

**RESPOSTA À 36.ª CONSULTA PÚBLICA RELATIVA À PROPOSTA DE REVISÃO DO
REGULAMENTO DO ACESSO ÀS REDES E ÀS INTERLIGAÇÕES (RARI), DO
REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS (RRC) E DO
REGULAMENTO TARIFÁRIO (RT)**

EDP DISTRIBUIÇÃO – ENERGIA S.A.

Lisboa, 13 de Junho, 2011

**RESPOSTA À 36.ª CONSULTA PÚBLICA RELATIVA À PROPOSTA DE REVISÃO DO
REGULAMENTO DO ACESSO ÀS REDES E ÀS INTERLIGAÇÕES (RARI), DO
REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS (RRC) E DO
REGULAMENTO TARIFÁRIO (RT)**

EDP DISTRIBUIÇÃO – ENERGIA S.A.

I. INTRODUÇÃO

Em resposta à consulta pública formulada no passado dia 13 de Maio pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), a EDP Distribuição – Energia S.A. (EDP Distribuição) vem, pelo presente, transmitir um conjunto de comentários e sugestões a propósito das propostas de revisão do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI), do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) e do Regulamento Tarifário (RT).

Os comentários formulados no presente documento visam apresentar a posição que a EDP Distribuição sustenta em relação às diversas matérias que são objecto de proposta de revisão.

Importa desde já reconhecer o mérito e o esforço colocado pela ERSE nesta profunda revisão regulamentar, denotando um empenho na inovação regulatória que se considera positivo.

Todavia, e a montante dos comentários específicos que se efectuam no restante documento, a EDP Distribuição considera que esses **comentários estão fortemente condicionados por dois factores essenciais e incontornáveis:**

1. Em primeiro lugar, as obrigações assumidas pelo Estado Português no Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades de Política Económica (*Memorandum of Understanding - MoU*), de 3 de Maio passado, no que respeita aos mercados da electricidade e do gás. Estas carecem de desenvolvimento legislativo, permanecendo ainda incerteza sobre vários temas, como por exemplo a **extinção de todas as tarifas reguladas. Neste sentido terá** que ser apresentado a muito breve trecho pelas autoridades um plano para a transição dos consumidores para o mercado livre.

Por outro lado, está em curso em Portugal a transposição da Directiva 2009/72/CE, de 13 de Julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade.

Esta proposta de revisão regulamentar aborda um conjunto de temas também tratados na referida Directiva, sendo de salientar que **o conteúdo regulamentar ora proposto é por vezes diverso do texto da própria Directiva**. Acresce que o **texto final do Decreto-Lei que a transporá é ainda desconhecido** pelo que a incerteza em que tal se traduz poderá aconselhar prudência na revisão regulamentar.

2. Em segundo lugar, verifica-se que, em vários temas, as propostas têm por objecto alterações profundas à forma de desempenho de actividades e da remuneração das empresas reguladas. No entanto, **muitas das revisões regulamentares propostas carecem e remetem para sub-regulamentação ainda desconhecida**.

Neste contexto, os comentários efectuados estão fortemente condicionados pelo desconhecimento e pela incerteza do detalhe que será posteriormente definido. Assim, não obstante se possa concordar nalguns aspectos com os princípios subjacentes às alterações propostas, essa concordância dependerá naturalmente do que for posteriormente regulamentado.

Ainda no âmbito de comentários enquadradores, não se pode deixar de salientar que a clarificação esperada de algumas indefinições acima expressas, designadamente a relativa à **extinção das tarifas reguladas até 1 de Janeiro de 2013, terá implicações profundas na actividade das empresas reguladas, e em particular no papel e missão que o Comercializador de Último Recurso (CUR) desempenha no Sistema Eléctrico Nacional.**

Em concreto, considera-se que esta **revisão regulamentar terá que ser ajustada em conformidade com os compromissos entretanto assumidos pelo Estado Português e reflectidos no Memorando.**

Sendo o fim das tarifas reguladas até 1 de Janeiro de 2013 um cenário bastante provável, considera-se que importaria efectuar uma reflexão aprofundada sobre se algumas das alterações propostas deverão mesmo ser levadas a cabo neste momento.

Com efeito há algumas propostas de alteração regulamentar que representam modificações profundas ao funcionamento das empresas, que são disruptivas, que acarretam custos elevados e que estarão a ser implementadas num contexto de grande incerteza e volatilidade. Acresce que essas **alterações muito provavelmente poderão estar em vigor apenas durante 1 ou 2 anos e/ou aplicar-se a actividades que, mercê do fim das tarifas reguladas, verão a sua importância e volumes de energia reduzir-se de forma muito significativa**, colocando seriamente em causa o balanço custo/benefício das alterações regulamentares propostas.

Assim, importaria adoptar uma postura prudente e não lançar desde já alterações regulamentares cuja vida útil ou importância relativa pode ser drasticamente afectada em consequência do desenvolvimento legal já anunciado.

Na secção seguinte apresentam-se os comentários aos regulamentos, organizados por documento de proposta de alteração regulamentar.

De referir que os **comentários foram efectuados na assumpção que o sector eléctrico não sofrerá alterações legislativas significativas, o que, conforme já se referiu, não é de todo seguro.**

Finalmente, salienta-se que os comentários produzidos têm por objecto exclusivo os textos dos documentos das “alterações ao articulado”. Com efeito, **não se comentarão os “documentos justificativos”, apesar da empresa não se rever claramente nalguns aspectos desses documentos**, como por exemplo, no respeitante à Proposta de Regulamento Tarifário:

1. A ilustração do efeito teórico de que se a empresa estiver a incumprir *“na meta de redução do Opex existe a hipótese da mesma diminuir o nível de investimento dispendido, de modo a que o nível de proveitos permitidos estabelecido pela ERSE não se altere”* (figura 3-12) é falaciosa e claramente não sustentada. Não existe demonstração de uma relação de causa e efeito, sendo que a evolução dos investimentos tem um conjunto de drivers muito maior do que o grau de cumprimento das metas de Opex. Aliás, a prossecução do comportamento estratégico que é invocado nesta secção do documento justificativo poderia trazer consequências muito mais nefastas para a empresa de distribuição.

