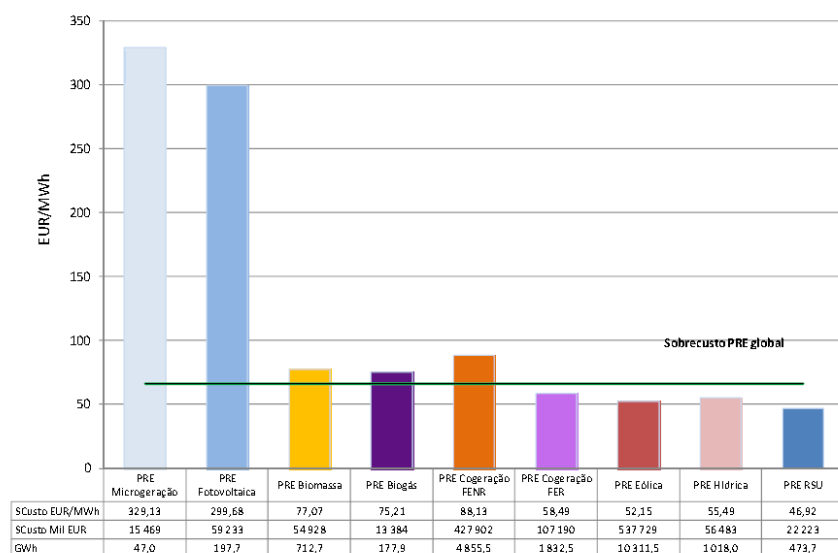


Gráfico 15 – Sobrecusto da PRE por unidade produzida (fonte: «Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros Serviços em 2012 e Parâmetros para o Período de Regulação 2012-2014», ERSE)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
<i>Outra Cog. Renov.</i>	47.6	56.2	66.7	76.6	78.9	91.4	103.0	100.1	121.6	97.8	104.2	118.9	<i>Outra Cog. Renov.</i>
<i>Coger. Renov.</i>	43.6	47.5	55.2	79.5	80.9	78.1	81.5	85.4	90.4	89.8	90.5	95.1	<i>Coger. Renov.</i>
<i>Biogás</i>	53.2	55.0	45.0	52.5	69.5	94.9	106.2	105.7	109.0	106.4	107.2	110.5	<i>Biogás</i>
<i>Fotovoltaica</i>	-	-	-	542.7	543.7	542.0	379.7	330.2	338.5	327.4	329.9	342.6	<i>Fotovoltaica</i>
<i>Hídrica PRE</i>	64.3	65.3	75.1	78.0	79.4	81.5	84.3	88.6	88.7	87.5	88.6	91.4	<i>Hídrica PRE</i>
<i>Biomassa</i>	59.5	63.0	66.6	69.3	72.3	102.1	110.8	109.9	111.9	110.1	108.1	112.9	<i>Biomassa</i>
<i>RSU</i>	55.7	65.7	68.5	70.9	72.7	74.7	76.9	78.2	80.9	80.3	80.8	84.0	<i>RSU</i>
<i>Eólica</i>	60.2	61.9	80.1	84.1	87.5	88.8	92.0	94.5	94.7	93.7	91.6	93.5	<i>Eólica</i>

Quadro 8 - Custo médio anual por tecnologia - €/MWh (fonte: ERSE, Informação sobre Produção em Regime Especial, Portugal Continental, Abril 2012)

Refira-se, além do mais, que a ERSE, no âmbito da fixação das tarifas de 2009 e de 2010, colocou dentro da categoria PRE-FER (PRE enquadrada no Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio), a cogeração produzida através de fontes renováveis (cogeração FER), reclassificação esta que teve impactos nas tarifas de 2011, no cálculo dos ajustamentos reais de 2009 e provisórios de 2010. Dado o elevado valor desta transferência, optou o regulador por diferir parte do valor total por três anos, acrescido dos respectivos juros.

A intenção do legislador ao criar estes mecanismos era a de fomentar uma tecnologia recente, que carecia de grandes investimentos, só realizáveis perante a expectativa (ou certeza) de equivalentes retornos, como factor de diluição do risco assumido.

Face aos elevados custos associados à PRE, e que os consumidores têm vindo a suportar nas suas facturas, o Governo tem vindo a reavaliar este tipo de produção, dando passos no sentido de desacelerar o investimento feito até agora, nomeadamente moderando a intenção de novos investidores que apresentem pedidos de informação prévia.

