



Av. José Malhoa, Lt. A 13 1070-157 LISBOA
Apartado 4205 1503-803 LISBOA
Telefone 21 726 3013 Fax 21 722 3960

Exmº. Senhor
Dr. Ing. Jorge Vasconcelos
M. I. Presidente do Conselho de Administração da
ERSE – Entidade Reguladora do Sector Eléctrico
Rua D. Cristovão da Gama, nº 1 – 3º
1400 - 113 LISBOA

Sua referência	Sua comunicação de	Nossa referência	Data	
		01.00	09-03-2001	0099
Assunto	Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico			

Exmo. Senhor,

No seguimento do anúncio efectuado, em 1998, de que a ERSE, no final do primeiro período regulatório, pretenderia proceder à revisão dos regulamentos da sua competência, e em resposta ao solicitado no documento submetido presentemente a discussão, a EDP envia os contributos considerados mais relevantes, que constituem o enquadramento de propostas mais concretas que oportunamente irá apresentar.

Com os melhores cumprimentos,

O Presidente do Conselho de Administração

Francisco de la Fuente Sánchez



*Contributos na generalidade para a revisão dos
Regulamentos do Sector Eléctrico
a emitir pela ERSE*

9 de Março de 2001

Índice

PREÂMBULO	4
1. ASPECTOS GENÉRICOS	4
1.1. Princípios económicos de uma boa regulação de monopólios naturais	5
O tipo de regulação das actividades reguladas	5
Rebalanceamento de custos aceites entre as actividades reguladas	7
Activos a remunerar	7
1.2 Metodologia de cálculo do custo de capital	8
Exposição dos riscos dos negócios da EDP	9
Cálculo do WACC	9
Considerações sobre a estimativa dos parâmetros	11
Comentários sobre o cálculo do WACC	12
Comentários sobre o cálculo efectuado pela ERSE no 1º período regulatório	12
1.3 Equilíbrio do Sistema Eléctrico Nacional e ritmo de abertura do mercado	13
1.4 Aspectos relevantes relacionados com o conteúdo dos regulamentos	15
2. TEMAS RELEVANTES PARA AS EMPRESAS QUE ACTUAM NO SEP 16	
2.1 Serviço público	16
2.2 Estruturas Tarifárias	16
Geral	17
Tarifas SEP	18
Questões Gerais	18
Questões específicas	20
a) Desconto concedido ao abrigo do artigo 90º	20
b) Interruptibilidade	20
Tarifas SENV	21
Estrutura das Tarifas de Uso das Redes	21
2.2 Outros temas de interesse	21
1. LIGAÇÃO ÀS REDES	21
a) Comparticipações	21
b) Compensação a clientes por uso de redes inicialmente exclusivas	22
d) Estudos	22
e) Construção de elementos de rede	22
f) Pagamento dos elementos de rede	23
2. CLIENTES DO SEP	23
a) Contrato de fornecimento de energia eléctrica	23
b) Equipamento de medição de energia eléctrica	23
c) Telecontagem	24
d) Leitura dos equipamentos de medição	24
e) Prazos de pagamento e facturação	25
f) Serviços regulados	25
g) Cauções	25

3. TEMAS RELEVANTES PARA AS EMPRESAS QUE ACTUAM NO SENV26

Coexistência SEP e SENV	26
Bolsa de energia e contratos bilaterais físicos	26
Comercializadores e agentes externos	27
Interligações	27

Anexos:

A -“The principles of good monopoly regulation” - Prepared by NERA

B -“Estimation of EDPD’s Cost of capital” - Prepared by NERA

C -“An international comparison of allowed rates of return for electricity
Transmission and Distribution Companies” - Prepared by NERA

(Estes anexos são enviados em suporte de papel)

Preâmbulo

O documento submetido pela ERSE à discussão transmite um profundo trabalho de reflexão sobre o enquadramento do actual sector eléctrico, na medida em que equaciona, quer questões de âmbito global quer de pormenor.

O referido documento, apresentado na semana de 12 de Fevereiro de 2001, não permite aos agentes do sector eléctrico, até à audição pública, o aprofundamento desejado, considerando a EDP que a ERSE já devia ter anunciado, antecipada e publicamente, o cronograma do processo de revisão dos regulamentos, de forma a permitir aos interessados a apresentação atempada das suas propostas.

O referido documento, só pode ser comentado no contexto do actual enquadramento legislativo, sem prejuízo da posterior necessidade de proceder à revisão dos regulamentos, quer daqueles que agora se encontram em discussão, quer daqueles cuja elaboração compete à DGE, se vierem a ser introduzidas alterações à legislação em vigor.

Conclui-se que a discussão actualmente suscitada pela ERSE cobre parcialmente a regulamentação em vigor e, nesta perspectiva, é importante colocar objectividade no contexto da discussão, limitando-a ao âmbito do conteúdo regulamentar que é objecto da revisão.

Este documento pretende efectuar o enquadramento prévio das propostas que a EDP está a elaborar sobre a revisão dos regulamentos, a apresentar oportunamente, de acordo com um calendário mais alargado da revisão em curso, salientando alguns dos temas que se consideram mais relevantes.

1. Aspectos genéricos

A discussão sobre a adequada regulação dos monopólios naturais e a garantia de uma justa remuneração das actividades reguladas são obviamente as duas vertentes principais a observar no relacionamento regulatório entre a empresa regulada e a entidade reguladora.

Neste capítulo pretende-se de um modo sumário abordar aqueles temas apresentando-se, em anexo, um desenvolvimento desta análise sumária através de apresentação de documentos específicos preparados com apoio de um consultor internacional.

Ainda neste capítulo aborda-se o tema do equilíbrio do actual SEN (Sistema Eléctrico Nacional) face à continuação da abertura do mercado.

1.1. Princípios económicos de uma boa regulação de monopólios naturais

A existência de monopólios naturais no sector eléctrico, nomeadamente no transporte e na distribuição de energia eléctrica, constitui a principal razão da necessidade de regulação. Sendo universal esta conclusão já é contudo objecto de discussão o tipo de regulação a aplicar.

Em nossa opinião toda a regulação deve ser um compromisso entre a repercussão de custos e a criação de incentivos ao aumento da eficiência das actividades reguladas.

Nas condições económicas do exercício das actividades do sector eléctrico que são monopólios naturais, ou seja, actividades sujeitas a investimentos irreversíveis com um tempo de vida muito longo, a regulação deve assegurar aos clientes a quantidade de energia e a qualidade de serviço desejadas, encorajar os investidores a financiarem eficientemente aqueles investimentos, incentivando a procura de fundos no mercado de capitais.