Ainda neste tema, observando conjugadamente as figuras 3-11 e 3-12, verifica-se que o afastamento da remuneração real face à prevista está associado a um patamar de investimentos superior, demonstrando claramente que o comportamento que a ERSE invoca não foi seguido. Acresce ainda que as rentabilidades poderão não estar relacionadas com o investimento, como se pode concluir da análise do ano de 2008 onde a rentabilidade foi o reflexo de custos não controláveis.

2. A comparação efectuada pela ERSE relativa à qualidade de serviço em Portugal e Espanha (figura 3-23 – evolução do TIEPI em Portugal e Espanha entre 2003 e 2010) é metodologicamente incorrecta e pode induzir em erro.

Com efeito, na figura 3-23 comparam-se realidades totalmente distintas quer a nível técnico/operacional, quer a nível regulamentar e, portanto, são elementos cuja comparação não pode ser realizada sob pena de se produzirem afirmações sem sustentação estatística.

A título de exemplo, é sabido que as redes portuguesa e espanhola apresentam características de implantação geográfica totalmente distintas, seja pelo facto da rede nacional ter uma capilaridade bastante superior, seja por a rede espanhola servir conglomerados populacionais de maior dimensão podendo concentrar os seus esforços de melhoria do TIEPI.

Outra distinção entre Portugal e Espanha, são as regras existentes para definir o que é um evento excepcional. Com efeito, em Espanha, a definição de evento excepcional permite uma abrangência temporal superior à vigente em Portugal, deduzindo esse tempo ao TIEPI e enviesando o indicador que não traduz a realidade subjacente.

Apresentam-se seguidamente os comentários e sugestões aos documentos das propostas de revisão regulamentar.

II. COMENTÁRIOS E SUGESTÕES

Os comentários e sugestões de alteração aos textos da proposta de revisão regulamentar encontram-se organizados por regulamento, identificando-se a matéria em apreço.

Iniciar-se-á pelo Regulamento Tarifário (RT), seguindo depois para o Regulamento de Relações Comerciais (RRC) e, finalmente, efectuar-se-á breves referências no contexto do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI).

REGULAMENTO TARIFÁRIO

1. Tarifas de Acesso às Redes – adopção de tarifas do tipo *Critical Peak Pricing* (CPP)

Esta proposta poderá ser encarada como o reconhecimento de alguns dos benefícios que a introdução das *Smart Grids* em Portugal irá trazer.

Considera-se que as reflexões que a ERSE despoleta, solicitando uma proposta conjunta do ORD e ORT, são extremamente úteis no sentido de vir a integrar os seus resultados no âmbito da implementação de *Smart Grids* em Portugal.

Apesar de se considerar que a eventual opção de CPP pode trazer algumas vantagens teóricas a nível da gestão do sistema eléctrico, importa verificar se também do ponto de vista prático essa adopção se traduz efectivamente num mecanismo eficaz. Com efeito, do ponto de vista tecnológico existe evolução significativa que poderá ser um facilitador de iniciativas deste género, mas importará garantir a sua maturidade e *roll-out* significativo para que os benefícios que se pretende atingir possam assumir uma dimensão relevante.

Considera-se à partida ser de evitar iniciativas imediatistas que possam vir a ser adoptadas sem uma análise custo-benefício, caso sejam necessários equipamentos ou desenvolvimentos de sistemas informáticos significativos e sem garantias da compatibilidade com a integração nas *Smart Grids*. Assim, sugere-se que deverá existir uma evolução, mas que esta deverá ser prudente. Aliás, a referência efectuada pela ERSE ao exemplo espanhol é importante e relevante, pois as iniciativas de CPP referidas no documento justificativo não representam na realidade uma revolução do paradigma das tarifas de acesso, mas sim uma evolução gradual que deverá ser prudente.

2. Nova opção tarifária BTN \geq 20,7 kVA, com registo da potência máxima contratada

No âmbito da harmonização do conceito de BTE e BTN entre as regiões autónomas e Portugal continental a ERSE propõe para este último território a criação de uma opção tarifária BTN \geq 20,7 kVA, com registo da máxima potência contratada, da energia activa em quatro períodos horários e da energia reactiva indutiva e capacitiva.

Importará avaliar esta proposta a dois níveis:

i. Custos com equipamento necessário ao exercício da opção tarifária

A criação da nova opção tarifária poderá obrigar à instalação de cerca de 250.000 novos equipamentos de contagem, visto que os actualmente instalados em clientes BTN \geq 20,7 kVA não estão preparados ou capacitados para prestarem o serviço pretendido. Aos custos de equipamentos novos (que de acordo com a interpretação da ERSE relativa à Lei n.º 12/2008 não são reconhecidos na base de activos regulados) e de mão-de-obra necessária a essa instalação **(que poderá atingir valores da ordem do 15 milhões de euros)**, acrescem os custos decorrentes da eliminação provável dos contadores existentes e das imprescindíveis alterações aos sistemas de cálculo e facturação.

ii. Extinção anunciada das tarifas até 1 de Janeiro de 2013

Conforme já foi expresso, o Estado Português assumiu o compromisso de extinguir as tarifas reguladas até 1 de Janeiro de 2013. Este compromisso despoleta claramente a necessidade de revisão da oportunidade desta proposta. Será efectivamente vantajoso criar esta nova opção tarifária, podendo ela estar vigente apenas por um ou dois anos, e acarretar custos elevados, designadamente a nível de sistemas?