O Decreto-Lei n.º 25/2012, de 6 de Fevereiro, veio, neste sentido, suspender a atribuição de potências de injeção na RESP, ao abrigo ou na sequência do disposto nos artigos 4.º e 10.º do Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 33 - A/2005, de 16 de Fevereiro, 172/2006, de 23 de Agosto, e 118 -A/2010, de 25 de Outubro, salvo para situações excepcionais de relevante interesse público, em que estejam em causa os objectivos e prioridades da política energética nacional⁹⁵.

⁹⁵ Aprovada pela resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de Abril.

O Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de Outubro veio, entretanto, revogar o Decreto-Lei n.º 25/2012, de 6 de Fevereiro, bem como o Decreto-lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro, no âmbito da reestruturação do regime jurídico que regula a PRE.

	Medida	Proveitos Vincendos (M€)	Período previsto para a redução de custos	Redução de custos (M€/ano)
Garantia de Potência ⁹⁶	Revogação do mecanismo actual e substituição por regime com racionalidade económica e menor incerteza para os investidores	385	Junho 2012 a 2020	25 a 64
Cogeração ⁹⁷	Regulamentação do regime remuneratório da cogeração previsto no DL 23/2010 e na Lei 19/2010	700	Junho 2012 a 2025	25 a 80
CMEC (Redução de Anuidade) ⁹⁸	Redução da anuidade do CMEC através da redução da taxa da anuidade (7,55% actualmente)	165	2013 a 2020	20,5
CMEC (Sines) ^{99(*)}	Pagamento de contrapartida pela extensão da exploração da central a carvão de Sines após o fim do contrato (31.12.2017), com mitigação de risco	75 a 100	2013 a 2020	9,4 a 12,8

⁹⁶ Valores resultantes de uma redução de custos relativamente ao regime actual de 37 M€ em 2012, 64 M€/ano em 2013 e 2014, 52 M€/ano em 2015 e 2016, 38 M€ em 2017, 25 M€/ano entre 2018 e 2020, e de custos superiores em torno de 10 M€/ano entre 2021 e 2035. Estes valores traduzem os parâmetros (já fixados) decorrentes da aplicação dos princípios estabelecidos na portaria que revoga o mecanismo actual de remuneração da garantia de potência, assinada a 30 de Abril e publicada no dia 14 de Maio.

⁹⁷ Valores resultantes de uma redução de custos que se prevê evoluir entre 25 M€ em 2012 e 80 M€ em 2020, decrescendo progressivamente até se anular em 2026.

⁹⁸ O prazo negociado para a redução da anuidade do CMEC foi 2027 com possibilidade de ser definido um perfil equivalente para o prazo 2020.

⁹⁹ Valores podem ser superiores ou, por outro lado, inferiores (mesmo zero), dependendo dos resultados das negociações quer com a EDP quer com a Tejo Energia.

(*) Valores estimados e sujeitos a elevada incerteza, dependentes quer do sucesso das negociações em curso quer da evolução dos preços de mercado, dos preços dos combustíveis e do preço do CO₂.

CAEs ^(*)	Pagamento de contrapartida pela extensão da licença da central a carvão do Pego após o fim do contrato (31.12.2012)	40 a 70	2013 a 2020	5,1 a 8,6
Mini-hídricas ^(*)	Limitação de prazo da tarifa garantida das mini-hídricas a 25 anos	285 a 375	2013 a 2020	8 a 45
Eólica ^(*)	Alteração do DL 33-A/2005, definindo parâmetros em aberto	100 a 200	2013 a 2020	12,8 a 25,7
Total ^(*)		1750 a 2000	2013 a 2020	165 a 195

Quadro 9 – Efeitos provisionais das soluções para redução de custos – Resumo (valores preliminares)

(Fonte: Ministério da Economia e do Emprego)

