

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

Carta 179/ 01/ CA

09-03-2001

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, pretendia proceder à revisão dos regulamentos da sua competência, e em resposta ao solicitado no documento submetido presentemente a discussão, a EDP Distribuição envia os contributos considerados mais relevantes, que constituem o enquadramento de propostas mais concretas que oportunamente irá apresentar.

Com os melhores cumprimentos,

Jorge Guimarães
(Presidente do Conselho de Administração)

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

9 de Março de 2001

Índice

PREÂMBULO	3
1. ASPECTOS GENÉRICOS	4
1.1. Princípios económicos de uma boa regulação de monopólios naturais	4
O tipo de regulação das actividades reguladas	5
Rebalanceamento de custos aceites entre as actividades reguladas	6
Activos a remunerar	7
1.2 Metodologia de cálculo do custo de capital	7
Exposição dos riscos dos negócios da EDP	8
Cálculo do WACC	8
Estimativa dos parâmetros	10
Comentários sobre o cálculo do WACC	11
Cálculo do WACC efectuado pela ERSE no 1º período regulatório	11
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 15	
2.1 Serviço público	15
2.2 Estruturas Tarifárias	15
Análise Global	16
Tarifas SEP	17
Questões Gerais	17
Questões específicas	19
a) Desconto concedido ao abrigo do artigo 90º	19
b) Interruptibilidade	19
Tarifas SENV	20
Estrutura das Tarifas de Uso das Redes	20
2.3 Outros temas de interesse	21
LIGAÇÃO ÀS REDES	21
Comparticipações	21
Compensação a clientes por uso de redes inicialmente exclusivas	21
Estudos	22
Construção de elementos de rede	22
Pagamento dos elementos de rede	22
CLIENTES DO SEP	22
Contrato de fornecimento de energia eléctrica	22
Equipamento de medição de energia eléctrica	23
Telecontagem	23
Leitura dos equipamentos de medição	24
Prazos de pagamento e facturação	24
Serviços regulados	24
Cauções	25

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.

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.

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).

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%
Inflação	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.*

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.

Cálculo do WACC efectuado pela ERSE no 1º período regulatório

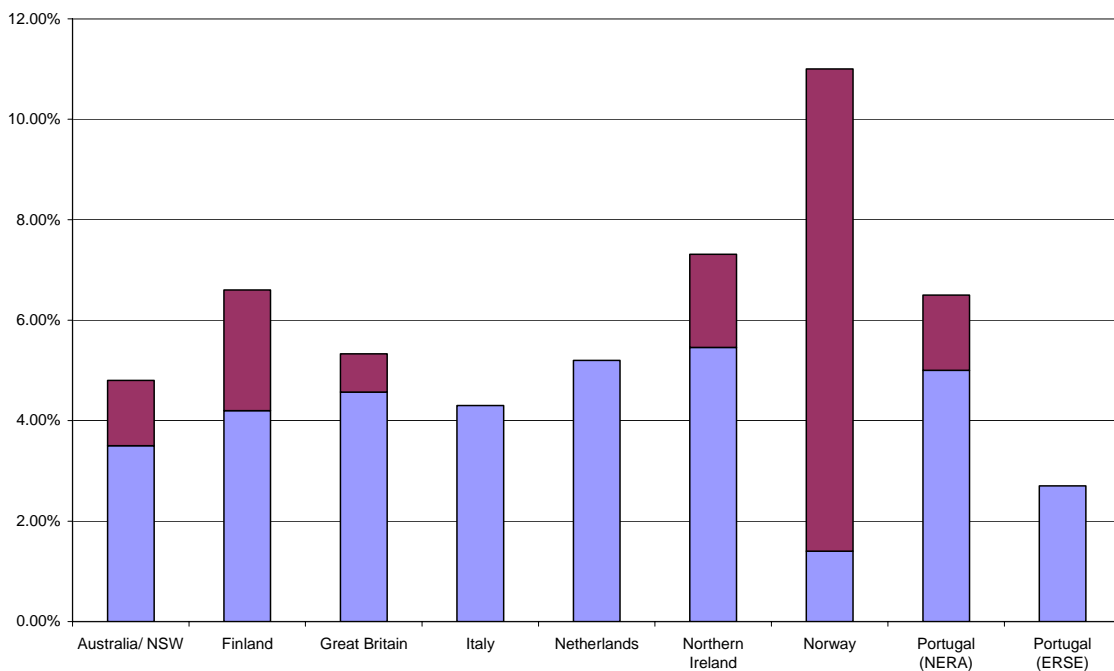
No primeiro período de regulação, a ERSE considerou os subsídios ao investimento que compensam activos fixos como uma fonte de financiamento remunerada à taxa zero, integrando-a no custo de capital, o que influenciou o cálculo do WACC. Ao activo líquido de amortizações e de subsídios ao investimento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

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.

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 gravosas 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 consequentemente 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.

Análise Global

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 numa 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 trajetória 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.

2.3 Outros temas de interesse

LIGAÇÃO ÀS REDES

Comparticipações

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 subsidiasções cruzadas 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 participação ou realizar a obra.

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 incontroláveis, (informação, ...).

Potências de referência

Os valores actuais das potências de referência que condicionam a exigência de participação 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 participadas por todos os clientes, através das tarifas.

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.

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.

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.

CLIENTES DO SEP

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.

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 subsídio do investimento nestes contadores “novos” por todos os clientes do SEP.

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.

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.

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.

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.

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.

Rua Camilo Castelo Branco, 43
1050-044 LISBOA
Telefone 213 171 400 Fax 213 171 610

Exmo. Senhor,
Dr. Ing. Jorge Vasconcelos
M.I. Presidente da Entidade Reguladora do Sector
Eléctrico
R. D. Cristóvão da Gama, 1, 3º
1400-113 Lisboa

Sua referência	Sua comunicação de	Nossa referência	Data
		197/01/CA	26/03/2001

Assunto

**Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico
Perspectiva da EDP Distribuição**

Exmo. Senhor,

Junto se envia o documento contendo os principais comentários da EDP Distribuição sobre as questões mais relevantes colocadas a discussão por essa Entidade, no âmbito do processo actual de Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico.