Atento o exposto, considera-se não ser oportuna a introdução da opção tarifária em causa. Tal resultaria numa convergência entre Portugal continental e as regiões autónomas que, para além de ser temporária e de necessidade não evidente, imputaria custos bastante relevantes e muito provavelmente não recuperáveis pela EDP Distribuição, considerando-se ainda que não deverá ser papel do ORD o financiamento da convergência em questão.

3. Melhoria da metodologia de aplicação do *Price Cap*: tratamento diferenciado do Opex e Capex

Considera-se que a proposta apresentada pela ERSE no sentido de diferenciar o tratamento do Opex e do Capex é uma alteração relevante, embora a EDP Distribuição não se reveja em alguns dos argumentos apresentados no documento justificativo, designadamente no que concerne à afirmação de que caso a empresa falhe o objectivo de eficiência do OPEX, esta poderá ser tentada a sacrificar Capex no sentido de não ter custos acima dos proveitos pré-estabelecidos.

Não obstante se efectuar uma apreciação globalmente positiva da metodologia teórica subjacente à alteração proposta, é evidente que a sua adequação terá que ser confirmada no seu desenvolvimento e na sua aplicação concreta.

Neste âmbito, um tema que causa grande apreensão à EDP Distribuição diz respeito à afirmação realizada na página 46 do “documento justificativo” e com a qual não se pode de todo concordar. Afirma o referido texto:

“[...] Outra vantagem desta metodologia prende-se com a uniformização do tratamento das actividades de redes, no que diz

respeito ao risco considerado no cálculo do WACC, designadamente com a taxa aplicada à actividade de transporte de energia eléctrica”.

Podendo reconhecer-se que, com a proposta da ERSE, o risco regulatório da actividade de distribuição será impactado, este continua a ser significativamente distinto da actividade de transporte, uma vez que à actividade de distribuição não se aplica o modelo de preços de referência e tem incentivos de eficiência sobre uma base de custos bastante mais alargada. Por outro lado, a remuneração da distribuição é impactada por indutores de custo com uma evolução dependente de factores exógenos às decisões da empresa (por exemplo, consumo ou clientes) e portanto não controláveis por esta. Este facto aumenta claramente o risco do seu proveito face ao risco de proveito da actividade de transporte, que está imune a estas variações pois os seus indutores são físicos, endógenos e controláveis pela empresa em causa. Por último, a actividade de distribuição tem vindo a ser substancialmente afectada pela Lei n.º 12/2008, que, segundo a interpretação da ERSE, não considera a amortização e a remuneração do investimento em contadores, ao contrário do que se passa na actividade de transporte.

Quanto ao risco operacional, este é consideravelmente superior na actividade de distribuição, na medida em que as redes de distribuição e transporte continuam a ter características muito distintas, designadamente a nível de presença geográfica, capilaridade, volatilidade dos custos de operação e manutenção, e também na exposição a factores ambientais.

Assim, embora as alterações ao modelo de remuneração da EDP Distribuição possam resultar numa redução da volatilidade dos proveitos permitidos, o risco da actividade de distribuição continua a ser superior ao da actividade de transporte de energia eléctrica justificando-se a consideração de um WACC superior para a primeira.

Ainda relativamente a este tema, importará efectuar uma menção à proposta de remunerar "*investimento em excesso, acima de um determinado nível*" a uma taxa de remuneração inferior à do restante activo. Esta é uma proposta cujo impacto apenas se pode aferir após a concretização dos respectivos parâmetros.

De um ponto de vista de clarificação desta proposta de regulamentação do investimento em excesso, **importaria precisar claramente que o investimento considerado para efeitos da determinação da ocorrência de excesso, deve ser o investimento realmente efectuado e não o que entrou em exploração.** Com efeito, do ponto de vista das operações, a data de entrada em exploração do investimento é menos controlável e está naturalmente dependente de uma série de factores externos que a EDP Distribuição não pode controlar.

Sem prejuízo do disposto no n.º 6A do artigo 82.º da proposta de RT, **seria útil também apresentar exemplos que se possam enquadrar no âmbito das situações excepcionais aí mencionadas por forma a reduzir a incerteza regulatória.**

A título ilustrativo, poderiam ser mencionados factores como o crescimento da procura ou a ocorrência de catástrofes que possam exigir investimentos adicionais aos previstos e propostos.

Assim, considera-se que a aferição das propostas efectuadas no âmbito do **tratamento diferenciado do Capex e Opex apenas poderá ser realizada com rigor e na sua plenitude aquando da definição dos parâmetros regulamentares, sendo que deverá continuar a existir um diferencial significativo no risco considerado no cálculo do WACC da actividade de distribuição e de transporte.**

Considera-se também que poderá haver vantagem em reflectir sobre a conveniência e utilidade de impor regras que, à partida e pelo histórico, aparentemente não serão aplicáveis, designadamente a relativa ao investimento “excedentário”. Se a ERSE entender que deverá manter o princípio subjacente à regra, importará então revê-la e clarificá-la por forma a tornar a sua operacionalização possível e reduzir a incerteza regulatória.

4. **Consolidação regulamentar da metodologia de fixação do WACC**

A ERSE tem vindo a adoptar desde o período regulatório 2009-2011 uma metodologia de fixação do WACC que consiste na sua indexação à taxa das Obrigações do Tesouro a 10 anos acrescida de um *spread*. A adopção desta metodologia baseou-se, segundo a ERSE, no facto de assim se conseguir uma *“menor exposição do custo de capital à incerteza que caracteriza a evolução das taxas de juro de mercado, que permite “imunizar” perdas desnecessárias para os consumidores”*. No entanto, esta actuação não encontra ainda suporte na regulamentação em vigor, designadamente no Regulamento Tarifário.

