# Proposta de Revisão Regulamentar

## – RRC e RT –

Contributos da

EDP – Energias de Portugal, S.A.

---

Resposta à consulta pública

A EDP – Energias de Portugal, S.A. apresenta um conjunto de contributos para a revisão regulamentar no âmbito da consulta pública promovida pela ERSE, tendo em vista assinalar os aspectos mais relevantes para a preparação do novo período regulatório, no quadro da evolução da liberalização do sector eléctrico e do processo de construção do mercado interno da energia.

O presente documento constitui uma apreciação de carácter genérico às grandes linhas da proposta regulamentar apresentada, procurando-se ainda analisar e comentar as questões formuladas pela ERSE e destacar os aspectos mais relevantes com impacto nas empresas do Grupo EDP.

Seguidamente, apresenta-se um conjunto de sugestões concretas, designadamente quanto a certas disposições do Regulamento.

## 1. ASPECTOS GERAIS

A EDP considera genericamente positiva a proposta de revisão regulamentar promovida pela ERSE no âmbito da preparação do novo período regulatório.

À partida, importa realçar o acolhimento de algumas medidas anteriormente apontadas pela EDP como necessárias à melhoria da regulação do sector eléctrico, designadamente quanto à essencialidade de se assegurar o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas e à própria sustentabilidade, no imediato e a prazo, do sector eléctrico.

Destaca-se a preocupação manifestada pela ERSE em estabelecer, nesta revisão, o princípio de fixação de metas exequíveis nos modelos de regulação por incentivos, sendo de facto imprescindível que seja possível atingir os objectivos estabelecidos pela regulação.

De facto, só assim se poderá construir um sistema realista, consistente e capaz de atrair os investidores para o sector, garantindo-se condições essenciais ao desenvolvimento de infra-estruturas cruciais para o progresso do País, a dinamização do mercado e a prestação de mais e melhores serviços aos consumidores, incluindo a garantia de abastecimento e a elevação dos níveis de qualidade técnica e comercial do fornecimento de energia eléctrica em Portugal.

De todo o modo, procede-se seguidamente à análise, à apresentação de comentários e de sugestões, no sentido do aperfeiçoamento ou formulação de propostas complementares a uma adequada definição e clarificação de diversos princípios fundamentais ao equilíbrio e ao desenvolvimento sustentado do mercado e do sector eléctrico.

Salienta-se ainda que os modelos conceptuais devem ser rigorosos, fundamentados e exequíveis, como condição necessária, mas não suficiente, para a concretização dos objectivos principais da regulação, incluindo a condição *sine qua non* de equilíbrio económico-financeiro das entidades reguladas. Na prática, tais modelos carecem de uma adequada concretização, com o reconhecimento das bases de custos alicerçado na realidade das empresas, de forma a conseguir a plena adesão destas e assim assegurar uma implementação harmoniosa e eficaz em prol da criação de valor para clientes e accionistas, essencial à sustentabilidade do sector.

## 1.1. Novas opções tarifárias, Tarifa Social e ajustamento trimestral das tarifas

### 1.1.1. Novas opções tarifárias

Considera-se de toda a conveniência que a proposta de novas opções tarifárias seja precedida de estudos contemplando, nomeadamente, uma análise custo/benefício. Deverá ter em atenção não só o racional associado à sua estrutura, mas também o nº de clientes abrangidos, a necessidade de substituição de contadores e quem suporta o custo correspondente.

Essa análise prévia e fundamentada para cada nova opção tarifária deverá ter em consideração o racional associado à sua estrutura e também a coexistência com as actuais opções tarifárias para o segmento em apreço.[1]

Designadamente, sublinha-se que deverá avaliar-se de modo adequado a repercussão dos custos relativos à necessidade de aquisição e instalação de novos contadores que permitam a implementação das opções agora propostas, a todo o universo potencial de consumidores.