Dada a importância do assunto, solicitamos a realização de uma reunião com V. Exa., por forma a apresentarmos a nossa posição sobre temas relevantes do sector eléctrico, bem como respondermos a questões ou dúvidas resultantes da análise do nosso documento.

Na expectativa da Vossa comunicação, apresento os meus melhores cumprimentos

O Presidente do Conselho de Administração

Jorge Ferreira Guimarães

Anexo: o mencionado

Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico

Perspectiva da EDP Distribuição

O objectivo deste documento é o de apresentar, de forma sintética, os principais comentários da EDP Distribuição sobre as questões mais relevantes colocadas a discussão pela ERSE no âmbito do processo actual de Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico¹.

O documento é constituído por um corpo principal que, *em primeiro lugar*, aborda os principais problemas do actual modelo de remuneração da actividade de distribuição (sendo feito um breve diagnóstico da situação actual e apresentadas propostas para a resolução dos problemas detectados - *capítulos 1 e 2*), e, *posteriormente*, apresenta os princípios gerais que deverão presidir, no nosso entendimento, às decisões sobre as principais questões associadas ao objectivo de “melhorar a concorrência no sector eléctrico” (*capítulo 3*) e “melhorar as relações com clientes” (*capítulo 4*). Em *anexo* são expostos os nossos comentários, de maior pormenor, às questões associadas às condições de ligação às redes do SEP e de fornecimento de energia eléctrica dos clientes do SEP. (Parte destas matérias foram já abordadas em documentos anteriores, mas, dada a sua relevância, entendemos por bem voltar a referi-las)².

1. Princípios do actual modelo de remuneração da actividade de distribuição

A EDP Distribuição reconhece a racionalidade dos grandes princípios subjacentes ao modelo de remuneração da actividade de distribuição de energia eléctrica definidos pela ERSE, designadamente (1) a definição da tarifa de Uso da Rede de Distribuição (URD) com base nos custos reais de partida da EDP Distribuição

¹ Este é o segundo documento apresentado pela EDP Distribuição no âmbito do actual processo de Revisão dos Regulamentos (o primeiro, “Contributos na generalidade para a Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico”, foi apresentado a 9 de Março).

² Alguns assuntos, que se consideram de importância significativa, foram remetidos dos Regulamentos para despachos posteriores da ERSE, que introduziram *nuanças* em relação aos próprios Regulamentos. Considera-se, assim, que na presente Revisão o princípio a adoptar deveria ser o de tratar todos os temas nos Regulamentos, com o objectivo de que estes documentos fossem os únicos reguladores do próximo período regulamentar.

nesta actividade e na adição de um retorno adequado para o capital investido (ROIC), (2) a possibilidade de recuperação dos custos incorridos em programas específicos que o Regulador pretende incentivar, por exemplo, protecção do ambiente, (3) a partilha de “lucros” com o cliente final, se estes estiverem acima de uma determinada percentagem das receitas da Empresa, ou (4) a evolução dos proveitos unitários permitidos com base na fórmula IPC-X por forma a incentivar a melhoria contínua da eficiência (*ainda que possam, no entanto, existir outros modelos de evolução dos preços que, incentivando igualmente a melhoria contínua da eficiência, apresentem riscos menores para as empresas de distribuição – e, conseqüentemente, para todos os agentes do SEP, incluindo consumidores*).

Num momento em que é discutida publicamente a possibilidade de revisão do primeiro princípio enunciado - utilização dos custos reais do distribuidor vinculado incorridos na actividade de distribuição -, com vista ao uso, em alternativa, de custos “virtuais” (ou custos “padrão”) determinados por análises de *benchmarking*, a EDP Distribuição pretende reafirmar que considera inadequada esta metodologia de regulação.

Na verdade, podem ser apontadas duas razões - uma de *princípio* e uma associada à credibilidade do exercício de *benchmarking* - para a não utilização de custos “virtuais” como custos a remunerar:

1. Uma empresa regulada deve, por princípio, ver reconhecidos os custos reais razoáveis incorridos na sua actividade. O Regulador deve apenas “controlar” o nível de rentabilidade da empresa (por forma a que esta não tire partido “abusivo” da sua posição dominante) e, adicionalmente, criar incentivos para que essa empresa continue, *de forma gradual*, a melhorar a sua eficiência (por exemplo, através da fórmula de evolução dos proveitos).

A existência de um determinado grau de eficiência *presente* de uma determinada empresa de distribuição justifica-se essencialmente pelo seu *legado histórico*, isto é, pelo enquadramento e pelas decisões tomadas no *passado*. Num contexto em que os actuais accionistas da EDP Distribuição e da *holding* da EDP esperam ver reconhecidos os seus custos reais, não seria apropriado alterar o princípio inicial defendido pela ERSE - na prática, os actuais accionistas poderiam ser incorrectamente prejudicados, ou beneficiados, face aos accionistas passados. Este é um princípio amplamente reconhecido na Europa e, em particular, na União Europeia, onde nenhuma empresa de distribuição de electricidade é remunerada com base na realização de *benchmarks* internacionais.

2. Um exercício global de *benchmarking* (com vista a realizar uma comparação dos custos totais das empresas de distribuição) constitui uma actividade extraordinariamente difícil de realizar e cujos resultados se podem revelar falíveis. Na verdade, existe um conjunto alargado de factores que, diferindo de empresa para empresa, dificultam a *quantificação* do grau de eficiência:
- Diferenças na dimensão das empresas - naturalmente, será de esperar que as empresas de maior dimensão possuam uma vantagem face às de menor dimensão (nomeadamente, em termos de negociação com fornecedores, diluição de custos fixos, por exemplo, de sistemas informáticos, etc.);
 - Diferenças no consumo por cliente - naturalmente, as empresas com maior consumo por cliente possuem condições para alcançar uma maior produtividade (para a mesma quantidade de energia transitada na rede, servem um menor número de clientes); esta situação é particularmente relevante para o caso português: como se sabe, o consumo *per capita* na Europa é superior em cerca de 60 por cento ao consumo *per capita* em Portugal (mesmo em Espanha, o consumo *per capita* é superior em cerca de 20 por cento ao verificado em Portugal);
 - Diferenças na evolução histórica do consumo ou do desenvolvimento da rede eléctrica - uma evolução mais gradual do consumo ou do desenvolvimento da rede permite obter melhores níveis de eficiência (em Portugal, nos anos 80, procedeu-se a uma electrificação massiva do país, o que criou, inevitavelmente, descontinuidades na utilização dos activos);
 - Diferenças na estrutura do consumo - uma empresa que possua uma menor percentagem de consumo em Baixa Tensão tem vantagem em termos de custos (na medida em que esta rede é significativamente mais onerosa do que a rede de Média ou Alta Tensão); esta situação é igualmente relevante para o mercado português que possui, comparativamente aos restantes países europeus (incluindo a Espanha), uma maior percentagem de consumo em Baixa Tensão;
 - Diferenças na estrutura de custos da actividade de distribuição - por exemplo, em Portugal, ao contrário do que se verifica em Espanha, são cobradas pelos municípios rendas associadas aos contratos de concessão (este factor, considerado individualmente, poderia explicar diferenças de eficiência de cerca de 15 por cento);