Seria conveniente que esta metodologia fosse consolidada a nível regulamentar, plasmando o que tem sido a prática. Tal traria benefícios a nível da transparência e previsibilidade cuja importância é crescente no actual contexto em que os mercados financeiros valorizam a mitigação da incerteza e atribuem-lhe valores relevantes.

5. **Melhoria da metodologia de aplicação do *Price Cap*: Inovação nas Redes**

A diferenciação que a ERSE se propõe efectuar do investimento inovador a nível da respectiva remuneração é naturalmente induzida pelo facto de o pioneirismo que as empresas reguladas assumem, não apenas em benefício próprio mas de todo o sector eléctrico (designadamente dos consumidores, produtores e da eficiência energética), poder implicar níveis de risco tecnológico ou operacional superior.

Naturalmente, e não obstante os princípios assumidos serem partilhados pela EDP Distribuição, **este novo modelo apenas poderá ser aferido aquando da sua implementação e da definição concreta dos parâmetros que lhe estão associados.** Com efeito, uma definição desequilibrada dos parâmetros – que se espera não venha a acontecer – poderia até resultar num retrocesso face à actual situação.

Na proposta de revisão regulamentar, é referido que o ORD deverá apresentar propostas de investimentos com carácter inovador acompanhadas da estimativa do potencial de redução dos custos operacionais, justificada com base nas melhorias e alterações introduzidas nos processos operacionais e na afectação de recursos.

Por um lado, a remuneração do activo associado a investimentos inovadores deverá ser maior, do que o das restantes, mas por outro lado, a meta de eficiência exigida a aplicar ao Opex também deverá ser maior.

A respeito desta proposta **é necessário ponderar devidamente os efeitos de eficiência (por vezes difusos e subjectivos) que se espera conseguir uma vez que a tecnologia está na sua infância e os benefícios podem apenas sentir-se a prazo e não necessariamente a nível do ORD,** como é sabido.

Assim, importará não assumir uma postura extremamente ambiciosa a nível das exigências de eficiência ou poderá acabar-se por provocar os desequilíbrios já mencionados.

Num outro âmbito – o de reporte da informação relativa a este aspecto - é exigida a apresentação de contas separadas e devidamente auditadas para os investimentos de carácter inovador e também uma referência à maturidade das novas tecnologias.

Sem prejuízo de se compreender a necessidade da ERSE em obter esta informação, importa desde já esclarecer que **esses elementos poderão enformar alguma subjectividade pois é naturalmente complexo antecipar a maturidade de uma tecnologia inovadora.**

6. Melhoria da metodologia de aplicação do *Price Cap*: Drivers de custos

A EDP Distribuição tem vindo a defender desde há algum tempo a eliminação da variável “consumo” enquanto *driver* na medida em que este não reflecte de modo adequado a evolução dos custos da empresa.

No entanto, nesta proposta regulamentar não existe uma definição de drivers para os anos seguintes, podendo a sua alteração frequente criar alguma volatilidade que a própria ERSE afirma querer evitar.

Adicionalmente, a própria ponderação entre componente fixa e componente variável dos custos de exploração da actividade de distribuição de energia eléctrica considerada para efeitos do *Price Cap* não encontra aderência nos custos que a empresa realmente enfrenta, tendo por base a evidência dos 12 últimos anos.

Importará apenas realçar a propósito desta proposta de alteração regulamentar que, à semelhança do sucedido no início de outros

períodos regulatórios, a EDP Distribuição envidará os seus melhores esforços para corresponder aos requisitos de informação previsional que é agora requerida, apesar das limitações temporais óbvias.

7. Alteração do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição

O elevado nível de exigência no que respeita à redução de perdas que a ERSE definiu para o último período regulatório coloca a EDP Distribuição num patamar de difícil gestão pelo que se considera racional reduzir a volatilidade e a incerteza relativa a prémios e penalidades dentro de uma banda de insensibilidade considerada razoável.

Neste âmbito apenas se considera oportuno mencionar que o sucesso desta proposta está extremamente dependente não apenas do nível de perdas de referência, mas também da amplitude e simetria da banda de insensibilidade. Terá naturalmente que ser equacionado um equilíbrio de parâmetros que mantenha os incentivos à procura constante de soluções para a redução das perdas de distribuição, mas que não seja extremamente volátil a nível do sentido do incentivo (penalidade ou prémio).

8. Contas reguladas

Na redacção do artigo 12.º da proposta de revisão do RT foi adicionado um novo número – 6ºA - que determina que as entidades reguladas enviem à ERSE, no início de cada período de regulação a designação da empresa de auditoria que irá certificar as contas e as regras contabilísticas para efeitos da regulação.

Atendendo a que:

- i. A auditoria das contas da empresa, em particular para as pertencentes a grupos empresariais cotados em bolsa, obedece a um conjunto de regras legais específicas e rígidas e de boas práticas de *corporate governance*, designadamente no que concerne à identidade das empresas que podem fornecer esse serviço;
- ii. Os períodos regulatórios não coincidem necessariamente com o período de contratação dos auditores das empresas;
- iii. No início do período regulatório pode até já se saber que dentro de 1 ou 2 anos será necessário mudar o auditor, em obediência às regras legais mencionadas em i. mas poderá ser impossível dizer com segurança quem será o auditor dentro de 1 ou 2 anos,

sugere-se a eliminação do referido n.º 6 A, pelo menos no que respeita a empresas pertencentes a grupos empresariais cotados nos mercados financeiros.

Caso a ERSE considere fundamental a manutenção deste n.º 6 A e não atendível a sugestão efectuada, então propõe-se a introdução de um novo n.º 6 B que salvaguarde alterações na identidade do auditor, sugerindo-se a seguinte redacção:

Artigo 12.º

Contas reguladas

1 – [...]