Conceptualmente, o estabelecimento de novas opções tarifárias, para além de ampliar as escolhas ao dispor dos clientes, poderá promover a adequação

[1] A título de exemplo, no caso da BTN, como é que se equaciona a proposta da eventual introdução de uma tarifa tri-horária com a coexistência da opção bi-horária, ou mesmo da tarifa simples?

dos serviços contratados às suas necessidades, optimizando os encargos com fornecimentos de energia eléctrica e concorrendo para padrões de comportamentos de consumo mais eficientes.

No entanto, da experiência já adquirida no sector eléctrico, ressalta que deverá atender-se às características da elasticidade dos consumos face ao preço e, bem assim, ao acréscimo de custos decorrente da introdução de novas opções tarifárias, para alguns segmentos de clientes.

Este é mais um tema que permite claramente evidenciar a necessidade da valorização dos contadores na base de activos regulados do ORD, de modo a potenciar a adopção das novas opções tarifárias e conseguir níveis de adesão correspondentes às expectativas implícitas na proposta da ERSE.

Adicionalmente, e face ao exposto, a EDP considera que deverá proceder-se à realização de estudos que validem a aderência dos horários de aplicação dos períodos horários, bem como as respectivas durações, aos actuais padrões de consumo e aos seus efeitos sobre o diagrama de cargas, com vista a avaliar o potencial de racionalização de comportamentos positivos a induzir para incremento da eficiência do sistema eléctrico.

Em relação à tarifa bi-horária de BTN, julga-se ser possível e aconselhável torná-la mais incentivadora dos consumos no período de vazio, pela descida do actual preço da potência contratada dessa opção. Com efeito, o diferencial entre os preços da potência contratada da tarifa bi-horária e da tarifa simples, afigura-se exagerado, sugerindo-se à ERSE o estudo da hipótese de revisão em baixa do diferencial existente.

Estas razões motivam o alerta da EDP para a necessidade de cuidada ponderação do binómio contadores - novas opções tarifárias, atendendo às características do actual parque de contadores.

### 1.1.2. Tarifa Social

A EDP considera ser este um tema da maior relevância, no quadro do desaparecimento de tarifas, preconizado no Acordo entre os Governos de Portugal e Espanha no âmbito do aprofundamento do Mibel, dada a importância de assegurar uma protecção adequada aos consumidores de electricidade mais desfavorecidos.

Esta é também uma medida prevista no âmbito do Mercado Interno de energia eléctrica, incumbindo aos Estados Membros a definição do conceito de tarifa social e do universo de destinatários.

No entanto, falta definir, a nível legislativo, os critérios a utilizar para identificar os clientes a quem esta tarifa poderá ser aplicável, sendo necessário para essa definição assegurar a intervenção das entidades adequadas do Governo, da Segurança Social, da Defesa do Consumidor e de outros organismos competentes.

Neste ponto, a EDP considera que a identificação adequada dos consumidores vulneráveis não será conseguida de forma apropriada ou satisfatória apenas pelo recurso a grandezas físicas (potência, quantidade de consumo, etc.) antes exigindo critérios de natureza económica e social que permitam reflectir a capacidade financeira dos agregados familiares em apreço.

Assim, a proposta da ERSE de aplicação directa de regras de facturação como único critério de definição do universo de beneficiários da tarifa social não é adequada por ser passível de gerar injustiças relativas, pois decerto incluirá segundas habitações, garagens e outros casos em nada relacionadas com a necessidade de protecção dos segmentos mais vulneráveis de consumidores.

Note-se que, no processo de revisão tarifária em Espanha, a CNE assinalou a necessidade de definição de uma tarifa social baseada em critérios de rendimento dos agregados familiares.

Adicionalmente, considera-se também que não devem ser as empresas a assumir a responsabilidade e o encargo da tramitação burocrática da verificação das condições de elegibilidade dos clientes da tarifa social.