Para alcançar esse objectivo, em qualquer regime de regulação de monopólios naturais, devem ser adoptadas metodologias que promovam estabilidade e previsibilidade e que criem uma expectativa razoável da recuperação de custos, de forma a que as empresas reguladas consigam atrair capital.

O regime regulatório deve ainda, através do desenho adequado das tarifas, incentivar a utilização racional dos recursos por parte do consumidor e garantir a não subsidiação cruzada entre classes de clientes.

Em função dos mencionados objectivos de estabilidade e de previsibilidade, considera-se importante que os parâmetros de evolução da remuneração que venham a ser fixados vigorem por períodos razoáveis (5 anos), sendo, como foi dito atrás, imprescindível garantir às empresas intervenientes num sector de capital intensivo a taxa de rendibilidade esperada pelos investidores.

O tipo de regulação das actividades reguladas

Considerando-se ajustado o tipo de regulação por “price cap”, para as actividades de distribuição e de comercialização, deve assumir-se que o ponto de partida devem ser os custos reais da empresa regulada e que a regulação

deve proporcionar incentivos que promovam a eficiência de médio e longo prazo.

Aliás, considera-se que a regulação do tipo “IPC-X” incentivará o prosseguimento da estratégia de racionalização que foi encetada, captando os ganhos de eficiência da empresa regulada.

Do mesmo modo, refira-se que a regulação deve atender ao facto de uma taxa de rendibilidade de activos demasiado baixa poder conduzir a benefícios de curto prazo para os clientes, mas não vai atrair capital para a realização de investimentos no sector.

Relativamente ao tipo de regulação mista adoptada no 1º período regulatório, que contempla mecanismos de partilha dos resultados, devem ser mencionados dois factos lesivos para o actual distribuidor vinculado.

Por um lado, no binómio empresa-clientes, os mecanismos de partilha para “lucros” e “perdas” não são simétricos, denotando a aplicação de um princípio regulatório injusto. Por outro, verificou-se que a quantificação estabelecida para os parâmetros e variáveis-chave despoletou sistematicamente a partilha de resultados na comercialização.

Para fazer face à inflação, considera-se que na aplicação da fórmula regulatória de “price-cap”, a actualização dos custos deve usar os índices de preços que melhor reproduzam a taxa de crescimento expectável dos custos da empresa. Em muitos casos, o índice de preços no produtor ou o índice de preços implícito no PIB são os que melhor atingem este objectivo, uma vez que reflectem os custos dos “inputs” em geral. Contudo, a escolha do índice de preços no consumidor (IPC) é justificável, por ser de divulgação mensal permanentemente actualizada.

Para o primeiro ano do período regulatório, a fórmula remuneratória deve ser baseada em custos actuais, medidos de acordo com os princípios contabilísticos em vigor, devendo os custos ser actualizados de acordo com os índices estabelecidos para os anos seguintes.

Qualquer estimativa sobre “custos eficientes” deve incluir sempre uma margem para o custo de capital. Entendendo-se que não é razoável exigir que as empresas reguladas tenham que justificar os seus custos com referência a um modelo de “benchmarking” e crê-se também que a utilização directa desse “benchmarking”, para o estabelecimento dos “custos eficientes”, é imprudente

na determinação dos factores "X", sendo incorrecto, sem uma análise mais aprofundada, afirmar-se simplesmente que os custos que permanecem inexplicados no modelo de "benchmarking" são devidos a ineficiência.

Sem se pretender diminuir a importância da utilização dos modelos de "benchmarking", considera-se que essa utilização deve restringir-se a:

- Comparações inter-empresas que permitam identificar custos anómalos objecto de maior investigação;
- Processos de tomada de decisões das empresas (ex. planeamento do investimento, tendências de mercado) que podem ser confrontadas com as melhores práticas internacionais, como forma de assegurar que o resultado é o mais eficiente possível.

Rebalanceamento de custos aceites entre as actividades reguladas

Sendo previsível o progressivo aumento do número de clientes não vinculados, considera-se oportuno rebalancear os custos entre as actividades de distribuição e de comercialização vinculada, uma vez que o negócio dos fios irá assumir vertentes que, até ao momento, não têm sido expressivas em termos de volume e que actualmente se encontram reflectidas na margem de comercialização, designadamente leitura, facturação e cobrança da retribuição pelo uso da rede.

Activos a remunerar

A avaliação e a remuneração dos activos a considerar para efeitos de regulação são determinantes no cálculo do nível dos proveitos permitidos, que serão recuperados pelas tarifas.

No primeiro período regulatório, e de acordo com o documento em discussão, foi aceite, para efeito de regulação, todo o património das empresas, afecto a cada uma das actividades reguladas.

As empresas têm apresentado contas reguladas à ERSE, contendo a informação contabilística necessária para a regulação, de acordo com as regras e o detalhe definido no Regulamento Tarifário e em Despacho posteriormente publicado.

A EDP não vê qualquer razão para alterar a base dos activos a considerar em regulação, em vigor há três anos, e que permite, simultaneamente com o cumprimento de normas de grande rigor contabilístico, que a actual

contabilidade regulatória se encontre em perfeita articulação com a contabilidade societária das empresas reguladas.

1.2 Metodologia de cálculo do custo de capital

No processo de decisão para fixação de tarifas e, especialmente no início de um novo período regulatório, a ERSE deve considerar os custos do negócio regulado, em três componentes:

- Custos operacionais;
- Amortização (retorno de capital);
- Custo de capital (retorno no capital).

Tal como a ERSE refere no documento em discussão, o cálculo do custo de capital é de particular importância na tomada “de decisões dos investidores sobre os activos em que investir e a forma de os financiar tendo presente a maximização do valor da empresa”.

Neste contexto, a EDP não pode deixar de considerar oportuna a apresentação de um estudo do custo de capital referente à EDP Distribuição (1).

Este estudo vem na sequência de outro já apresentado em Novembro de 1999, onde se demonstrava a inadequada remuneração do negócio da distribuição face a congéneres internacionais(2).

Sumariamente, o estudo agora apresentado tem como objectivo calcular o custo de capital da EDP - Distribuição (EDPD), empresa totalmente possuída pela EDP, a considerar no estabelecimento das tarifas para 2002 e na definição dos parâmetros para o novo período regulatório.

Das diferentes metodologias a utilizar no cálculo do custo de capital, designadamente a do “Capital Asset Pricing Model” (CAPM), do “Dividends Growth Model” e do “Asset Pricing Theory”, e ponderadas as vantagens e desvantagens, principalmente associadas à disponibilidade de dados, o CAPM foi a metodologia de cálculo utilizada para a determinação do “WACC” (Weighted Average Cost of Capital).