2 – [...]

3 – [...]

4 – [...]

5 - [...]

6 - [...]

6A - [...]

6B - Caso durante o período de regulação ocorra a cessação contratual com a empresa de auditoria, deverá ser designada no prazo de 90 dias nova empresa de auditoria que irá certificar as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação, dando-se conhecimento à ERSE.

9. Indexante de remuneração de desvios e ajustamentos

Actualmente a generalidade dos desvios e ajustamentos contidos no RT são remunerados utilizando como indexante a taxa Euribor a 3 meses, acrescida de um *spread*.

Esta situação encontra-se totalmente desfasada da realidade e não reflecte os custos em que as empresas reguladas incorrem ao estarem efectivamente a financiar o sector eléctrico por 1 ou mais anos. Com efeito, a regularização de desvios e ajustamentos é efectuada 1 a 2 anos após a sua concretização, sendo por isso mais compatível com a Euribor a 12 meses do que a Euribor a 3 meses.

Por outro lado, a reduzida liquidez a nível do financiamento bancário e do mercado de capitais dificulta a obtenção de novos financiamentos por parte da empresa, o que obriga à sua antecipação por um período razoável, contribuindo para o dilatamento do tempo acima referido.

Assim, sugere-se a revisão de todos os artigos da proposta de RT que se refiram a desvios e ajustamentos e determinem como indexante a taxa Euribor a 3 meses, no sentido de passarem a indexar esses ajustamentos e desvios à taxa Euribor a 12 meses.

10. Informação periódica a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RND

Para efeitos de simplificação do reporte de informação à ERSE sugere-se que os n.º 2 e n.º 4 do Artigo n.º 138 e os n.º 1 e n.º 2 do Artigo n.º 165 deixem de efectuar menção a balanço por actividade, permitindo que este reporte se efectue de modo agregado.

REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

1. Diferenciação da imagem dos operadores da rede de distribuição e do Comercializador de Último Recurso

O tratamento dado a nível legal e regulamentar em Portugal à diferenciação da imagem dos operadores da rede de distribuição e do Comercializador de Último Recurso tem excedido largamente o que é determinado pela legislação comunitária. Com efeito, a Directiva 2009/72/CE, no artigo 26.º, número 3 (parte final) apenas refere que não deverá ser criada *«confusão no que respeita à identidade distinta do ramo de comercialização da empresa verticalmente integrada»*.

Desta forma, observa-se que esta Directiva não acrescenta obrigações de diferenciação de imagem mais profundas do que as que já constam no RRC em vigor, e que foram adoptadas pelo operador da rede de distribuição e pelo comercializador de último recurso. De referir que, aquando da apresentação das alterações à imagem da EDP Distribuição e da EDP Serviço Universal, o grupo EDP já estava a ir bastante para lá do que é efectivamente exigido na legislação comunitária.

Assim, não se compreende a proposta de diferenciar ainda mais as imagens destes operadores, que efectivamente fazem parte de um mesmo grupo, solicitando-se à ERSE a consideração de toda a exposição de motivos apresentada em 2009 quando foi efectuada a proposta da actual diferenciação de imagem das empresas reguladas.

Certamente a exigência de novas obrigações de diferenciação irá criar custos adicionais que poderão não se verificar equilibrados, numa análise de custo/benefício, para além de até poder ser indutor de confusão nos consumidores, na medida em que estes poderão interpretar a alteração

de imagem das empresas em causa como uma medida de menor transparência.

Não se pode deixar ainda de referir a convicção que a eventual e alegada confusão dos consumidores relativamente à identidade do CUR ou mesmo com o operador de rede de distribuição, relativamente à do comercializador em regime de mercado do mesmo grupo empresarial, a que a ERSE alude no “documento justificativo”, não se resolverá com obrigações acrescidas de diferenciação de imagem.

A suportar esta convicção está o facto da diferenciação de imagem ir ao ponto de claramente identificar e destacar as empresas nominalmente, o que é a base óbvia e directa de toda a diferenciação.

Existindo ainda alguma “confusão” por parte de alguns consumidores, ela não poderá ser imputada à imagem das empresas. Muito provavelmente essa confusão encontra as suas raízes no desconhecimento do quadro organizativo do sistema eléctrico nacional por parte de franjas de consumidores.

Sugere-se assim que a **mitigação deste problema passe fundamentalmente por campanhas de formação e informação levadas a cabo pelas autoridades administrativas e associações de consumidores.**

Face ao exposto, sugere-se que sejam eliminados os números 4 e 5 do artigo 50.º (passando o n.º 6 para n.º4) e que sejam eliminados os números 9 e 10 do artigo 70.º (passando o número 11 a ser o número 10).

2. Programa de conformidade

A matéria do programa de conformidade encontra-se regulada no artigo 26.º, n.º 2, alínea d) da Directiva 2009/72/CE, a qual corresponde,

no essencial, à alínea d) do artigo 15.º da Directiva 2003/54/CE, agora revogada.

No direito em vigor, o programa de conformidade foi denominado como “código ético de conduta”, nos termos da alínea d) do n.º 2 do artigo 36.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro.

Uma vez que o fundamento material da Directiva é equivalente ao actual, admitiríamos que a solução por manter o “código ético de conduta”, como forma de cumprimento dos requisitos da Directiva, fosse suficiente, acrescentando-se apenas disposições relativas à elaboração e publicação de relatórios por entidade independente.

Seria, por isso, dispensável o aditamento de disposições regulamentares que vão muito para além do que determina o direito comunitário e a legislação nacional em vigor sobre este tema.

Em todo o caso, se tal não for a opção regulamentar, sugere-se que a norma legal a introduzir seja revista para adequação aos requisitos efectivamente previstos na Directiva.