Quanto à repercussão dos sobrecustos associados à tarifa social na tarifa UGS, atendendo ao princípio da solidariedade e coesão do sector eléctrico, considera-se adequada a proposta apresentada pela ERSE.

### 1.1.3. Ajustamentos tarifários trimestrais

Do ponto de vista conceptual, considera-se justificada a criação de ajustamentos tarifários trimestrais de forma a mitigar desvios intra-anuais na actividade do CUR e pela importância da correcta sinalização aos clientes da

evolução dos custos com a energia eléctrica ao longo do ano, de modo a assegurar uma maior aderência das tarifas aos custos.

Importa, neste ponto, distinguir claramente que os desvios interanuais devem ser objecto de outra abordagem, nomeadamente através da fixação anual de tarifas ou no âmbito de revisões extraordinárias que se justifiquem em função de condições excepcionais.

A introdução de ajustamentos trimestrais também poderá constituir um factor dinamizador da concorrência, na medida em que as decisões de mudança de comercializador por parte dos consumidores poderão ser melhor e mais frequentemente ponderadas com base em informações actualizadas sobre preços.

Estes ajustamentos trimestrais devem incidir sobre as tarifas de venda a clientes finais e sobre as tarifas de acesso que respeitem à actividade de aquisição de energia eléctrica.

Para evitar impactos indesejáveis decorrentes de uma variabilidade significativa, os ajustamentos poderão configurar-se dentro de uma banda a estabelecer e nunca incorporando situações conjunturais extraordinárias.

A EDP considera ainda que os ajustamentos trimestrais se podem conjugar de forma harmoniosa com as revisões previstas no Decreto-Lei nº 240/2004, relativo aos CMEC, diploma que estipula a realização de uma revisão tarifária até Abril de cada ano, no âmbito da reconciliação das parcelas fixa e de acerto, bem como revisões tarifárias em Abril ou Julho de cada ano, consoante a revisibilidade seja positiva ou negativa.

A este propósito, cumpre referir que ainda não ocorreu qualquer revisão tarifária após a entrada em funcionamento do regime de CMEC, o que poderá dificultar ou onerar a concretização da desejável operação de titularização dos valores correspondentes.

Considerando os termos da proposta formulada pela ERSE, recomenda-se uma clarificação das condições de aplicação da revisão extraordinária (figura já contemplada actualmente no Regulamento Tarifário em vigor) e das revisões trimestrais, que deverão caracterizar-se pelo seu carácter recorrente e periódico, com autonomia face a situações de carácter extraordinário.

Por último e complementarmente, a EDP considera que este tema deverá ser avaliado em conjugação com a eliminação gradual das tarifas de venda a clientes finais no âmbito do Mibel.

### 1.2. Mecanismo de convergência das tarifas de venda a clientes finais para as tarifas aditivas

Considera-se que o aperfeiçoamento da convergência das tarifas de venda a clientes finais para as tarifas aditivas é positivo na medida em que a evolução desta convergência tem sofrido retrocessos assinaláveis.

No entanto, no algoritmo de convergência a adoptar, deverá considerar-se as opções tarifárias conjuntamente com a evolução tarifária global por nível de tensão.

Adicionalmente, este mecanismo deverá permitir uma evolução consistente de cada *driver* de facturação, de forma a acelerar o processo de convergência.

Esse processo deverá ainda ser realizado de modo a garantir uma variação tarifária razoável para cada cliente.

Finalmente, importa realçar a importância de se alcançar a aditividade plena antes do desaparecimento de tarifas de venda a clientes finais previsto no quadro do Mibel, a fim de evitar variações bruscas, sempre indesejáveis, nos encargos finais a suportar pelos clientes.

### 1.3. Sincronização dos ajustamentos da tarifa de energia e da tarifa de acesso às redes

A alteração proposta pela ERSE, relativamente à sincronização dos ajustamentos da compra e venda de energia eléctrica e do sobrecusto dos PRE, permite sinalizar mais adequadamente, junto dos clientes, a evolução dos custos efectivos com a Aquisição de Energia Eléctrica.