- Diferenças nas características do território servido (por exemplo, densidade da população), conduzindo a diferenças nas estruturas das redes adoptadas - por exemplo, a rede de Baixa Tensão em Portugal possui uma capilaridade significativamente superior (portanto, com maiores custos) à da rede espanhola: em Portugal, o comprimento da rede de Baixa Tensão por cliente de Baixa Tensão é superior em cerca de um terço ao verificado em Espanha;
- Diferenças nas curvas de carga do consumo - uma curva de carga mais uniforme (quer diária, quer anual) apresenta custos significativamente inferiores para o mesmo nível de consumo global, face a uma curva menos uniforme; esta situação pode ser ilustrada, por exemplo, com a situação do Algarve que, na prática, possui uma rede dimensionada para o mês de Agosto (estando sobredimensionada nos restantes períodos do ano); sendo o turismo uma das actividades principais do nosso país, esta situação torna-se especialmente relevante para o caso da EDP Distribuição;
- Diferenças com base nas exigências ditadas pela regulação ou legislação ambiental - por exemplo, a percentagem de rede subterrânea exigida (que implica custos bastante superiores de instalação e manutenção aos da rede aérea).
- Diferenças no nível de participação dos clientes nos custos de ligação à rede - naturalmente, as empresas de distribuição cujos clientes participem em maior grau no custo de ligação às redes apresentam uma vantagem estrutural;
- Diferenças no serviço prestado pela empresa de distribuição - por exemplo, diferenças nas obrigações associadas ao serviço público (electrificação rural, manutenção da iluminação pública, participação do distribuidor nos investimentos em aparelhos de IP, etc.) e no modo da sua remuneração, diferenças no nível de serviço legalmente estabelecido, etc., conduzem naturalmente a diferentes estruturas de custos.

Estas são as razões pelas quais os exercícios de *benchmarking* realizados pelas empresas de distribuição têm habitualmente um âmbito relativamente restrito (e não global), e não visam apenas comparações “numéricas” - mas sobretudo técnico-operativas e de modelos organizativos.

2. Problemas associados à implementação do modelo de remuneração da actividade de distribuição

Apesar de os princípios do actual modelo de remuneração definido pela ERSE estarem, na sua essência, correctos, a aplicação prática deste modelo conduziu, no entanto, a uma situação que não permite a remuneração correcta dos seus accionistas e, a prazo, pode comprometer a oferta de um serviço adequado aos seus clientes.

O preço médio de Uso da Rede de Distribuição registou uma descida real superior a 20 por cento em três anos, o que afectou severamente os resultados líquidos da Empresa, que registaram uma descida de mais de 50 por cento em termos reais, apesar de um aumento do consumo de energia eléctrica superior ao expectável. Esta situação não permite a remuneração adequada dos capitais investidos pelos accionistas - na verdade, a manutenção do actual sistema poderá comprometer a viabilidade e a sustentabilidade técnica e financeira da actividade de distribuição em Portugal a médio prazo.

Na realidade, existe um conjunto de problemas associados à implementação deste modelo que urge resolver: **(1)** valor permitido para o retorno do capital investido (ROIC), **(2)** custos reconhecidos na actividade de distribuição, e **(3)** valor do "X", na fórmula IPC-X.

Para além destes problemas, existe uma questão adicional que a EDP Distribuição considera de extrema importância. Deve ser um objectivo do Regulador evitar variações abruptas nos valores iniciais dos parâmetros a vigorar na fórmula do Regulamento Tarifário para cálculo do montante de proveitos permitidos para a tarifa de URD.

2.1. Valor permitido para o ROIC

O retorno implicitamente permitido pela ERSE para o capital investido da EDP Distribuição (4,5 por cento após impostos em termos nominais³) é o mais baixo permitido, explícita ou implicitamente, às empresas de distribuição da União Europeia, com grande diferença em relação aos demais - por exemplo, em Espanha é, implicitamente, permitido um ROIC de 8,0 a 9,0 por cento, na Holanda de 7,0 a 8,5 por cento, na Finlândia de 6,1 a 8,8 por cento, em Itália de 7,4 por cento, e no Reino Unido de 6,5 por cento (todos valores nominais e após

³ Fonte: ERSE - Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2001 - Portugal Continental (Quadro 17.4): é apresentado, para o ano de 2001, na rubrica "Rentabilidade dos Capitais Empregues" um valor de sete por cento, nominal e antes de impostos, para a remuneração do capital investido da EDP Distribuição.

impostos). O ROIC permitido à EDP Distribuição na actividade de distribuição é inferior ao seu custo do capital, o que impede a recuperação dos investimentos realizados (o diferencial de quatro pontos percentuais entre o custo de capital da EDP Distribuição e a remuneração permitida corresponde a um valor anual de cerca de 25 milhões de contos, líquidos de impostos). A manutenção do actual modelo de remuneração implicará, a prazo, a rotura desta actividade e o eventual afastamento dos capitais financiadores.

A origem do problema parece residir na metodologia de cálculo do custo do capital investido pela EDP Distribuição adoptada pelo Regulador no primeiro período regulatório. Consideram-se as participações (particulares, autarquias, fundos comunitários, etc.) como parte do capital investido (com custo de capital nulo) para efeitos de cálculo do *custo do capital*, enquanto que não se consideram para efeitos do cálculo do *capital investido*. A metodologia correcta passaria por não incluir as participações nem no cálculo do custo de capital, nem no cálculo do capital investido.