Com efeito, de acordo com a Directiva o programa de conformidade não carece de aprovação de entidades administrativas. O modelo da Directiva consiste em atribuir a uma entidade independente do operador da rede de distribuição a responsabilidade pela sua monitorização, cabendo-lhe ainda apresentar à entidade reguladora um relatório com as medidas aprovadas para efeitos de divulgação.

Nesta medida, afigura-se prudente que a responsabilidade pela monitorização recaia sobre uma entidade independente a contratar pelo operador da rede de distribuição, cabendo à ERSE fazer o acompanhamento anual do cumprimento das regras.

Ainda relativamente a esta matéria, e dada a complexidade que a elaboração de um programa de conformidade pode envolver, solicita-se

a alteração do prazo proposto para a elaboração do programa de 90 dias para, pelo menos, 120 dias.

Assim, considera-se que se deverá equacionar a harmonização deste preceito com a previsão constante da directiva 2009/72/CE, sugerindo-se a seguinte redacção para o artigo n.º 51:

“Artigo 51.º

Programa de Conformidade dos operadores das redes de distribuição

1 – [...]

2 – [...]

3 – [...]

4 – [...]

5 – [...]

6 – O programa de conformidade deverá ser apresentado à ERSE pelos operadores das redes de distribuição, no prazo de 120 dias a contar da data de entrada em vigor deste regulamento.

[...]”

3. Novo regime da Tarifa Social

A proposta de revisão do RRC vem estabelecer os fluxos financeiros necessários à operacionalização do novo regime da Tarifa Social.

Paralelamente à definição dos fluxos financeiros, poderá ser oportuno e conveniente expressar regulamentarmente também os fluxos de informação e os meios e formas de comunicação subjacentes, quer no âmbito do Protocolo a estabelecer entre a Direcção Geral de Energia e Geologia e o Instituto de Segurança Social e o Instituto de Informática, I. P., do Ministério do Trabalho e da Segurança Social, quer no âmbito do

relacionamento entre os comercializadores e o ORD de forma a que este possa criar e manter os registos auditáveis, com informação por cliente, previstos no novo artigo 56.º, já que a recolha e verificação dessa informação para aplicação da tarifa social é, por imposição legal, atribuição exclusiva dos comercializadores.

4. Mudança de Comercializador

No âmbito da mudança de comercializador, a proposta de revisão do RRC introduz várias alterações que importa analisar de forma isolada:

i. Fixação do prazo máximo de 3 semanas para se efectivar a mudança de comercializador.

Considera-se adequada a proposta introduzida pela ERSE, na sequência do disposto na Directiva 2009/72/CE, tendo a EDP Distribuição garantido historicamente que essa transição se efectua em tempo mais reduzido.

ii. Adopção do princípio da data preferencial para transferência da responsabilidade do fornecimento

Apesar de se entender a motivação que terá induzido à contemplação por parte da ERSE da possibilidade de pré-estabelecer uma data para a transferência da responsabilidade pelo fornecimento, não pode contudo deixar se salientar que essa opção poderá **acarretar custos de alteração de sistemas informáticos que deverão ter reconhecimento regulatório e reflexo tarifário.**

Se a ERSE considerar que os benefícios de tal medida compensam os custos em que o sistema eléctrico terá que incorrer, então **será necessário salvaguardar um período para implementação das alterações aos sistemas informáticos que se revelarem**

necessárias, prazo este que estima não poder ser inferior a 210 (duzentos e dez) dias.

iii. Eliminação do número máximo de mudanças de comercializador/ano

Considera-se que a eliminação do número limite de vezes que o cliente pode mudar de comercializador por ano poderá ter **efeitos indesejáveis no sistema eléctrico.**

As mudanças em número excessivo podem aumentar o risco de períodos sem contrato, situação em que o operador da rede de distribuição se vê obrigado a interromper o fornecimento, ou a tentá-lo. Caso tal não seja possível executar por qualquer razão técnica, poderão ser geradas perdas comerciais acrescidas.

Assim, como proposta preferencial sugere-se a manutenção da actual redacção do n.º 1 do artigo 180.º (anterior artigo n.º 163.º).

Na eventualidade da ERSE decidir manter a proposta de eliminação do número máximo de mudanças por ano, sugere-se então que a limitação continue a ser aplicável apenas aos consumidores BTE e NT, por serem estes que poderão gerar volumes de dívida mais avultados.

5. Registo de ponto de entrega

O “documento justificativo” apresentado pela ERSE relativamente à proposta de revisão do RRC afirma que, do ponto de vista dos comercializadores, pode haver interesse em que se consagre um regime de acesso à informação das instalações de consumo próximo do que vigora em Espanha, em que o registo de informação da instalação está

universalmente acessível. Pretende-se com esta medida estimular a concorrência e a liberalização no sector.

No entanto, esse mesmo documento alerta para o facto da legislação de protecção de dados pessoais em vigor em Portugal não permitir que haja esta divulgação universal dos dados da instalação, pelo que se deverá procurar um equilíbrio entre os argumentos de desenvolvimento do mercado e de salvaguarda da reserva de confidencialidade.

Deste modo, o acesso a informação que contenha dados que se podem considerar de natureza estritamente pessoal deverá estar sujeito a autorização expressa do cliente.

A redacção proposta pela ERSE para o artigo 181.º do RRC, diferencia a informação em dois conjuntos de elementos, sendo que para um deles não será necessária a autorização expressa do cliente por se considerar que essa informação não enformará uma violação à lei de protecção de dados pessoais.

No espírito de prudência que é sempre aconselhável em matérias de dados de terceiros, considera-se importante que este entendimento da ERSE seja suportado em parecer ou autorização da Comissão Nacional de Protecção de Dados (CNPd).

Recorde-se que em Espanha houve dúvidas relativamente à interpretação da legislação e regulamentação em vigor sobre estas matérias.