¹ Ver anexo B

² Ver anexo C

Exposição dos riscos dos negócios da EDP

O risco das actividades da EDP-Distribuição é superior ao das actividades da REN e ao risco do negócio da produção vinculada. A principal razão para considerar o risco da EDP-Distribuição superior ao da REN provém do tipo de regulação a que aquela se encontra sujeita - regulação por preço - que permite uma maior discricionariedade das decisões regulatórias (por exemplo, a taxa de rendibilidade não é explicitamente definida, mas obviamente a fórmula de estabelecimento do preço deve ser derivada de taxa adequada).

Refira-se também que decisões regulatórias recentes, no Reino Unido, permitiram assumir para a distribuição um Beta superior ao do transporte, o que implica a consideração de um risco maior para a primeira daquelas actividades.

Como a relação entre o custo de capital e a taxa de rendibilidade não é directa na regulação por preço, a ERSE deve assegurar à empresa regulada a sua manutenção no mercado e incentivar os investidores a substituir os activos quando estes chegarem ao fim da sua vida útil, ou seja, a reinvestir na empresa.

Cálculo do WACC

Considerando os parâmetros do mercado português e do europeu, na tabela abaixo, apresenta-se a síntese dos parâmetros utilizados no estudo do cálculo do custo de capital, bem como a estimativa do WACC, em termos reais e nominais, antes e depois de impostos.

Cálculo do custo de capital da EDP-Distribuição

	Mercado Português	Mercado Europeu
CAPM- parâmetros		
Taxa nominal sem risco	4.75% - 5.25%	5.0%
Inflacção	2.12%	1.76%
Taxa real sem risco	2.58% - 3.07%	3.18%
β "alavancado"	0.56	0.45
Grau de alavancagem	42%	42%
Taxa de imposto	36.4%	35.4%
β "não alavancado"	0.89	0.72
Prémio de risco do mercado	6.0% - 7.0%	5.0% - 6.0%
Custo do capital próprio		
Taxa real sem risco	2.58% - 3.07%	3.18%
β "não alavancado"	0.89	0.72
Prémio de risco da empresa	6.0% - 7.0%	5.0% - 6.0%
Custo de capital depois de impostos (real)	7.9% - 9.3%	6.8 - 7.5%
Custo de capital antes de impostos (real)	12.5% - 14.6%	10.6% - 11.8%
Custo da dívida		
Taxa real sem risco	2.58% - 3.07%	3.18%
Prémio de risco	100	100
Custo da dívida antes de impostos	3.58% - 4.07%	4.18%
Taxa de imposto	36.4%	36.4%
Custo da dívida depois de impostos	3.58% - 4.07%	4.18%
Cálculo do WACC		
Grau de alavancagem	42%	42%
WACC depois de impostos, c/ subsídio fiscal (real)	6.1% - 7.1%	5.7% - 6.1%
WACC depois de impostos, s/ subsídio fiscal (real)	5.6% - 6.5%	5.0% - 5.5%
WACC depois de impostos, c/ subsídio fiscal (nominal) (*)	8.3% - 9.4%	7.9% - 8.3%
WACC depois de impostos, c/ subsídio fiscal (nominal)	8.3% - 9.4%	7.5% - 8.0%
WACC antes de impostos (real)	8.7% - 10.2%	7.9% - 8.6%
WACC antes de impostos (nominal)(*)	11.0% - 12.5%	10.2% - 10.9%
WACC antes de impostos (nominal)	11.0% - 12.5%	9.8% - 10.5%
Estimativa	11.8%	10.2%

(*) *Inflação portuguesa é usada para converter WACC real em WACC nominal, quer no cenário português, quer no cenário europeu.*

Considerações sobre a estimativa dos parâmetros

Para uma adequada interpretação do cálculo do custo de capital, é importante identificar os pontos fortes e as limitações da metodologia usada no cálculo.

Os pontos principais a referir são os seguintes:

- **Taxa sem risco:** A actual informação acerca da taxa nominal isenta de risco - obrigações de dívida pública - é cerca de 5% quer no mercado português quer no europeu. O "spread" em Portugal é um pouco mais elevado do que na zona euro, mas não existe um índice do mercado ligado a estas "securities" que permita o seu cálculo directo. O cálculo foi efectuado para a taxa real sem risco, teve em consideração a taxa nominal ajustada a uma taxa de inflação prevista.
- **Prémio de risco do Mercado (ERP):** Este valor foi estimado tendo em consideração a informação histórica e previsional que existe sobre a remuneração dos mercados - português, inglês, alemão e americano - bem como índices actuais dos mercados, como seja o P/E. Também foram consideradas estimativas regulatórias do ERP, que variam entre 4 e 7% em todo o mundo. Com base nesta informação, foi estimado um ERP para o mercado português de 6,0 - 7,0% e um ERP para o mercado Euro de 5,0% - 6,0%.
- **Beta:** As estimativas apresentadas relativamente ao beta são baseadas em observações do beta para a EDP que varia, baseado no índice de mercado português, entre 0,49 e 0,56 e 0,36 quando baseado no índice de mercado Euro. Estes valores mantêm-se relativamente ao nível do que foi utilizado pela ERSE (0,52 para a REN e EDP Distribuição). Com base em informação disponível foi estimado um beta para a EDP Distribuição, de 0,56 no mercado português e 0,45 no mercado EURO.
- **Taxa de imposto:** No sentido de converter o WACC depois de imposto, num WACC antes de imposto, foi estimada para 2002 a taxa média de impostos de 36,4% a aplicar na EDP-Distribuição (30%+10%+~7 milhões de contos de amortizações não dedutíveis).

- Grau de alavancagem: No sentido de estimar o WACC, foi assumido um grau de alavancagem de 42% para a EDP Distribuição, idêntico ao da EDP.
- Prémio de risco da dívida: Com base no actual custo da dívida da EDP e de outras empresas comparáveis, a estimativa para o prémio de risco da dívida, no cálculo do WACC, é de 100 pontos base.