A resolução deste problema passaria por reconhecer o verdadeiro custo de capital da actividade de distribuição da EDP - que se situa actualmente, em valores nominais e após impostos, entre oito e nove por cento -, garantindo assim a atracção dos capitais necessários para investir no SEP. Uma solução de transição poderia passar por definir um "X" nulo até que a EDP Distribuição alcance um ROIC consentâneo com o seu verdadeiro custo de capital que, em qualquer caso, deveria ser "formalmente" reconhecido pela ERSE.

2.2. Reconhecimento de todos os custos da actividade de distribuição

Não são actualmente reconhecidos para o cálculo dos proveitos associados à tarifa de URD todos os custos da actividade de distribuição, nomeadamente, entre outros, alguns custos de gestão de reclamações associadas ao serviço técnico, e os custos da actual rede de lojas da EDP Distribuição (que se justificam sobretudo para serviço aos clientes da actividade de distribuição - apoio aos pedidos de novas ligações, alteração de potência, etc. -, e menos para o serviço de comercialização "puro", que pode ser baseado, como já o é actualmente, em lojas *franchisadas*, nos agentes de cobrança da EDP presentes no terreno, nos balcões dos CTT e na parte respeitante à actividade comercial do *call center*).

A EDP Distribuição reconhece, nesta matéria, alguma responsabilidade - de facto, a estimativa dos custos da actividade de distribuição realizada pelas anteriores quatro empresas de distribuição (e aceites pela ERSE) conduziu a custos significativamente inferiores aos custos reais desta actividade (ainda que existam razões atenuantes para explicar esta situação: as quatro empresas de distribuição

tenham uma organização tradicional das actividades de distribuição e comercial, que tem vindo, entretanto, a ser adaptada à progressiva liberalização do mercado, mas que dificultaram o exercício de quantificação dos custos da actividade de distribuição em 1998). Adoptando as palavras da ERSE, “a experiência adquirida (...) permitiu identificar lacunas e defeitos que importa colmatar e corrigir”.

Na realidade, é possível retirar as seguintes conclusões de uma observação pormenorizada da actual estrutura de contabilidade interna da EDP Distribuição:

- A actividade de distribuição apresenta custos superiores aos estimados em 1998 para o ano 2000 (sendo que, inversamente, a actividade comercial apresenta custos inferiores aos estimados), pelo que se torna necessário reconhecer integralmente estes custos;
- A actual actividade comercial da EDP Distribuição apresenta ainda custos que deverão ser considerados na actividade de distribuição (por exemplo, grande parte dos custos da rede de lojas, tratamento em *back office* de reclamações técnicas, etc.), isto é, os custos normalmente apelidados de “comercial de redes”. *Na realidade, a inclusão actual da função de “comercial de redes” na Área Comercial da EDP Distribuição prende-se com razões de eficiência – a alternativa teria sido criar duas áreas comerciais, uma responsável pela actividade “pura” de comercialização (essencialmente contratação, facturação e cobrança aos clientes) e outra para a actividade de “comercial de redes”, o que traria naturalmente custos acrescidos para o SEP.*

É fundamental aproveitar o actual período de Revisão dos Regulamentos para corrigir esta situação, reconhecendo integralmente os custos da actividade de distribuição (custos que existiriam mesmo que a EDP Distribuição não assumisse a actividade de “comercialização de electricidade” – nomeadamente, os custos com o relacionamento comercial dos clientes da actividade de distribuição), ajustando convenientemente a tarifa de URD. No mais curto espaço de tempo possível, a EDP Distribuição fará chegar à ERSE um detalhe dos custos da sua actividade, repartidos em três componentes: (1) custos das actuais estruturas organizativas da EDP Distribuição exclusivamente ocupadas com a actividade de distribuição, (2) custos da função “comercial de redes” (actualmente na Área Comercial da Empresa), que deverão ser imputados à actividade de distribuição, e (3) custos da actividade de comercialização “pura”.

No âmbito desta questão de definição dos custos da actividade de distribuição existe um problema adicional – de *princípio* – que importa igualmente discutir. A Entidade Reguladora definiu as leituras como uma actividade comercial. No entanto, a EDP Distribuição entende que, pelo menos, um “*serviço mínimo*” de

leituras⁴ deveria fazer parte da responsabilidade da actividade de distribuição, pelas três razões seguintes:

1. A empresa de distribuição é a principal prejudicada por eventuais situações de “sub-leitura” (associadas a fraudes ou a outras razões): na verdade, o eventual comercializador recebe em função da energia que é lida, mas também paga apenas em função dessa mesma leitura (adicionada de um valor standard para perdas na rede), sendo a empresa de distribuição responsável pelas perdas reais incorridas.

Neste contexto, a empresa de distribuição é o agente que detém maior incentivo para a detecção de fraudes: enquanto que o eventual comercializador perde apenas a margem comercial da energia não cobrada, a empresa de distribuição incorre no custo integral dessa energia, isto é, incorre num custo cinco a dez vezes superior. É portanto compreensível que a EDP Distribuição não pretenda, de forma alguma, deixar de ser responsável por este processo;

2. A realização do processo de leitura pela empresa responsável pela actividade de distribuição é o modo mais eficiente de o realizar. A empresa de distribuição é o único agente que tem possibilidade de maximizar as economias de escala associadas a esta função - o seu leitor é o único capaz de ler sequencialmente todos os pontos de consumo de um dado percurso de leitura (por oposição, para o mesmo percurso de leitura, seriam necessários tantos leitores quanto o número de eventuais comercializadores que servissem os pontos de consumo em causa);
3. A empresa responsável pela actividade de distribuição é o “dono” do activo “contador”. As operações que incidem sobre esse activo deveriam ser da sua responsabilidade, na medida em que é o principal interessado na correcta manutenção desse equipamento (por oposição, um leitor de um eventual comercializador dificilmente teria incentivos para assegurar essa manutenção ou alertar a empresa de distribuição para determinado tipo de problemas detectados com a inspecção visual).