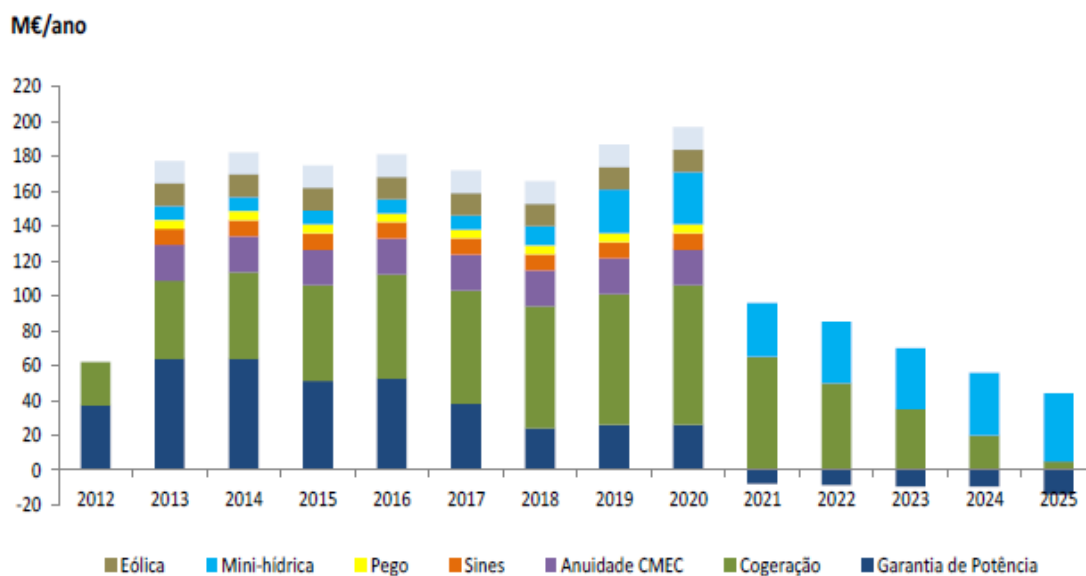


Gráfico 16 – Efeitos provisionais das soluções para redução de custos – Resumo (valores preliminares)

(Fonte: Ministério da Economia e do Emprego)

VI. CONCLUSÃO

A expressão *défice tarifário* tem sido utilizada recorrentemente para referir todas as parcelas que, incluídas em tarifas suportadas pela generalidade dos consumidores finais de electricidade, viram o seu pagamento ser diferido no tempo, como forma de suavizar os crescimentos tarifários.

O *défice tarifário*, considerado neste sentido mais amplo, comporta em si os montantes em dívida que os consumidores não satisfizeram na altura em que a despesa ocorreu, referindo-se aos proveitos dos agentes regulados, aos CIEG, aos sobrecustos da PRO (cessação dos CAE, CMEC e garantia de potência), ao sobrecusto da PRE, às rendas aos municípios e outros. Com efeito, os sucessivos diferimentos intertemporais dos pagamentos das parcelas em causa, resulta no prolongamento (ainda que não contínuo) desta obrigação de satisfação dos respectivos montantes.

Ocorre que, actualmente, a par de uma dívida tarifária, há ainda que gerir uma crise financeira – com os inerentes desinvestimentos também no sector energético – e a necessidade interna de desenvolver tecnologia que diminua a dependência energética do país, sem descuidar o cumprimento das metas e objectivos de natureza ambiental, assumidos nos planos internacional e interno.

A questão que agora se coloca assume, assim, duas vertentes: se, por um lado, há que saldar a dívida tarifária (*lato sensu*), por outro lado, há que garantir a não acumulação de *défice*, nestes termos, nos anos vindouros.

Ora, se a opção do legislador sempre foi a de proteger a posição dos consumidores finais e manter a estabilidade tarifária, certo é que as quantias correspondentes ao chamado *défice* não irão, tendencialmente, ser reflectidas de forma abrupta nas respectivas facturas. Num cenário, cada vez mais próximo, em que os consumidores são incentivados a transferir o seu consumo (e contratos) para o mercado liberalizado, poder-se-á imaginar que, assim sendo, e não havendo lugar à aplicação de TVCF mas mantendo-se, no entanto, as tarifas reguladas intermédias - nas quais se incluem os CIEG -, os agentes não terão qualquer incentivo para não repercutir nos seus preços todas as parcelas acrescidas relativas aos seus proveitos. E, ainda que o mercado, por si só, se encarregue de travar os aumentos de preço

da energia eléctrica, sempre se admitirá que o legislador venha a criar instrumentos artificiais de manutenção da estabilidade tarifária.

No entanto, nem será desejável que os preços subam de forma abrupta, nem que se opte pelo permanente diferimento do pagamento da dívida. A intervenção política e legislativa deverá ocorrer junto dos agentes do sector no sentido de reduzir ou extinguir incentivos ou compensações, de forma a diminuir o seu peso na factura do cliente final e tornar o sector mais sustentável.