Por outro lado, o sistema também beneficia em consequência da redução dos custos financeiros induzida pelo menor período de recuperação dos desvios.

Adicionalmente, a consideração *a priori* de todos os custos a reflectir na tarifa – designadamente interruptibilidade, PPDA, PPEC, incentivos do Agente Comercial – permite evitar desvios significativos e os correspondentes encargos financeiros.

# 2. REGULAÇÃO ECONÓMICA

## 2.1. Modelo de regulação económica das entidades reguladas

A proposta de inclusão nos novos modelos de regulação equacionados pela ERSE, no âmbito da preparação de um novo período regulatório, de incentivos com metas exequíveis, vem concretizar um princípio fundamental da regulação económica: o estabelecimento de objectivos alcançáveis pelos agentes destinatários da regulação.

Com efeito, só a efectiva fixação de objectivos baseados na realidade das empresas poderá assegurar um quadro de remuneração adequada e evitar a ocorrência de desequilíbrios económico-financeiros nas empresas reguladas, proporcionando condições para melhorar o seu desempenho e gerar benefícios para os consumidores.

No entanto, importa salientar que, para além da dimensão conceptual dos modelos, é fundamental que a sua aplicação em concreto assegure níveis de remuneração geradores da rentabilidade adequada ao requerido investimento em activos, incluindo os fundos de maneio necessários às actividades, através da definição de um custo de capital adequado ao risco que os modelos pressupõem.

### 2.1.1. Uso da taxa Euribor a 1 mês como indexante

Os desvios tarifários gerados em resultado das actividades operacionais são recuperados (ou devolvidos) nas tarifas com um diferimento de 1 a 2 anos, pela que se torna necessário o financiamento pela empresa do montante do desvio tarifário, junto de instituições financeiras, durante os períodos acima mencionados.

Tendo por base o funcionamento dos mercados financeiros, considera-se desadequada a proposta de alteração do indexante da taxa Euribor a 3 meses para a taxa Euribor a 1 mês, para cobertura dos encargos financeiros associados ao financiamento dos desvios a 1 ou 2 anos.

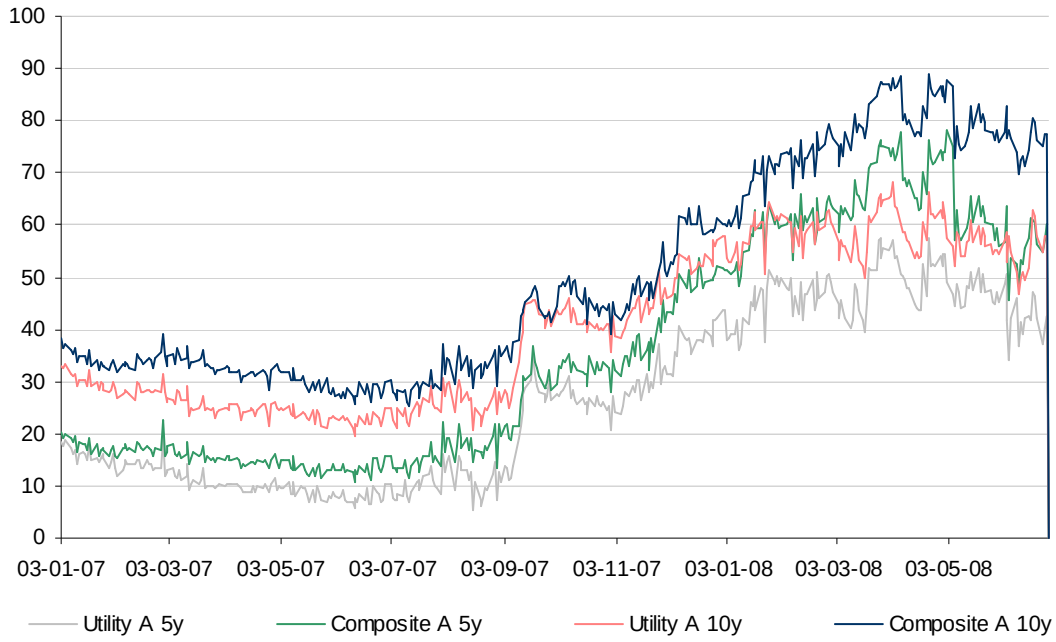
De facto, a utilização da Euribor a 1 mês não reflecte a prática do mercado, que recorre à Euribor a 3 meses ou à Euribor a 6 meses como indexantes na contratação de financiamentos. Neste sentido, a EDP propõe a manutenção