A EDP Distribuição entende, portanto, que os custos da actividade de distribuição deveriam incluir os custos de leituras (e da maioria das ordens de serviço). Seria apenas necessário definir o serviço “mínimo obrigatório” associado a esta função (número de leituras anuais), sendo este custo reconhecido nos proveitos da tarifa de URD (recorde-se que o cliente tem a opção de realizar leituras mensais através do telefone ou da Internet). Caso os eventuais comercializadores pretendam

⁴ E, igualmente, de ordens de serviço (por exemplo, colocação, substituição ou retirada de equipas de contagem, etc.).

realizar leituras com maior frequência (se, por exemplo, entenderem que deve ser essa a proposta de valor a apresentar aos seus clientes), estas devem ser pagas “à tarefa”, podendo ser realizadas - ou não - pela empresa responsável pela actividade de distribuição (caso o eventual comercializador pretenda utilizar a empresa de distribuição como prestador de serviço e esteja disposto a pagar o preço para *leituras individuais* - leituras fora dos roteiros habituais - definido pelo distribuidor, e validado pela ERSE).

2.3. Valor do X

A Entidade Reguladora definiu um “X” de cerca de cinco por cento para a Alta e Média Tensão e de seis por cento para a Baixa Tensão na fórmula IPC-X que condiciona a evolução dos proveitos permitidos para a tarifa de URD, o que é extraordinariamente agressivo.

Na realidade, dado que cerca de metade dos custos não são “actuáveis” pela gestão da EDP Distribuição (essencialmente amortizações, rendas aos municípios e outros encargos ligados com as concessões, e provisões), este valor de “X” implica que os custos “actuáveis” unitários⁵ (pessoal, FSEs e materiais) necessitam evoluir com, pelo menos, IPC-10%. Nos últimos três anos, apesar do esforço significativo conduzido pela EDP Distribuição para aumentar a sua eficiência (que se traduziu na redução de cerca de 3.000 colaboradores), não foi possível alcançar este objectivo (entre outras razões, porque há custos presentes de reestruturação interna para alcançar ganhos de eficiência que só se irão reflectir a prazo).

Neste contexto, torna-se evidente a necessidade de definir um “X” mais apropriado e realista do que o actual. *Este comentário não invalida o anterior, de que o valor do “X” deveria ser nulo até a EDP Distribuição obter uma remuneração alinhada com o seu custo de capital. Um valor mais realista para o “X” deveria ser implementado apenas após esse período.*

3. Processo de liberalização do mercado

3.1. Faseamento da abertura

A EDP Distribuição compreende os benefícios habitualmente associados à liberalização do sector (maior concorrência, melhor serviço, clientes mais

⁵ Custos unitários: custos absolutos divididos pela quantidade de energia transitada na rede.

satisfeitos, empresas mais robustas), tendo dado já sinais evidentes de que se prepara adequadamente para essa abertura. No entanto, defende que esta deve ser feita gradualmente e aproveitando a amplitude da legislação comunitária por forma a evitar uma eventual disrupção do sistema.

É fundamental que este processo seja conduzido de forma faseada e cuidadosa, minimizando os riscos existentes - por exemplo, o problema associado à transferência demasiado brusca de consumo do SEP para o SENV (neste cenário, seria necessário ajustar as tarifas do SEP, na medida em que a percentagem do consumo transferido para o SENV é significativamente superior à percentagem de custos do SEP que deixa de existir).

Esta transição, se não for conduzida com a devida precaução, terá importantes implicações a nível dos sistemas de gestão - não só para os futuros comercializadores, como também para o distribuidor - e dos mecanismos de controlo de consumo e liquidação de energia entre empresas, podendo gerar problemas desnecessários que desestabilizem gravemente o mercado.

Neste sentido, a EDP Distribuição favoreceria a implementação de um processo faseado que permitisse uma gradual adequação da Empresa e demais agentes - por exemplo, em Janeiro de 2002 poderiam ser liberalizados cerca de 600 a 1.000 clientes adicionais (número três a cinco vezes superior ao actual), responsáveis pela maior parte - cerca de 70 a 80 por cento - do consumo total em Alta e Média Tensão. A fasquia para a elegibilidade dos clientes poderia ser fixada inicialmente entre 4 e 2 GWh de consumo anual e, ano a ano, suavemente baixada até abranger a totalidade dos clientes de Alta e Média Tensão no final do próximo período regulamentar.

Numa altura em que, *por um lado*, apenas uma pequena parte dos clientes já liberalizados exercem o direito de sair do SEP (cerca de dez por cento dos 200 clientes actualmente elegíveis), e, *por outro lado*, no curto prazo, existem limitações à capacidade disponível no SENV (a capacidade dos produtores não vinculados e de interligação com Espanha representa cerca de um terço da capacidade necessária para servir todo o segmento de clientes de Média e Alta Tensão), parece, de facto, prematuro acelerar demasiado o processo de liberalização.

3.2. Opções tarifárias do distribuidor vinculado

A abertura de mercado irá sujeitar a Empresa a uma gradual concorrência, pelo que deverá continuar a ser-lhe permitido que apresente à Entidade Reguladora, mediante a redução dos proveitos permitidos, novas propostas de opções tarifárias mais adequadas às necessidades dos seus clientes. Especificamente, a

EDP Distribuição deve ter autonomia para praticar preços inferiores aos preços máximos.

4. Algumas reflexões sobre relações com clientes

4.1. Modelo de participações dos clientes

A EDP Distribuição considera que o actual modelo de participações dos clientes nos custos das obras de ligações à rede é, na generalidade, correcto, na medida em que transmite os incentivos adequados a todos os agentes intervenientes (os clientes pagam pelos activos que utilizam exclusivamente ou que nunca seriam construídos se não tivessem solicitado a ligação), fomentando a eficiência do sistema.

O regime actual evita subsidias cruzadas entre utilizadores das redes, promove a expansão eficiente da rede, mas sobretudo incentiva a responsabilização do cliente pelas estimativas de consumo, e facilita a introdução de concorrência na execução das ligações, uma vez que é dada a opção aos consumidores entre pagar a participação ou realizar a obra a expensas suas.

Uma eventual alteração do actual modelo no sentido de diminuir os encargos dos clientes no momento da ligação iria penalizar sobretudo os clientes actuais, que pagaram as suas ligações segundo o modelo actualmente vigente, e que iriam passar a pagar, através da tarifa de URD, parte dos custos das ligações dos futuros clientes.