A preocupação com a competitividade e sustentabilidade do sector não deverá, contudo, restringir-se à posição do consumidor, visto que estas características dependem da criação de condições para a entrada e implementação de novos *players* (com medidas que vão desde a atribuição de pontos de ligação à rede à garantia de tarifas remuneradas, revistas em baixa). Actualmente, as empresas que suportam as parcelas não imediatamente reflectidas nos preços finais socorrem-se da possibilidade de titularização dos seus créditos, ou securitização, permitida pela generalidade dos diplomas que regulam o pagamento diferido dos custos e encargos do sector já enunciados, e nos termos do Regime Jurídico da Titularização de Créditos¹⁰⁰, através da agregação, autonomização e mudança de titularidade dos créditos detidos por aquelas, e da emissão, pelos fundos ou sociedades de titularização de créditos, dos correspondentes valores representativos^{101 102}.

Note-se que a negociação das parcelas reflectidas nas facturas que não digam respeito ao consumo e à potência contratada pelo consumidor, deverá sempre excluir os proveitos permitidos aos agentes do sector, por forma a garantir um retorno de investimento e um incentivo ao desenvolvimento da sua actividade, sob pena de se alienar potenciais investidores e não promover a concorrência.

¹⁰⁰ Aprovado pelo Decreto-Lei n.º 453/99, de 5 de Novembro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 303/2003, de 5 de Dezembro e alterado Decreto-Lei n.º 52/2006, de 15 de Março e pelo Decreto-Lei n.º 211-A/2008, de 3 de Novembro.

¹⁰¹ Cfr. Quadro 6.

¹⁰² Nos termos do Relatório & Contas 2009 da EDP, disponível em www.edp.pt, «a EDP Serviço Universal, S.A., comercializador de último recurso [...] acordou ceder, de forma plena e sem recurso, à Tagus – Sociedade de Titularização de Créditos, S.A. os direitos ao recebimento da totalidade dos ajustamentos positivos às tarifas eléctricas respeitantes aos custos com a aquisição de energia eléctrica incorridos no ano de 2007 e estimados incorrer no ano de 2008, acrescidos dos respectivos encargos financeiros. Com a venda daqueles direitos, a EDP realiza um encaixe de cerca de €1.200 milhões, o que corresponde a 99% do valor dos ajustamentos registados em balanço no final de 2008.»

Da recente actividade legislativa, podemos concluir que os esforços encetados pelo Governo no sentido de diminuir os custos do sector reconduzem-se a três medidas: (i) a negociação e redução de rendas relativas a CMEC, CAE e PRE; (ii) a revisão do regime remuneratório da cogeração; e (iii) a alteração do mecanismo de garantia de potência.

Enquanto as últimas se encontram concluídas através de processo legislativo¹⁰³, o sucesso da primeira medida, que corresponde a uma fatia muito pesada dos custos do sector, depende ainda da obtenção de soluções que satisfaçam os interesses público e dos respectivos agentes. A verificar-se a implementação destas medidas, bem como o sucesso das negociações em curso, o Governo pretende reduzir os custos progressivamente e, a partir de 2020, anular completamente a dívida tarifária.

Estas medidas são, pois, um reflexo do carácter temporário que os subsídios deveriam ou deverão assumir. Estes incentivos foram criados para garantir a prossecução da actividade de produção de energia eléctrica, sendo certo que, decorridos anos sobre a sua criação, a manutenção dos mesmos pode, *a final*, criar distorções num mercado que se pretende concorrencial.

Sucedem que os cortes nos subsídios garantidos vêm bulir com a posição de alguns agentes a actuar no sector e que, face à intenção de reduzir ou extinguir aquelas rendas, manifestam a dificuldade de permanência no mercado. Veja-se o exemplo da Endesa que manifestou a sua intenção de hibernar a central de ciclo combinado do Pego, como resposta à suspensão do incentivo da garantia de potência.

Registam-se ainda vozes contrárias ao investimento nas renováveis¹⁰⁴ que, face ao encarecimento que as mesmas representam na factura final, apontam na direcção da energia nuclear como a solução para a produção e consumo de uma energia mais barata. Não discutiremos aqui a opção da energia nuclear, mas diga-se, desde já, que a implementação das centrais nucleares é um processo extremamente demorado e que acarreta custos consideráveis (fazendo da sua construção uma operação mais dispendiosa e menos limpa

¹⁰³ Através da publicação da Portaria n.º 139/2012, de 14 de Maio, que revogou o anterior mecanismo de garantia de potência, de 2010, e identifica os princípios orientadores da regulamentação do novo regime, estabelecido na Portaria 251/2012, de 20 de Agosto, e da Portaria n.º 140/2012, de 14 de Maio, que estabelece os termos da tarifa de referência e dos prémios de eficiência, ambiental e de mercado, que definem o novo regime remuneratório da cogeração, em conformidade com o Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de Março e com a Lei n.º 19/2010, de 23 de Agosto.