Sem prejuízo da necessária consulta à CNPD, será ainda conveniente clarificar o que é entendido por "referenciação geográfica da instalação"? Em determinados casos, como por exemplo de instalações isoladas, essa informação poderá ser tão ou mais reveladora do que a disponibilização da morada, o que coloca com maior ênfase o direito que o consumidor tem de manter a confidencialidade dos seus dados de consumo.

Adicionalmente, se o conceito de "referenciação geográfica da instalação" for o da georeferenciação (latitude/longitude), cumpre alertar para o facto da EDP Distribuição não dispor dessa informação e que poderá acarretar custos e será moroso obtê-la para todas as instalações.

Importará ainda assegurar que as actuais condições contratuais que ligam os clientes aos seus comercializadores e, indirectamente, ao operador da rede de distribuição permitem a divulgação da informação em causa sem autorização expressa e prévia dos clientes.

De salientar finalmente que o artigo 136.º n.º3 continua a gerar algumas indefinições pelo facto de o CPE ser atribuído pelo operador da rede a que a instalação se liga e não pelo operador da rede responsável pela medida e prestação de dados ao mercado.

Assim, nas instalações dos clientes ligados à rede de MAT, subsistem hoje dois CPE, aquele que a REN atribui e aquele que é gerado aleatoriamente pelo operador da rede de distribuição.

6. Iluminação Pública (IP)

A extinção da tarifa regulada de IP e a passagem destes consumidores para o mercado pode suscitar diversas questões que **carecem de esclarecimento, nomeadamente quanto ao regime de interrupção aplicável e a definição do ponto de entrega.**

O regime de interrupção deverá ter em conta a natureza do fornecimento em causa, nomeadamente as questões de segurança de pessoas e bens.

O ponto de entrega para estes clientes deve corresponder ao ponto da rede que seja o início de um circuito exclusivamente para a iluminação pública.

Ao contrário do ponto de entrega a uma instalação de utilização particular, existe rede de distribuição em baixa tensão concessionada a jusante do ponto de entrega de IP, embora destinado exclusivamente a esta. Será necessário acautelar que a liberalização de IP não interfira com a expansão, alteração e operação desta rede, da responsabilidade do concessionário de distribuição.

7. Medição de energia eléctrica

Entre outras medidas, a ERSE propõe:

- i. Que os operadores das redes de distribuição completem a instalação de equipamentos de medição nos circuitos de iluminação pública até 31 de Dezembro de 2012, de modo a evitar o recurso a estimativas de consumo que ainda se verificam em alguns municípios.
- ii. Estender a obrigação de instalação de contadores com características técnicas que permitam a telecontagem às instalações em BTE, em Portugal continental.
- iii. Alterar a periodicidade de leitura dos equipamentos de medição instalados nos circuitos de iluminação pública de 6 para 3 meses, tal como estabelecido para os clientes em BTN.

Relativamente a i., e como é habitual, a EDP Distribuição envidará os seus melhores esforços no sentido de completar a instalação de

equipamentos de medição nos circuitos de iluminação pública até 31 de Dezembro de 2012.

Alerta-se, no entanto, para o facto de **em alguns municípios poder haver restrições técnicas e físicas à instalação dos referidos equipamentos**, em particular por ser necessário averiguar se os armários onde o equipamento será instalado têm as dimensões adequadas a esse alojamento ou se será necessário outro tipo de intervenção mais profunda. Nestes casos, a **assumirem proporções relevantes, poderá ser necessário alargar o prazo estabelecido para além de 2012.**

Seria ainda útil clarificar que poderá existir um único equipamento de medição ao nível do PT para vários circuitos de iluminação pública, (Artigo n.º 140, alínea j).

No que respeita a ii. importará chamar a atenção para o facto de haver inutilização de equipamentos de contagem ainda em vida útil, o que acarretará custos acrescidos ao ORD, não reconhecidos para efeitos regulatórios, de acordo com a interpretação que a ERSE tem efectuado da Lei n.º 12/2008.

Finalmente, será de referir que a alteração da periodicidade da leitura dos equipamentos mencionada em iii. irá acarretar necessariamente uma duplicação dos custos com as leituras em causa.

8. Mobilidade eléctrica

Constata-se não existir ainda uma consideração da mobilidade eléctrica nos documentos que constituem esta proposta de revisão regulamentar, em particular no RRC e no RARI.

Assim, importaria adequar o texto proposto destes regulamentos designadamente no que respeita ao estabelecimento de contratos de

uso de redes com o Gestor de Operações da Rede de Mobilidade Eléctrica (“GOME”) ou com os comercializadores de electricidade mas com teor específico para a mobilidade eléctrica, nomeadamente “aceitando” que os pedidos de ligação à rede sejam efectuados pelo GOME, bem como a possibilidade de existirem diversos comercializadores associados a um mesmo ponto de entrega e da imputação dos usos a cada um deles, ou também no que se relaciona com as eventuais alterações ao Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

9. Ligações às redes

O regime de ligações às redes estabelecido no RRC e no Despacho n.º 12 741/2007, de 21 de Junho, com as alterações introduzidas pelo Despacho 6402/2011 de 14 de Abril, tem vindo a ser aperfeiçoado através de vários ajustamentos ao estabelecido. No entanto, existem ainda algumas áreas de melhoria ou correcção que interessa considerar.

a. Orçamentação em BT (até 100 metros e 200 kVA)

A actual prática de orçamentação de novas ligações e aumentos de potência à rede BT depende de inúmeras variáveis, obrigando a uma deslocação ao local para medições.

Sugere-se a alteração do enquadramento regulamentar no sentido de permitir que o orçamento possa ser dado na hora, dependendo apenas da potência requisitada pelo cliente. O processo tornar-se-ia assim mais previsível e simples, com ganhos claros ao nível da rapidez e qualidade de serviço.