Numa perspectiva exclusivamente financeira - não a única da EDP Distribuição -, uma eventual alteração do actual modelo de participações teria sempre de ser acompanhada de uma alteração do actual modelo de remuneração dos capitais investidos: todos os novos investimentos (em novas ligações e outros) teriam forçosamente de ser remunerados a oito a nove por cento após impostos (o custo de capital da Empresa).

4.2. Restantes iniciativas para melhoria da satisfação do cliente

Um dos objectivos principais da EDP Distribuição é a satisfação dos seus clientes, sendo este um dos elementos-chave da sua Missão. Consequentemente, a Empresa não só se encontra aberta a implementar iniciativas que melhorem continuamente a satisfação dos seus clientes, como está fortemente empenhada

em fazê-lo através da melhoria da qualidade técnica e da qualidade de serviço ao cliente.

Um princípio fundamental de mercados competitivos e eficientes é o de que “os benefícios para o cliente de qualquer iniciativa orientada a aumentar a sua satisfação devem mais do que compensar os custos incorridos”.

Neste contexto, será crítico quantificar com bastante segurança os benefícios potenciais e os custos a incorrer, por forma a que não sejam implementadas iniciativas que, na prática, reduzam a eficiência do SEP e do sistema eléctrico global a nível nacional. Esta questão é particularmente relevante para os custos de sistemas associados a novos desenvolvimentos – os investimentos em sistemas informáticos são normalmente elevados e raramente de rápida implementação.

5. Comentários finais

A EDP Distribuição reconhece o papel importante da Entidade Reguladora, que é o de assegurar a eficiência e a qualidade na globalidade do sistema eléctrico, protegendo adequadamente o interesse de todos os consumidores, assim como o de criar e manter condições para que as empresas reguladas sejam económica e financeiramente saudáveis, assegurando uma remuneração adequada para as suas actividades. Esta questão assume particular relevância num contexto de capitais maioritariamente privados da EDP, que exigem, incondicionalmente, uma rentabilidade adequada.

A Empresa reconhece a elevada dificuldade de que a tarefa da ERSE se reveste, dada a complexidade intrínseca do sistema eléctrico. Pretende com este documento contribuir para um processo de Revisão dos Regulamentos mais eficiente e eficaz.

Na tabela apresentada na página seguinte, é feita uma síntese das questões e propostas apresentadas pela EDP Distribuição neste documento. Consideramos fundamental discutir estas propostas com a ERSE no mais curto espaço de tempo (para o que deveria ser agendada uma primeira reunião de trabalho conjunta com este fim).

Este documento não encerra forçosamente a posição da EDP Distribuição relativamente à Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico, pelo que a Empresa apresentará posteriores comentários sempre que achar oportuno.

Tabela-síntese das questões e propostas da EDP Distribuição

26 de Março de 2001

Questão	Proposta
1. Remuneração da actividade de distribuição com base em custos "virtuais" determinados por análises de benchmarking	<ul style="list-style-type: none"> • Manutenção do actual regime de remuneração da actividade de distribuição com base em custos reais
2. Valor permitido para o retorno do capital investido (ROIC)	<ul style="list-style-type: none"> • Reconhecimento de um custo de capital de oito a nove por cento após impostos para a actividade de distribuição • Definição de um "X" nulo até alcançar um ROIC consentâneo com o verdadeiro custo de capital da EDP Distribuição
3. Custos reconhecidos na actividade de distribuição	<ul style="list-style-type: none"> • Reconhecimento integral dos custos da actividade de distribuição (incluindo custos da função "comercial de redes") e respectivo ajustamento da tarifa de URD
4. Parâmetros da fórmula dos proveitos permitidos para a tarifa de URD	<ul style="list-style-type: none"> • Prevenção de variações abruptas nos valores iniciais dos parâmetros a vigorar na fórmula dos proveitos permitidos para a tarifa de URD
5. Estatuto das leituras	<ul style="list-style-type: none"> • Inclusão dos custos do "serviço mínimo" de leituras (e da maioria das ordens de serviço) na actividade de distribuição
6. Valor de "X", na fórmula IPC-X	<ul style="list-style-type: none"> • Definição de um "X" mais realista para o próximo período regulatório (apenas depois de a EDP Distribuição alcançar um ROIC adequado; nulo até esse momento)
7. Processo de liberalização do mercado	<ul style="list-style-type: none"> • Implementação de um processo faseado (liberalização de cerca de 600 a 1.000 clientes adicionais em Janeiro de 2002 - clientes com um consumo anual superior a 4 a 2 GWh; restantes clientes de Alta e Média Tensão liberalizados segundo faseamento anual)
8. Opções tarifárias	<ul style="list-style-type: none"> • Manutenção da possibilidade de formulação de novas opções tarifárias • Autonomia da EDP Distribuição para praticar preços inferiores aos preços máximos
9. Modelo de comparticipações dos clientes	<ul style="list-style-type: none"> • Manutenção do regime actual
10. Iniciativas para melhoria da satisfação dos clientes	<ul style="list-style-type: none"> • Implementação apenas das iniciativas com relevância significativa para os clientes • Reconhecimento dos custos associados nas tarifas do SEP

ANEXO

1. Relação REN - EDP Distribuição

No que diz respeito à tarifa de Uso da Rede de Transporte (no que afecta a remuneração da empresa de distribuição), tendo em consideração o parecer interpretativo da ERSE, relativo à energia reactiva a considerar para efeitos de facturação do uso da rede e não decorrendo, de forma directa, da regulamentação em vigor que, para efeitos de facturação, a energia reactiva deva ser contabilizada todos os períodos de 15 minutos, é real a impossibilidade de a EDP Distribuição controlar, naqueles intervalos, o factor de potência, pela modulação da entrada em serviço de escalões de baterias de condensadores. Acresce ainda que poderão ocorrer trânsitos de energia reactiva, nas redes de Alta Tensão que unem pontos de entrega, explorados em paralelo, que podem não corresponder a descompensações nos consumos, mas ser resultado das impedâncias em jogo nas redes de Alta Tensão e Muito Alta Tensão.