¹⁰⁴ Neste sentido, *vide* Manifesto por uma Nova Política Energética em Portugal em www.energiaparaportugal.com.

que a energia que poderia ser produzida nestas centrais), sendo certo que o desmantelamento destas infra-estruturas levanta a questão, altamente polémica, do tratamento dos resíduos nucleares.

Em Espanha, a elevada dívida tarifária, combinada com a recessão económica, ditaram a paralisação do investimento na energia eólica e fotovoltaica, atribuindo-se o aumento das tarifas de acesso à rede (nos últimos anos passaram de € 15,70/MWh para € 33,3/MWh), que correspondem a 50% dos preços finais, ao excessivo incentivo a estas energias primárias¹⁰⁵. A impossibilidade de repercutir todos os subsídios na tarifa regulada de venda ao cliente final, gerou um défice que aumenta, anualmente, cerca de três a quatro milhões de Euros, prevendo-se que o montante total ascenda já a vinte e dois milhões de Euros. Neste cenário, «*muy limpio, pero muy caro*»¹⁰⁶, Espanha criou um fundo de titularização (*fondo de amortización del déficit eléctrico - FADE*¹⁰⁷), com garantia do Estado, para cobrança adiantada, pelas empresas, dos montantes em dívida, através da cessão dos respectivos créditos.

Este veículo de securitização, criado no âmbito do Decreto Real espanhol 437/2010, permite às empresas do sector eléctrico vender (ao Fundo), durante cinco anos, os créditos representativos do défice tarifário. As emissões de títulos foram suspensas durante 2012, face à instabilidade financeira e à consequente fraca resposta dos investidores, tendo retomado a titularização de créditos no final do ano.

A criação de um fundo semelhante em Portugal, específico para a gestão destes créditos do sector eléctrico, que negocie condições mais atractivas, e com a garantia do Estado, pode ser uma solução interessante para o problema da dívida tarifária, mecanismo já existir e de os agentes já fazerem uso do mesmo. Ainda assim, e não obstante a suspensão de alguns dos incentivos concedidos por via das tarifas reguladas e da redução dos mesmos, certo é que já existe uma dívida que terá de ser suprida e cuja obrigação de pagamento recai sobre todos os consumidores finais. A cessão da titularidade deste crédito apenas releva para efeitos de liquidez das sociedades, transferindo o direito de cobrança dos montantes em dívida para outra entidade, através de uma sociedade ou fundo intermediário. Não se trata,

¹⁰⁵ Cfr. *Energía en Europa: Problemas Actuales*, por Gaspar Ariño Ortiz na Conferência Inaugural do Mestrado de Direito Administrativo, vertente Energia, da Universidade Católica, em 1 de Outubro de 2010.

¹⁰⁶ Gaspar Ariño Ortiz, *Energía en Europa: Problemas Actuales*.

¹⁰⁷ www.fade-fund.com.

pois, de uma solução que permita ao consumidor subtrair, sem mais, este encargo da sua factura.

As soluções a adoptar, e que têm vindo a ser adoptadas, terão de incluir a ponderação dos subsídios atribuídos – sendo certo que alguns desvirtuam o mercado livre e outros foram implementados exactamente sob o pressuposto de que, assim, colmatariam diferenças entre os operadores, permitindo a todos o igual acesso às actividades, bem como a adopção de tecnologia (por ventura mais amadurecida, que não implique investimento intensivo) que, considerando as características do País, permitisse manter ou aumentar a capacidade instalada, tendo em vista a crescente independência energética.

Conclui-se, pois, que os processos políticos e legislativos em curso têm sido orientados por princípios de protecção do consumidor, tentando, simultaneamente, criar condições que não afastem os maiores *players* do sector. Ainda que não se possa, actualmente, afirmar que o mercado é, efectivamente, concorrencial, não se pode negar a dificuldade da composição de todos os interesses envolvidos, especialmente num cenário de crise financeira.

Parece-nos, pois, que a redução das rendas excessivas com subsídios e mecanismos de compensação serão as áreas de eleição para a intervenção do Governo e do legislador, pois garantem um impacto directo na factura do cliente final. Do lado das empresas a actuar ao longo da cadeia de valor, sempre se diga que é necessário promover o seu crescimento (recorrendo a incentivos que não os dos subsídios) de forma a garantir a dinamização do mercado de produção e comercialização de energia eléctrica.