da metodologia aplicada anteriormente, e recentemente alargada ao sector do gás natural.

No último ano, tem-se assistido a uma crise nos mercados financeiros internacionais, com reflexos negativos no comportamento dos *spreads*. Estes têm apresentado uma tendência de agravamento acompanhada de um aumento da volatilidade.

No gráfico seguinte, observa-se que os *spreads* de mercado secundário para emissões a 5 e 10 anos se agravaram em cerca de 0,35% ao longo dos últimos 12 meses. Tendo em consideração que novos financiamentos requerem um prémio de emissão de pelo menos 0,25%, o *spread* de financiamento situar-se-á acima dos 0,8%. No seguimento do acima exposto, a EDP considera necessário que se proceda a uma revisão em alta do *spread* que remunera os desvios tarifários, reflectindo a deterioração das condições de financiamento disponíveis no mercado.

**Evolução de *spreads***




Fonte: Bloomberg

## 2.2. Remuneração das necessidades de fundo de maneio

Para uma empresa, o fundo de maneio é tão relevante como qualquer activo fixo, pelo que deve ter um tratamento remuneratório adequado.

No caso do CUR, salienta-se que as significativas necessidades de fundo de maneio derivadas do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamento e de recebimento, decorrentes essencialmente da regulamentação em vigor, devem ser consideradas como um investimento estruturante do sistema, a remunerar a uma taxa equivalente ao custo de capital ou superior, consoante os riscos associados.

Naturalmente, não deverá deixar de ser tido em conta que, aos prazos regulamentares, acrescem períodos variáveis, nem sempre controláveis. Por essa razão, as necessidades efectivas de fundo de maneio são forçosamente superiores ao seu nível teórico, calculado exclusivamente em função dos prazos formais estabelecidos na regulamentação.

## 2.3. Taxa de inflação

Atendendo à actual divulgação atempada do deflator do PIB, concorda-se com a utilização deste indexante como o mais adequado para representar a evolução dos custos das actividades, designadamente na fórmula dos proveitos permitidos.

Na formulação dos mecanismos com impacto na variação das tarifas de venda a clientes finais, como por exemplo o previsto no artigo 137º do RT, deveria ser utilizado o IPC (índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente), indicador com mais aderência ao universo a que se destina.

## 2.4. Regulação económica do operador de rede de distribuição

A EDP tem, na generalidade, considerado adequado o modelo de regulação aplicado à actividade de DEE. Contudo, a Empresa insiste no princípio de se salvaguardar níveis adequados de remuneração, geradores da rentabilidade, associados ao investimento requerido nos activos, incluindo as necessidades de fundos de maneio respeitantes ao desenvolvimento das suas actividades.

Deste modo, a EDP defende a aplicação de uma taxa de remuneração em linha com o custo médio de capital (WACC), a todos os activos[2] fixos líquidos, de amortização incluindo o fundo de maneio (activo circulante líquido de passivo circulante).

A forma de regulação de incentivos deve proporcionar uma melhoria de desempenho das empresas e da qualidade de serviço prestada, em benefício dos consumidores. No entanto, para garantir o equilíbrio económico-financeiro das empresas e a sustentabilidade do sistema, a fixação de incentivos deve ter em atenção o modo como os diversos custos evoluem ao longo dos anos e a exequibilidade dos objectivos de eficiência definidos.