Comentários sobre o cálculo do WACC

Podem fazer-se alguns comentários sobre os resultados apresentados na tabela:

- Primeiro, dada a incerteza sobre os valores de determinados parâmetros, os cálculos do WACC estão contidos entre dois valores limite. Para apresentação também é calculado um valor intermédio para a EDP Distribuição, para o mercado Euro e português. Expresso em termos nominais, os valores médios do WACC antes de imposto, para a EDP Distribuição, são 10,2 e 11,8%, com base no mercado EURO e português, respectivamente.
- Segundo, expresso em termos reais depois de imposto, as estimativas do WACC para a EDP Distribuição situam-se ao nível dos 6,1 a 7,1%.
- A escolha entre usar um cálculo do WACC baseado numa estimativa de parâmetro do mercado doméstico ou numa estimativa de parâmetro da zona EURO não é sempre linear, mas os argumentos a considerar são os seguintes:
- Tem sido prática regulatória, o cálculo do WACC, usando estimativas de parâmetros para o mercado doméstico. Cálculos recentes do WACC para a NGC e distribuição eléctrica foram baseados apenas em dados do mercado do Reino Unido.
- Caso se efectue o cálculo do WACC baseado em informação do mercado Europeu que poderá ser considerado mais robusto em relação ao cálculo do WACC baseado em informação do mercado português (dado o maior volume de informação disponível sobre as rentabilidades das bolsas de valores Europeias) este deve ser sempre ajustado à taxa de inflação do país, em que a empresa, neste caso a EDP Distribuição, opera.

Comentários sobre o cálculo efectuado pela ERSE no 1º período regulatório

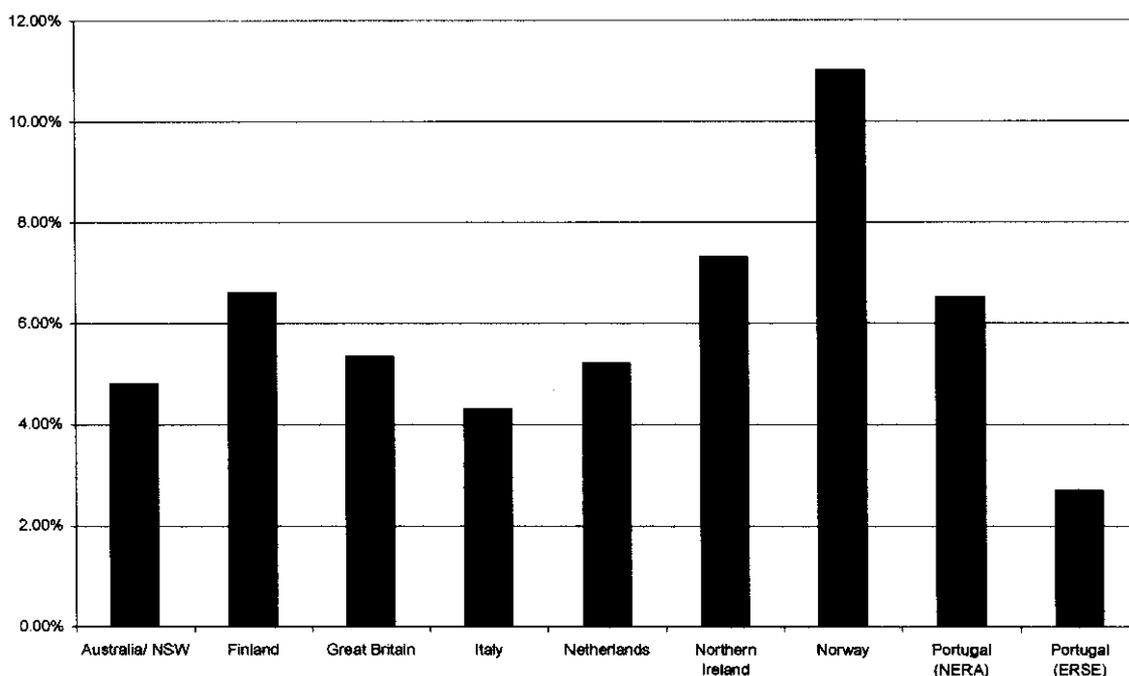
No primeiro período de regulação, a ERSE considerou os subsídios ao investimento que compensam activos fixos como uma fonte de financiamento remunerada à taxa zero, integrando-a no custo de capital, o que influenciou o cálculo do WACC. Ao activo líquido de amortizações e de subsídios ao investimento aplicou inadequadamente o WACC.

Os subsídios ao investimento não se podem considerar como capital próprio da empresa uma vez que esta assume a actividade de distribuição nos termos da licença vinculada, em AT e MT, e nos termos dos contratos de concessão, em BT, o que significa que os subsídios ao investimento estão afectos à licença ou à concessão e não aos accionistas da empresa.

No cálculo, o activo a remunerar já se encontra líquido dos subsídios ao investimento, ou seja, a ERSE introduziu um duplo efeito das participações, levando a que a taxa de remuneração esteja cerca de 2% abaixo do verdadeiro custo de capital.

Este erro contido no cálculo do WACC, e com incidência no 1º período regulatório, colocou a taxa de remuneração da actividade distribuição em Portugal significativamente abaixo da de outros países, como se demonstra no quadro seguinte⁽³⁾.

Taxas reais de remuneração, depois de impostos, para empresas de distribuição



NOTA: Portugal (ERSE) valor real; Portugal (NERA) valor proposto

1.3 Equilíbrio do Sistema Eléctrico Nacional e ritmo de abertura do mercado

No actual contexto do sector eléctrico, cuja evolução é evidente, nomeadamente no espaço ibérico e europeu, a nova proposta de regulamentação da ERSE deve ser prudente no que se refere à abertura do mercado em Portugal.

³ Ver anexo C

No documento em análise, a ERSE afirma que “a crescente e progressiva liberalização do mercado de energia eléctrica poderá obrigar a rever, nos próximos anos, o actual modelo organizativo do Sistema Eléctrico Nacional consagrado no Decreto-Lei n.º 182/95”.

A EDP entende que é ao legislador que compete avaliar a necessidade de alteração criteriosa do actual modelo do SEN tendo presente os interesses, por vezes antagónicos, dos diferentes agentes do sector eléctrico.

Com efeito, com o actual sistema tem sido possível implementar progressivamente uma crescente abertura do mercado, sem pôr em causa o modelo dual que permite a coexistência do SEP – caracterizado pela prestação de um serviço público assente num sistema electroprodutor sujeito a planeamento centralizado e a contratos de vinculação de longo prazo, entre os produtores vinculados e a entidade concessionária da RNT – com um sistema de mercado SENV, que irá ser potenciado com a construção de uma central de ciclo combinado a gás natural.