2. Ligações às redes do SEP

2.1. Adaptações e modificações da instalação a ligar à rede

No caso de se revelar necessário realizar adaptações e modificações das instalações a ligar à rede, o distribuidor deveria poder solicitar ao requisitante que este, à semelhança do que actualmente se verifica para a instalação de posto de transformação, colocasse à sua disposição, sempre que necessário, local apropriado ao estabelecimento e exploração de armário de distribuição.

2.2. Estudos e orçamentos

A actual metodologia para valorização dos estudos realizados para a elaboração dos orçamentos relativos à construção dos elementos de rede necessários à ligação de instalações de utilização às redes do distribuidor, baseada em tabela publicada para o caso das obras públicas, é a mais favorável para os clientes, uma vez que conduz a preços significativamente inferiores aos preços de mercado. Uma alteração da metodologia que transferisse esses custos para a tarifa de Uso da Rede de Distribuição criaria uma situação de injustiça para os clientes actuais que pagaram os orçamentos segundo o regime anterior e que passariam a pagar, através da tarifa, os estudos para o caso de novas ligações.

A disparidade de situações que ocorre em Média Tensão torna impossível a criação exaustiva de uma tabela representativa e justa, conduzindo a situações de subsídio cruzada.

No relacionamento com os clientes não se detectou a necessidade de actuar sobre os prazos propostos para elaboração dos orçamentos. Uma eventual redução dos prazos actualmente estabelecidos implicaria um aumento dos custos da EDP Distribuição.

2.3. Elementos de rede de uso exclusivo

Seria útil clarificar que o conceito de “elemento de rede de uso exclusivo” nas ligações de Média Tensão só se aplicará às segundas alimentações expressamente solicitadas pelo cliente.

2.4. Encargos relativos a elementos da rede de uso partilhado

No que respeita aos encargos referentes a elementos da rede de uso partilhado, haveria que compatibilizar o estabelecido no RRC com as disposições constantes no Despacho da ERSE nº 3/99 de 6 de Julho, nomeadamente quando no mesmo se fala em “acções imediatas ou diferidas de reforço da rede”. Deveria ainda ficar estabelecido que, no caso de aumento da potência requisitada, há lugar a comparticipação, mesmo se, existindo elemento de rede de uso exclusivo, o aumento de potência não implicar a sua modificação.

2.5. Alimentações com garantia especial

Se um consumidor pretender uma garantia especial de alimentação e esta for considerada mediante o estabelecimento de uma alimentação complementar, ficarão a seu cargo todos os custos totais respeitantes à segunda alimentação. No entanto, não pagará os encargos associados aos elementos de rede de uso partilhado.

2.6. Harmonização das disposições aplicáveis à ligação às redes

Gera-se, por vezes, alguma confusão entre o conceito de “ligação à rede” (tratado pelo RRC) e o de “condições de acesso às redes” (tratado pelo RARI), que é agravada pelo facto de serem matérias de dois Regulamentos diferentes.

Considerando que por “ligação à rede” se deve entender a construção da infra-estrutura física que permite o trânsito de energia até à instalação consumidora, parece pouco importante, para a determinação das respectivas condições, saber se a mesma se destinará a clientes do Sistema Eléctrico Público ou do Sistema Eléctrico Independente. De facto, nada obriga o interessado na

ligação a indicar qual o regime em que vai funcionar, podendo o mesmo ser variável ao longo do tempo.

Por “acesso” deverá ser entendida a utilização da infra-estrutura física para o trânsito de energia, respeitando fundamentalmente às condições comerciais dessa utilização.

Por outro lado, atendendo à separação entre as duas actividades do distribuidor vinculado (distribuição e comercialização), talvez fosse mais adequado que o RRC tratasse exclusivamente de relações no âmbito da actividade comercial, pelo que o tema das ligações à rede, do âmbito da actividade de distribuição (redes), seria tratado pelo RARI. Contudo, esta abordagem só poderá ser realizada após a introdução de alterações na legislação do sector eléctrico nomeadamente no Decreto-Lei nº 187/95 de 27 de Julho.

3. Necessidade de reforço da rede de distribuição em AT e MT

Quando os estudos realizados, no sentido de proporcionar o acesso à rede de distribuição vinculada, indiquem ser necessário proceder ao reforço da rede, a contagem dos prazos de execução dos respectivos investimentos deve ser suspensa, sempre que surjam dificuldades resultantes da não autorização de atravessamento de propriedades pelos respectivos proprietários.

4. Fornecimento de energia eléctrica a clientes do SEP

4.1. Princípios gerais

O distribuidor vinculado é obrigado, dentro da sua área de distribuição, a fornecer energia eléctrica a quem lha requisitar, nos termos estabelecidos nos contratos de concessão de distribuição de energia eléctrica em Baixa Tensão⁶ do RRC e com observância das restantes exigências legais e regulamentares. Os clientes, para além de não poderem ceder a electricidade a terceiros, não devem utilizar a energia eléctrica para fins diferentes do declarado, quando a declaração tenha sido

⁶ Os contratos de concessão de energia eléctrica em Baixa Tensão estão a ser renegociados, pelo que não parece ser esta a oportunidade para reverter para o RRC conteúdos da Portaria nº 148/84.

feita com o propósito de os eximir do cumprimento de requisitos legais ou regulamentares.

4.2. Aparelhos de medição para clientes do SENV

A disposição que actualmente obriga o distribuidor vinculado a fornecer e a instalar os contadores e os indicadores de potência, bem como os respectivos acessórios, nos pontos de ligação aos clientes não vinculados, parece ainda mais desajustada quando se perspectiva uma maior abertura de mercado, sobretudo no caso de se manter a regra de esses contadores serem de telecontagem. De facto, encontra-se regulamentarmente previsto que o distribuidor vinculado, quando perde parte do seu negócio, tenha de suportar custos acrescidos, o que conduz a que o fornecedor do cliente não vinculado use para a sua actividade um contador mais caro cujo custo foi suportado pelo distribuidor vinculado, e que se reflectirá na tarifa a pagar pelos clientes do SEP.

Entende-se que o regime deveria ser alterado por forma a que os clientes não vinculados (ou o seu fornecedor) que desejassem serviço acrescentado ao exigido regulamentarmente deveriam cobrir todos os custos adicionais. Desta forma seria evitada a subsidiação do investimento nestes contadores pelos clientes do SEP.