VII. BIBLIOGRAFIA

- AMADO GOMES, Carla. *O regime jurídico da produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis: aspectos gerais*, em *Temas de Direito da Energia*, Cadernos O Direito, n.º 3, Almedina, 2008.
- ARIÑO ORTIZ, Gaspar. *Energía en Europa: Problemas Actuales*, Conferencia Inaugural do Mestrado de Direito Administrativo, vertente Energia, da Universidade Católica, em 1 de Outubro de 2010.
- ASSIS RAIMUNDO, Miguel. *Regulação pública dos serviços de interesse económico geral*, Temas de Direito Administrativo – Curso de especialização, Centro de Estudos Judiciários, UCP Porto, 2011.
- CALVÃO DA SILVA, João, *Titul[ariz]acção de Créditos – Securitization*, 2.^a Edição, Almedina, 2005.
- CASALTA NABAIS, *Direito Fiscal*, Almedina.
- DIAS SOARES, Cláudia Alexandra. *O Imposto ecológico – Contributo para o estudo dos instrumentos económicos da defesa do ambiente*, Coimbra Editora, 2001.
- ERSE, *Regulamento Tarifário*.
- ERSE, *Estrutura Tarifária do Sector Eléctrico em 2012*.
- ERSE, *Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2012*.
- ERSE, *Parâmetros de Regulação para o Período 2012 a 2014*.
- ERSE, *Proveitos Permitidos das Empresas Reguladas do Sector Eléctrico em 2012*.
- ERSE, *Caracterização da Procura da Energia Eléctrica em 2012*.
- RIBEIRO, José. *História Legislativa do Sector Eléctrico em Portugal*.
- ERSE. *A Regulação da Energia em Portugal, 1997-2007*.

- GONÇALVES, Pedro. *Regulação, Electricidade e Telecomunicações*, Coimbra Editora, 2008.
- GOUVEIA, Rodrigo. *Os Serviços de Interesse Geral em Portugal*, Coimbra Editora, 2001.
- LEITE DE CAMPOS, Diogo, Paulo Câmara e outros, *Titularização de Créditos*, Instituto de Direito Bancário, 2000.
- MIRANDA, João. *O regime jurídico de acesso às actividades de produção e comercialização no sector energético nacional*, em *Temas de Direito da Energia*, Cadernos O Direito, n.º 3, Almedina, 2008.
- OLIVEIRA GARCIA, Nuno. *Preços, Tributos e Entidades Reguladoras Independentes: O Caso do Sector da Electricidade*, Ciência e Técnica Fiscal n.º 418, 2006.
- PROCURADORIA-GERAL DA REPÚBLICA, Parecer do Conselho Consultivo n.º P000532008, de 11.07.2008, disponível em www.dgsi.pt.
- QUEJAS MACHADO GIL, João Tiago, *Análise e Previsão da Evolução do Custo da Electricidade em Portugal*, Tese de Mestrado Instituto Superior Técnico, Outubro de 2010.
- SARAIVA, Rute e ALEIXO, Nuno. *Energia e desenvolvimento sustentado. O caso das energias renováveis e da eólica em especial em Portugal*, em *Temas de Direito da Energia*, Cadernos O Direito, n.º 3, Almedina, 2008.
- TAVARES DA SILVA, Suzana. *O MIBEL e o mercado interno da energia*, em *Temas de Direito da Energia*, Cadernos O Direito, n.º 3, Almedina, 2008.
- VASQUES, Sérgio, *Manual de Direito Fiscal*, Almedina.
- VASQUES, Sérgio, *Princípio da Equivalência como critério de igualdade tributária*, Almedina.
- VITAL MOREIRA. *Serviço Público e Concorrência. A Regulação do Sector Eléctrico*, em *Os Caminhos da Privatização da Administração Pública*, Coimbra Editora, 2001.

Sítios da Internet:

- Sítio Associação Portuguesa dos de Energias Renováveis – www.apren.pt
- Sítio Direcção Geral de Energia e Geologia - www.dgge.pt
- Sítio Diário de Notícias - www.dn.pt
- Sítio Diário Económico - www.economico.pt
- Sítio EDP - www.edp.pt
- Sítio *Energía y Sociedad* - <http://www.energiaysociedad.es/>
- Sítio ERSE - www.erse.pt
- Sítio *Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico* – www.fade-fund.com
- Sítio *Public Services International Research Unit* - www.psiru.org
- Sítio Público - www.publico.pt