A ERSE, no final de 2001, definirá as condições da abertura de mercado em Portugal para o triénio 2002-2004, em consonância com a directiva 96/92/CE e o actual quadro legislativo nacional. Na tomada de decisão, a ERSE deverá levar em linha de conta não só o eventual alargamento da elegibilidade no que se refere aos clientes, mas também o relativo à parcela livre de aquisição fora do SEP, inerente ao Distribuidor Vinculado. A parcela que hoje se encontra fixada em 8% deveria ser ampliada para 15%, aumentando a flexibilidade de compra, principalmente quando se prevê a construção de uma central no SENV.

Para 2001, o mercado português encontra-se aberto em cerca de 33%, portanto superior aos 30,2% estabelecido como limite mínimo de abertura de mercado publicado pela Comissão Europeia.

A decisão da ERSE relativamente à abertura do mercado para o próximo triénio, deve ter em conta dois factores relevantes. Por um lado, ainda não foi submetida a discussão a nova proposta de Directiva para a electricidade, e por outro, a criação de condições que estimulem uma migração substancial do consumo do SEP para o SENV pode ter consequências graves para o equilíbrio do sistema.

Esta situação deve ser acautelada por um mecanismo diferente do actualmente estabelecido no Regulamento Tarifário, que se considera insuficiente para garantir a repercussão dos eventuais sobrecustos provenientes da produção do SEP, antecipada e equitativamente, nos clientes do SEP e do SENV.

Não é possível, com grande volume na migração do consumo do SEP para o SENV, ao nível da procura, compensar os sobrecustos que possam surgir na produção, através do crescimento do consumo nacional e dos ganhos de eficiência entretanto obtidos nas empresas do SEP.

Se tal correcção não for efectuada, verificar-se-á uma subida do custo de produção no SEP, repercutida na tarifa de Venda da Entidade Concessionária da RNT ao distribuidor Vinculado em MT e AT, e conseqüentemente nos clientes finais do SEP.

Fazer repercutir os sobrecustos só nos clientes que por opção se mantêm no SEP é injusto e convidativo à saída, ampliando cada vez mais o movimento SEP → SENV. Os clientes considerados “cativos” - grande parte clientes de BT - possuem, no entanto, um mecanismo de defesa impeditivo da subida da tarifa acima do IPC, o que limita a total recuperação dos eventuais sobrecustos.

Considera-se ainda que a aplicação de tarifas não discriminatórias conducentes a um nível de proveitos inferior ao previsto e definido no Regulamento Tarifário em vigor, tem atenuado o movimento de saída do SEP, embora à custa da perda da margem do Distribuidor Vinculado. A prática verificada no 1º período regulatório, demonstra fortes restrições impostas pela ERSE o que denota dificuldade na sua aplicação futura.

A introdução da figura de “comercializador” e de “agente externo”, com competências bem definidas, que auxilie o desenvolvimento do mercado concorrencial, deve ser veiculada apenas através da legislação e não através de desenvolvimentos regulamentares, de forma a garantir a consistência global do modelo do sector eléctrico.

1.4 Aspectos relevantes relacionados com o conteúdo dos regulamentos

Os regulamentos em vigor emitidos pela ERSE, apresentam, tal como na altura se afirmou, algumas lacunas de sincronização e de coerência quanto à definição do âmbito de cada um deles.

No documento agora em discussão, a ERSE afirma que “a experiência adquirida com a aplicação dos regulamentos permitiu identificar algumas lacunas e defeitos que importa colmatar e corrigir”, mas não aponta aqueles a que se refere. A ERSE, de acordo com as competências atribuídas, deveria especificar e justificar de modo claro estas afirmações, nomeadamente no momento prévio a uma audição pública.

A propósito da substância a contemplar em cada texto, refira-se que os Despachos e Manuais de Procedimentos publicados posteriormente à entrada em vigor dos Regulamentos, devem ser objecto de revisão e, algumas das matérias neles inseridas, transpostas para os Regulamentos.

2. Temas relevantes para as Empresas que actuam no SEP

2.1 Serviço público

O actual sistema português, tal como já foi referido, é caracterizado pela existência de dois sub-sistemas dos quais ao SEP estão atribuídas a actividade de planeamento centralizado do Sistema Electroprodutor e a obrigação de Serviço Público.

No momento em que se perspectiva, a médio prazo, a presença cada vez mais significativa de agentes no mercado liberalizado, considera-se ser o início deste novo período regulatório o momento adequado para identificar quais os custos claramente associados ao serviço público. Os referidos custos que incorporam, por exemplo, os investimentos de serviço público efectuados na actividade de produção e os custos acrescidos provenientes do serviço prestado a clientes com características particulares devem ser partilhados por todos os clientes do sector (SEP+SENV).

2.2 Estruturas Tarifárias

Na sequência de uma proposta apresentada pela EDP à ERSE, objecto de discussão entre os interessados e de parecer do Conselho Tarifário, foram introduzidas algumas alterações na estrutura tarifária dos clientes do SEP, em Janeiro de 2001.

Apresentam-se em seguida alguns comentários que permitam ajudar à reflexão sobre as estruturas tarifárias não só relativas às tarifas do SEP mas também às do SENV.

Geral

As estruturas tarifárias, i.e., a relação entre os diferentes preços numa mesma tarifa, ou entre tarifas diferentes, devem ter como objectivo induzir os agentes económicos a utilizarem os recursos duma forma racional, devendo para o efeito, as tarifas basear-se nos custos marginais de fornecimento. Importa garantir que essas tarifas gerem os níveis de proveitos reconhecidos para as várias actividades - Aquisição de Energia, Uso Geral do Sistema, Uso das Redes (transporte e distribuição aos vários níveis de tensão) e a Comercialização. Razões que se prendem nomeadamente com economias de escala, com progressos tecnológicos e com o efeito "malha de rede" (isto é, cada novo cliente obriga, tendencialmente, a um menor comprimento de rede que o cliente anterior), levariam a que tais tarifas não recuperassem os proveitos permitidos. Impõe-se, por isso, a execução de um escalamento adequado dos preços, de preferência com maior incidência naqueles que se mostrem mais inelásticos ao sinal preço (regra de Ramsey-Boiteux, ou regra do inverso das elasticidades).

A complexidade das tarifas, para além de dever traduzir a natureza dos custos, deve atender a restrições importantes, tais como, a capacidade dos clientes para modular as cargas, que é normalmente limitada, quer por razões de dificuldade de compreensão dos sinais tarifários, quer por condicionantes dos processos produtivos.

A escolha da solução tecnológica "medição/controlo" mais adequada aos vários segmentos de mercado constitui também uma restrição.