Decorrente desta facilitação, o requisitante da ligação passa a poder conhecer o valor da ligação sem necessidade de esperar por um

orçamento e, na maior parte dos casos, imediatamente por simulação efectuada pelo próprio.

b. MT acima de 2 MVA

Aquando da revisão do Despacho das Ligações às Redes, foi explicitado o interesse na criação de um **regime próprio para as ligações MT com um valor de potência mais elevado**, passando a tratá-las por acordo, **como nas ligações AT**, não obstante serem aplicados os preços regulados para os elementos de rede.

No entendimento da EDP Distribuição, esse valor referencial deveria ser os 2 MVA. O assunto em questão poderá implicar uma revisão de alguns dos artigos do RRC (artigo 105.º n.º 5, artigo 106.º n.º 4, artigo 107.º n.º 2 e artigo 108.º n.º 2).

c. Bi-alimentação

O Regulamento refere para além das ligações em anel as instalações bi-alimentadas, parecendo oportuno que se clarifique este último conceito.

Excluindo as alimentações em anel, a EDP Distribuição não faculta bi-alimentação, mas sim alimentação de recurso se a mesma for solicitada. O recurso, como tal, não deve ser pago pelas tarifas, uma vez que corresponde a um requisito do cliente por uma superior qualidade.

Assim, por uma questão de clarificação, **sugere-se a eliminação da referência à bi-alimentação.**

d. Encargos devidos a terceiros

Entende-se que o Regulamento deverá considerar a possibilidade de **existir um serviço regulado, cuja definição e preço será aprovado pela ERSE, sob proposta do distribuidor no que respeita a encargos devidos a terceiros.**

Este preço, a calcular com base nos encargos pagos no ano anterior por metro de linha aérea ou por metro de linha subterrânea, em BT e em MT,

deverá ser aplicado linearmente em função dos metros de rede a instalar resultante da soma dos comprimentos do uso exclusivo e do uso partilhado.

e. Orçamento por estimativa

No sentido de uma maior clarificação e tendo presente as práticas actuais no que se refere à elaboração de estimativas de orçamento (artigo 114.º, n.º 5) **a referida disposição deveria ser eliminada do clausulado do regulamento.**

f. Ligações eventuais e provisórias

O elevado número de ligações eventuais efectuadas aconselha a que seja **definido um preço regulado por parte da ERSE a aplicar a estas ligações.**

As ligações provisórias tendencialmente passam a ligações definitivas pelo que se sugere que o estabelecido no **artigo 119º nº4 seja mantido apenas para o caso de ligações eventuais**, devendo também ser eliminada a referência à desmontagem/propriedade dos elementos de ligação (número 5 do referido artigo).

g. Núcleos habitacionais, urbanizações, loteamentos, parques industriais e comerciais

A aplicação de regras idênticas às aplicáveis aos demais clientes no caso da ligação de núcleos habitacionais, urbanizações, loteamentos, parques industriais e comerciais (artigo 120º nº1) exige um melhor esclarecimento, até porque tal deveria ser limitado às questões técnicas da ligação.

No que respeita aos custos da ligação, **propõe-se que para este tipo de promoções imobiliárias os custos das ligações sejam, para qualquer potência e em qualquer nível de tensão, determinados por acordo**, como hoje já se faz para as ligações AT.

10. Fraudes e anomalias de consumo

O regime de fraudes encontra-se regido pelo Decreto-Lei nº 328/90 e por disposições constantes do RRC, permitindo que o “distribuidor” seja *“ressarcido do valor do consumo irregularmente feito e das despesas inerentes à verificação e eliminação da fraude e dos juros que estiverem estabelecidos para as dívidas activas do distribuidor”*.

Posteriormente à publicação deste Decreto-Lei verificou-se uma alteração significativa no sector eléctrico, designadamente a separação de actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização por empresas separadas.

Esta alteração torna difícil a aplicação estrita do estabelecido no referido diploma legal. Em certas circunstâncias tem conduzido, por exemplo, a que o infractor apenas pague o uso das redes correspondente à energia consumida e não facturada devido à existência de fraude.

Esta situação aconselha a uma revisão do regime, podendo ser encarada a definição pela ERSE de preços ou tarifas a aplicar a clientes finais que incluiria a parcela de energia.

Considerações análogas devem ser aplicadas ao regime de anomalias de consumo, a débito ou a crédito.

REGULAMENTO DO ACESSO ÀS REDES E ÀS INTERLIGAÇÕES

Considera-se que a revisão regulamentar proposta para o RARI é na sua generalidade consequência das alterações propostas no âmbito do RT e do RRC.

Assim, as alterações que vierem a ser operadas naqueles regulamentos na sequência dos comentários produzidos terão necessariamente que ter o respectivo reflexo no RARI.

Importaria, no entanto, deixar uma nota relativa à Mobilidade Eléctrica.

Mobilidade Eléctrica

Este tema não foi abordado nesta revisão regulamentar, considerando-se no entanto oportuno o seu tratamento, porquanto decorre em paralelo a consulta pública do Regulamento da Mobilidade Eléctrica e são vários os pontos de contacto entre esta realidade emergente e o funcionamento do sector eléctrico.

Assim, a consideração simultânea desse regulamento beneficiaria de uma visão mais integrada do relacionamento da mobilidade eléctrica com as regras do sector eléctrico.

Um dos aspectos que importaria considerar também a nível do RARI relativo à temática da mobilidade eléctrica foi já apontado no ponto 7. dos comentários ao RRC, que se consideram aqui reproduzidos.

III. NOTA FINAL

A título de nota final, a EDP Distribuição fica disponível para prestar toda a informação adicional que contribua para a reflexão relativa à revisão regulamentar em curso e ao subsequente desenvolvimento de sub-regulamentação.