4.3. Cauções

Deve ser permitido ao distribuidor não devolver a caução e não aceitar a transferência bancária como forma de pagamento nos casos em que se tenham verificado um número significativo de recusas das entidades bancárias em proceder ao pagamento dos valores presentes, por responsabilidade do cliente.

Deve ser atribuído ao distribuidor o direito de condicionar a manutenção do fornecimento de energia eléctrica à reposição da caução, quando o cliente suspende o pagamento por transferência bancária.

Tendo sido publicado o Decreto-Lei nº 195/99 de 8 de Junho dever-se-á adaptar o RRC (utilização da caução), por forma a torná-lo coerente com o estipulado no referido Decreto-Lei.

4.4. Controlo da potência

O impedimento, pelo cliente, à colocação de dispositivos, nomeadamente disjuntores, destinados a evitar que seja tomada uma potência superior aos limites estabelecidos no contrato, obsta ao fornecimento à sua instalação de utilização e, encontrando-se o fornecimento já estabelecido, constitui fundamento para a interrupção do mesmo. Poderá, no entanto, o distribuidor manter o fornecimento nestas condições, facturando uma potência correspondente a 30 horas de utilização da potência contratada, com um mínimo de 6,9 kVA além da potência requisitada.

Deve ser conferida a possibilidade ao distribuidor de, para o caso dos clientes com alimentação trifásica, a quem tenha sido concedida uma margem de 3,45 kVA no controlo de potência, retirar essa margem, quando os clientes se oponham à passagem a monofásica da alimentação da sua instalação de utilização.

4.5. Procedimentos fraudulentos

Dever-se-ia proceder a uma melhor caracterização dos procedimentos susceptíveis de falsear o funcionamento normal dos aparelhos de medida, prevendo todas as situações explicitamente contempladas no Decreto-Lei nº 328/90 de 22 de Outubro (captação de energia a montante..., viciação..., alteração dos ...).

O RRC remete os procedimentos inerentes à inspecção e à vistoria das instalações, sempre que existam indícios ou suspeita de procedimentos fraudulentos, para os regulamentos da rede de transporte e da rede de distribuição. No entanto, estes nada referem quanto os mesmos. A EDP Distribuição considera que agora surge a oportunidade para um esclarecimento da questão, nomeadamente quanto ao prazo máximo para requerer uma eventual vistoria.

Salvo prova em contrário, presume-se que qualquer procedimento fraudulento é imputável ao utilizador da instalação onde se integre o equipamento de medida ou controlo de energia eléctrica. Deve ser retirada do RRC a desresponsabilização do utilizador, no caso de terceiros terem livre acesso ao equipamento. Esta formulação pode ser entendida como um “convite” à violação dos contadores colocados nas escadas dos prédios ou nos muros das moradas.

4.6. Interrupções do fornecimento de energia eléctrica

Deveria ser considerada a situação de poder interromper o fornecimento de energia eléctrica nos casos em que os clientes impeçam a instalação ou a substituição dos dispositivos que constituem a equipa de medida, ou nos casos em

que utilizem a energia para fins diferentes do declarado, com o propósito de os eximir do cumprimento de requisitos legais ou regulamentares exigíveis para o fim dissimulado.

Sempre que o cliente solicite que o pré-aviso de interrupção do fornecimento seja enviado para um local expressamente indicado, este endereço passa a vigorar para todos os efeitos relacionados com o cumprimento das obrigações do cliente emergentes do contrato, nomeadamente os previstos nos artigos 236º-A e 238º-A, do Código de Processo Civil, nos termos da redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei nº 183/2000, de 10 de Agosto (que requer a citação postal do cliente no endereço deste, em caso de litígio sobre o contrato).

4.7. Indemnizações

O artigo 41º das CGVEEAT, anexas ao Decreto-Lei nº 43.335, de 19-11-1960, que se encontra em vigor, estabelece o valor da indemnização a pagar pelo distribuidor ao cliente lesado em situações de interrupção não enquadráveis no regime estabelecido, não o fazendo depender do prejuízo efectivamente sofrido, mas adequando-o à dimensão da falha que o provocou. Uma disposição deste tipo é indispensável num sector como o eléctrico, pois não parece passível de ser suportado pelas empresas do sector que uma pequena falha (por exemplo, a incorrecta actuação de uma protecção) possa dar origem ao pagamento de indemnizações de montantes extremamente elevados.

Assim, as interrupções de fornecimento por facto não imputável ao cliente, ou por razões não enquadráveis no regime de interrupções de fornecimento estabelecido na Subsecção X do RRC, e que causem prejuízos, constituem o distribuidor na obrigação de pagar ao cliente lesado uma indemnização de montante que deve ser igual ao triplo do valor da energia que este consumiria durante o período que durou a interrupção, tomando-se como base o preço médio da energia consumida no trimestre anterior.

Sempre que a causa da interrupção seja imputável a terceiras entidades, nomeadamente as que integram o SEP ou o SENV, o distribuidor tem o direito de regresso contra essas entidades pelas importâncias que pagar. Nomeadamente, deve ser atribuído ao distribuidor vinculado o direito de regresso junto da REN relativamente às compensações ou indemnizações que tenha de pagar aos clientes, resultantes de interrupções de fornecimento por parte daquela empresa, e que deve abranger não apenas a interrupção em si mas os efeitos de arrastamento desta, uma vez que entre a reposição por parte da REN e a reposição de alimentação aos clientes decorre um período de tempo necessário à execução de procedimentos técnicos e de segurança.

5. Processo de desvinculação

O contrato entre o cliente e o distribuidor vinculado deve ser considerado um contrato comercial normal com todas as consequências em termos de prazo, independentemente do exercício do estatuto de cliente não vinculado.

Entende-se que o Acordo de Acesso e Operação das Redes pode ser suspenso por incumprimento de obrigações comerciais assumidas no seio do SEP.

Deve ser revertido na regulamentação o espírito do Decreto-Lei nº 182/85 que no número seis do artigo 48º, previa a existência de um pré-aviso com uma duração significativa. Para que este processo possa ser atempada e devidamente conduzido, a EDP Distribuição deveria receber um pré-aviso de, pelo menos, um mês, relativo aos clientes do SEP que pretendam aderir ao SENV.