A uniformidade nacional das tarifas no continente deve continuar a ser preservada, fundamentalmente por questões de solidariedade nacional e também pela pequena dimensão territorial, quer quanto às tarifas de venda a clientes finais, quer quanto às componentes tarifárias Uso Global do Sistema e Uso das Redes. Em relação a estas últimas deve manter-se em prática a solução "tipo postal".

A entrada num novo período regulatório constitui um momento oportuno para se adoptar uma maior flexibilidade tarifária, com possíveis alterações na estrutura tarifária, nomeadamente por uma maior aderência aos custos de fornecimento, ou pela diversificação do leque de opções a oferecer aos clientes. Os eventuais custos daí resultantes deverão poder ser garantidamente recuperados.

Tarifas SEP

Questões Gerais

- Considera-se que em termos de opções tarifárias as actuais tarifas de venda aos clientes finais encontram-se próximo duma solução optimizada. Ainda recentemente foram analisadas eventuais distorções tarifárias entre segmentos tarifários (MAT, AT, MT e BT), com recurso ao cálculo dos custos marginais de fornecimento. Foi verificada a consistência dos períodos sazonais actualmente em aplicação: Período húmido, de 1 de Novembro a 30 de Abril, e seco (de 1 de Maio a 31 de Outubro), que se mostram adequados a uma boa agregação dos custos marginais.
- Julga-se importante verificar a consistência entre os preços médios resultantes das actuais tarifas aos clientes finais para os vários níveis de tensão e os resultantes duma aproximação do tipo aditivo das várias componentes tarifárias (Tep, UGS, URT, URD e margem de comercialização) a montante do nível de tensão em causa. Numa perspectiva comercial de aplicação e de entendimento pelos clientes finais, não se considera positiva a hipótese de aditividade das componentes tarifárias. Para além disso, com tarifas dependentes da utilização da potência, que defendemos, não seria possível a oferta do leque das opções hoje disponibilizadas.
- De acordo com o que se afirmou no ponto anterior, não se vislumbra o interesse da consagração de uma Tarifa de Comercialização.
- Em relação à forma de facturação da potência nas tarifas aos clientes, julga-se adequada a manutenção da prática actual. Contudo, simetricamente ao proposto para as tarifas de uso, a potência contratada deverá corresponder à maior potência tomada nos últimos 12 meses.
- A prática actual de definição de tarifas a clientes finais dependentes da utilização da potência justifica-se não só numa perspectiva teórica, mas também, porque se tem mostrado útil na perspectiva comercial. Julga-se não ser exacta a indicação dada pela ERSE, sobre a tendência de abandono destas tarifas noutros países, nomeadamente em Espanha e em França. De referir, que em relação a este último país, as tarifas de uso das redes dependem da utilização da potência.

- Em relação aos horários de aplicação dos períodos tarifários, julga-se mais adequado a estipulação de um horário uniforme a nível nacional. Como argumentos a favor, refira-se a necessidade de transmitir os adequados sinais aos agentes económicos quanto a uma correcta modulação do diagrama de cargas ao nível da emissão (que condiciona o plano de expansão de sistema electroprodutor), a exiguidade do espaço nacional e a dificuldade de compreensão de tal prática pelos agentes económicos.
- De acordo com os estudos realizados recentemente, considera-se de interesse manter a trajectória de aproximação dos preços de vazio aos respectivos custos marginais, a convergência dos preços entre opções tarifárias dum mesmo nível de tensão bem como entre os períodos sazonais seco e húmido.
- Vê-se com interesse a extensão do período de super-vazio a toda a média tensão, mas apenas quando esta tarifa com 4 períodos horários tenha um carácter optativo em relação a uma tarifa tri-horária, que deve ser preservada.
- Entende-se que deve ser disponibilizada aos clientes de média tensão, na opção com 4 períodos horários, a consagração dos feriados nacionais como períodos de vazio.
- Em relação à tracção eléctrica, considera-se positiva a integração das pontas, isto é, a definição de uma ponta síncrona para efeitos de determinação da potência tomada, nos casos de pontos de entrega interligados por rede comum. No entanto, a potência contratada deverá continuar a ser estipulada por ponto de entrega.
- Em relação à energia reactiva, concorda-se com o aumento do grau de exigência de compensação por parte dos clientes, para uma $\text{tg}\phi = 0,3$ (indutiva), mas discorda-se da forma de tarifação baseada nos custos de compensação estática ou síncrona por serem extremamente baixos e não indutores da compensação no local de consumo. Julga-se que a tarifação da energia reactiva deve continuar a incorporar uma componente significativa de penalização.
- Apresenta-se-nos com pouco interesse a adopção na baixa-tensão, para potências contratadas até 20,7 kVA, de uma tarifa tri-horária optativa relativamente à actual tarifa bi-horária e à tarifa simples. Com efeito,

naquele segmento, é muito reduzido o número de clientes potencialmente interessados numa tal tarifa pela quase impossibilidade na modulação das cargas nas horas de ponta.

- Quanto a novos escalões de potência, na tarifa BTN, julga-se importante introduzir escalões de 20 e 25 A, já em 2002, precavendo, no entanto, para os clientes já existentes, o prévio reconhecimento por parte da ERSE dos custos de reinstalação dos disjuntores (que têm de ser substituídos).
- Concorda-se com a eliminação da progressividade do preço unitário da potência em BTN.
- A existência da tarifa social tem como consequência uma subsidiação cruzada entre segmentos de clientes pelo que deverão ser criadas soluções alternativas mais eficazes, tal como, a adopção de mecanismos de subsidiação directa ao pagamento da energia eléctrica dos clientes mais desfavorecidos, nomeadamente através de instituições de carácter social, públicas ou privadas.

Questões específicas

a) Desconto concedido ao abrigo do artigo 90º

Actualmente é concedido um desconto de 10 e 12,5%, respectivamente, sobre o total da factura aos clientes finais que, por ponto de entrega apresentem potências contratadas maiores ou iguais a 4 MW e uma utilização anual da potência facturada superior a 5000h, ou em alternativa, um consumo maior ou igual a 30 GWh. O desconto de 12,5% aplica-se aos clientes que apresentem potências contratadas superiores a 17,5 MW.

Pela análise feita às eventuais distorções das tarifas, julga-se que este desconto poderia dar origem a uma nova opção tarifária que incorporasse progressivamente este desconto para este segmento de clientes.

b) Interruptibilidade

A opção interruptível foi revista no ano corrente, quer em termos de concepção, quer em termos de definição de uma opção interruptível adicional, mais exigente relativamente às situações de interrupção.

Julga-se de interesse reequacionar a forma de determinação dos factores de desvalorização das TGCS, bem como o limiar de aplicabilidade desta tarifa -

actualmente condicionada aos clientes que por ponto de entrega possam contratar uma potência interruptível superior a 4 MW e tenham utilizações anuais da potência facturada superiores a 2000 h. De referir, em relação a esta última questão, a proposta da EDP de redução daquele limiar para 2 MW e a aceitação por parte do Conselho Tarifário da ERSE do limiar de 3 MW, proposta que, no entanto, em finais do ano passado, não foi aceite pela ERSE.

Considera-se também importante a elaboração dum contrato-tipo para esta tarifa.

Tarifas SENV

Estrutura das Tarifas de Uso das Redes

A actual estrutura das tarifas deverá ser melhorada através da alteração da forma de facturação da potência e da introdução de um termo adicional correspondente à energia activa (com peso significativo), mantendo-se o termo da energia reactiva (com peso marginal).

Quanto à forma de facturação da potência, julga-se que a consideração da potência média nas horas cheias poderá ser eliminada se for aceite a introdução de um termo de energia activa.

Será de todo o interesse a estipulação da maior potência máxima integrada num período com duração a definir (potência tomada) nas horas fora de vazio, no período de facturação em causa, bem como, a introdução do conceito de potência contratada, dada pela maior potência tomada nos últimos 12 meses.

2.2 Outros temas de interesse

1. LIGAÇÃO ÀS REDES

a) Participações

Reveste-se de primordial importância para a EDP Distribuição a manutenção do estabelecido na regulamentação em vigor, que faz repercutir nos encargos com a ligação uma parte significativa dos custos com a construção das redes.

Desta forma, o regime actual evita subsidiação cruzada entre utilizadores das redes, sinaliza aos novos utilizadores a localização mais adequada da ligação, e incentiva a expansão eficiente das redes, levando os clientes a assumir o risco relativo a projectos de consumo. A manutenção desta abordagem é justa para

os clientes actuais que pagaram as suas ligações segundo o regime anterior e que, com um novo regime, iriam pagar nas tarifas os custos das ligações de novos utilizadores, facilitando ainda a introdução da concorrência nas ligações uma vez que é dada a opção aos clientes entre pagar a comparticipação ou realizar a obra.

b) Compensação a clientes por uso de redes inicialmente exclusivas

Face à dificuldade em manter actualizados os registos dos utilizadores que inicialmente pagaram a construção de redes para uso exclusivo (localização do início e fim da ligação, identificação da parcela construída - remodelações e reforços), não deverão ser implementados mecanismos de compensação aos requisitantes iniciais. A consagração de tais mecanismos, para além da complexidade já referida, acarretaria custos de gestão inoportáveis, (informação, ...).

c) Potências de referência

Os valores actuais das potências de referência que condicionam a exigência de comparticipação nos custos de reforço das redes, devem ser mantidos já que são superiores às necessidades dos clientes "regulares", permitindo assim que actuem como medida social no sentido da universalidade do Serviço de Fornecimento de Energia Eléctrica. Excepção feita à Média Tensão, onde o valor da potência de referência deve ser reduzido de forma a que as ligações de elevado porte não sejam comparticipadas por todos os clientes, através das tarifas.

d) Estudos

Os clientes deverão poder realizar projectos de ligação às redes, após estudo prévio da EDP-Distribuição, o que potencia um aumento da concorrência no negócio de novas ligações, em alternativa a EDP-Distribuição. O estudo inicial (definição do início e fim da ligação), por envolver informação sobre as redes existentes e os diagramas de cargas, deve permanecer um exclusivo da EDP-Distribuição.

e) Construção de elementos de rede

Os clientes deverão poder realizar obras, desde que não abranjam instalações actuais da EDP-Distribuição, o que irá fomentar a concorrência no negócio de novas ligações e criar alternativas à EDP-Distribuição na prestação de serviços.

f) Pagamento dos elementos de rede

O pagamento dos custos de ligação à rede para montantes até 10 mil contos, deve ser efectuado antecipadamente. Os casos acima daquele montante, serão objecto de negociação individual. Os clientes são assim responsabilizados pelo cumprimento antecipado das obrigações que a EDP-Distribuição deve assumir, por efeito dos pedidos de novas ligações.

2. CLIENTES DO SEP

a) Contrato de fornecimento de energia eléctrica

Com a desmaterialização do contrato relativo aos clientes de BT, que já foi objecto de proposta pela EDP-Distribuição, o pagamento da primeira factura demonstraria a aceitação, pelo cliente, das condições contratuais. A desmaterialização facilita a introdução de soluções de contratação inovadoras (call-center, Internet, lojas franchisadas, ...). O interesse das partes ficará acautelado pela existência de condições gerais estabelecidas pela ERSE. A EDP-Distribuição, mesmo numa situação de inexistência de contrato escrito, continuaria a assegurar a arrecadação do imposto de selo (cobrado na primeira factura).

O regime actual de aprovação pela ERSE, das condições gerais de contratos de fornecimento do SEP em BT, BTE e MT, deve ser mantido por se apresentar como um documento redigido por uma entidade imparcial, o que facilita o relacionamento com os clientes. Seria interessante que viessem a ser incluídas nos contratos as condições estabelecidas no Regulamento da Qualidade de Serviço, que caibam no seu objecto.

b) Equipamento de medição de energia eléctrica

O tarifário actual não incentiva à aquisição e instalação pelos clientes dos equipamentos de medição de energia eléctrica. No entender da EDP-Distribuição, deve ser mantido o quadro actual que lhe atribui a responsabilidade de compra e instalação daqueles equipamentos, o que facilita o controlo de fraudes e o controlo metrológico. Uma alteração tão profunda acarretaria custos processuais elevados em consequência, nomeadamente, de inspecções a contadores e do registo no sistema da informação relativa aos contadores.

Os clientes de MT e AT do SEP devem poder escolher o contador desejado, desde que normalizado pelo distribuidor e adequado à respectiva opção

tarifária (assumindo o cliente o pagamento de eventuais custos adicionais, comparativamente a uma situação padrão). Não deve haver subsidiação do investimento nestes contadores “novos” por todos os clientes do SEP.

c) Telecontagem

A decisão sobre o método de leitura a adoptar para os clientes deve ser da responsabilidade da EDP-Distribuição.

A EDP-Distribuição assumiu no passado a alteração tecnológica dos equipamentos de medição relativamente à totalidade dos clientes MAT e AT.

A sua extensão à MT, que corresponde a um universo de cerca de 19 000 clientes, envolve montantes elevados em relação ao equipamento de medição tradicional, para além do esforço de desenvolvimento de uma rede de comunicações e gestão de dados.

Face a esta realidade, a mudança dos equipamentos de medição dos clientes MT para telecontagem, deve ser objecto de um programa próprio e faseado.

Considera-se fundamental que os sobrecustos inerentes a esta mudança de tecnologia sejam explicita e previamente reconhecidos pela ERSE. Se tal não vier a acontecer, os custos devem ser assumidos, exclusivamente, pelos clientes que provocam a mudança de alteração da tecnologia.

d) Leitura dos equipamentos de medição

A EDP-Distribuição julga ser desnecessário aumentar o número de leituras, por se traduzir no agravamento dos custos comerciais e não ter sido explicitada como preocupação dos seus clientes. Por outro lado, o valor actual está em linha com as melhores práticas internacionais, nomeadamente na Alemanha, Holanda, Itália, Suécia, onde se efectua apenas uma leitura anual.

Refira-se ainda que os clientes que desejem leituras adicionais podem recorrer à auto-leitura.

A EDP-Distribuição não defende a comunicação prévia da data de leitura por se tratar de uma medida já experimentada sem grandes resultados, tanto pelo facto dos clientes resistirem à mudança nos seus hábitos, como pela dificuldade em cumprir cabalmente o plano de marcações.

e) Prazos de pagamento e facturação

Os prazos de pagamento devem ser mantidos tendo em consideração que a sua dilatação implica um aumento dos custos e penaliza os clientes que pagam antecipadamente, face aos outros. Por outro lado, a dilatação dos prazos atrasa a acção sobre os maus pagadores, podendo originar dificuldades acrescidas em cumprir contratos (por exemplo, clientes poderiam chegar a acumular 2 meses de dívida antes de serem avisados). Qualquer alteração daqueles prazos acarretará a necessidade de rever os prazos de pagamento à REN.

O desenvolvimento das novas tecnologias de informação contribui para a introdução de alguma flexibilização na facturação e cobrança, facilitando a partilha de benefícios entre a EDP-Distribuição e os clientes e possibilitando a criação de incentivos à adopção de novos métodos de pagamento e facturação.

A EDP-Distribuição gostaria de ver discutida a hipótese de vir a ser introduzida a facturação bimestral já que, a redução do peso do custo da energia eléctrica no total das despesas do agregado familiar poderá não justificar a facturação mensal.

f) Serviços regulados

Dentro dos serviços regulados deveriam incluir-se os relativos a deslocações de electricistas, de forma a que os custos inerentes, tais como, os incorridos com a desselagem de equipamento para acesso a técnicos credenciados possam ser imputados aos clientes.

g) Cauções

O regime de caução aplicável aos clientes de BTN não deve ser estendido aos demais, designadamente aos clientes de BTE, uma vez que nestes, devido à maior rotação e à possibilidade de falência, o risco é muito superior ao dos clientes de BTN. Para além disso, grande parte destas cauções são seguros ou garantias bancárias, logo sujeitas a mecanismos de mercado.

Os clientes de BTN que, tendo prestado caução, cumpram as suas obrigações de pagamento durante um determinado período de tempo, devem ser reembolsados integralmente do valor da caução, até porque a devolução parcial origina custos elevados com a gestão de processos.

3. Temas relevantes para as Empresas que actuam no SENV

3.1 Coexistência SEP e SENV

O desenvolvimento da regulamentação deve ser norteado pelo princípio de igualdade de tratamento e de oportunidades a aplicar a todos os agentes que operam em ambos os sistemas.

3.2 Bolsa de energia e contratos bilaterais físicos

No mercado é importante oferecer um leque alargado de opções aos agentes que nele actuam, pelo que a coexistência de uma bolsa de energia e de contratos bilaterais físicos é perfeitamente desejável.

Nesta óptica considera-se que os contratos bilaterais físicos e a bolsa de energia desempenham, ao longo da cadeia de valor, papéis diferentes e não alternativos. Enquanto a bolsa de energia é um mercado tendencialmente grossista para o qual os clientes não vinculados estão pouco vocacionados – observe-se o mercado espanhol – os contratos bilaterais físicos podem funcionar, para os grossistas, como OTC's, e para o retalho, como contratos de fornecimento.

Assim, a entrada em funcionamento da bolsa de energia em Portugal, teria como consequência a criação de um mercado grossista, ainda que com uma liquidez limitada e a necessidade de articulação com o mercado espanhol.

Em face disto, estar-se-ia em presença de dois sistemas diferentes – o português e o espanhol –, em que parece fazer sentido o “modelo de mercados independentes”, deixando aos agentes a escolha da bolsa de energia onde pretendem transaccionar, valorizando a energia em função do risco associado.

Reconhece-se, no entanto, que este modelo comporta uma maior complexidade no que diz respeito à articulação entre os Operadores de Sistemas de cada país, sendo que essa complexidade não porá em causa a exequibilidade da solução.

Por outro lado, dado que se está em presença de sistemas diferentes, a criação de uma única bolsa de energia ibérica, introduziria imperfeições artificiais, criando aos agentes vantagens e desvantagens não provenientes directamente do funcionamento dos mecanismos de mercado.

3.3 Comercializadores e agentes externos

Como já atrás foi mencionado a introdução de novas figuras no sector, entendidas como elementos estruturantes do sistema eléctrico, deverão ser consagradas em Decreto-Lei, à imagem do que acontece com o Cliente Não Vinculado e o Produtor Não Vinculado.

A figura de "Agente Externo" poderá facilitar o processo operacional de relacionamento entre clientes nacionais, entidades externas e Gestor de Ofertas. No entanto, será necessário especificar os mecanismos adequados de legalização dessa entidade, levando em linha de conta critérios de reciprocidade.

A figura do "Comercializador" pode introduzir valor no sistema comercial, nomeadamente como facilitador de processos, sendo também muito importante, quando a legislação definir esta figura, que se permita que este agente englobe na factura para o seu cliente o total dos serviços prestados pelo sistema (uso das redes, uso global do sistema e desvios).

3.4 Interligações

O acesso às interligações deve seguir os princípios e metodologias que venham a ser colocados em prática no espaço europeu.

É prematuro concluir que, do ponto de vista económico, se justifica aumentar a capacidade de interligação entre Portugal e Espanha. De facto, a verdadeira limitação para a extensão do mercado interno da electricidade a esta zona da Europa, não é a limitação da interligação Portugal - Espanha, mas sim as restrições existentes na interligação Espanha - França. Parece assim não fazer sentido, numa lógica de custo / benefício, o reforço da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha se não for acompanhado por um igual reforço entre Espanha e França.