Finalmente, concorda-se que, por razões de transparência, se realize o ajustamento das rendas de concessão em função dos custos reais, em vez dos previsionais, como exemplo da plena aderência dos proveitos aos custos reais.

Nesta mesma linha, reitera-se a proposta de a ERSE proceder à correcção do valor da previsão de consumo, no âmbito da determinação dos parâmetros para o período regulatório, tendo em consideração os impactos decorrentes das medidas de eficiência energética preconizadas, designadamente do PPEC, e que à partida para o novo período regulatório não são conhecidos.

### 2.5. Integração das actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Redes

Esta integração só poderá ser aceite na condição de se preservar o valor da remuneração individual de cada uma das actividades, incluindo os custos relativos aos contadores, anteriormente compreendidos na Comercialização de Redes (CR).

Importa referir que, no caso de a ERSE optar pela fusão das actividades de CR e DEE, o modelo regulatório decorrente deverá sempre assegurar um valor global de proveitos permitidos nunca inferior ao somatório dos proveitos permitidos das actividades consideradas individualmente, de forma a precaver uma efectiva perda de valor. Alerta-se para o facto de uma eventual aplicação de uma taxa de remuneração igual ao WACC, ao RAB resultante da integração das duas actividades e sem consideração dos

[2] Caso não sejam considerados todos os activos, a taxa de remuneração tem que ser superior ao WACC para cobrir os riscos regulatórios associados

contadores, não assegura por via regulatória o equilíbrio económico-financeiro das actividades após fusão.

Pelo contrário, a fórmula regulatória a adoptar deve contemplar uma parcela representativa da margem das actividades, que remunere todos os activos associados actualmente à DEE e à CR, antes da fusão, incluindo também o fundo de maneio.

A integração das duas actividades reguladas tem a vantagem de simplificar a regulação, harmonizando-se o modelo com os sectores do gás natural em Portugal e da electricidade em Espanha.

Por outro lado, deverá considerar-se que é imprescindível assegurar a valorização dos contadores na base regulada de activos. A isso não obsta a Lei nº 12/2008, que apenas proíbe a cobrança directa aos clientes de custos com contadores, mas não implica a sua eliminação da base de activos da empresa. Aliás, é esse o regime regulatório da generalidade dos activos, que não são cobrados directa e individualizadamente aos consumidores, mas integram a base regulada de activos dos operadores das redes.

Também neste sentido, pronunciou-se recentemente, e por unanimidade, o Conselho Tarifário da ERSE.

Assim, a ERSE deverá assegurar a equivalência dos montantes globais dos proveitos permitidos, quer num cenário de regulação por margem, quer na consideração de uma taxa de remuneração sobre activos e respectiva amortização. A aplicação de uma margem para a actividade, adicionada à recuperação da base de custos, deverá assegurar um montante de proveitos no valor global de 169,1 milhões de euros, para o triénio 2009-2011, valor equivalente à remuneração e amortização de todo o activo líquido associado à CR (incluindo contadores).

Relativamente à separação no cálculo dos proveitos permitidos entre uma componente fixa e outra variável, é importante identificar correctamente os que são independentes da variação do consumo, anteriormente relevados na actividade de comercialização de redes, uma vez que, na sua generalidade, constituem uma componente fixa dos custos do ORD.

### 2.6. Aceitação dos planos de racionalização de recursos humanos

Atendendo ao impacto favorável dos 3 programas de racionalização de iniciativa da EDP e ao modelo regulatório misto para a definição dos proveitos

permitidos da DEE, com base em *revenue cap* no parâmetro fixo e *price cap* no parâmetro variável, salienta-se a importância da contratualização a médio-longo prazo deste tipo de programas, cujos benefícios incidem sobre vários períodos regulatórios, por forma a reconhecer os custos à empresa e a incentivar a realização deste tipo de programas.

De salientar que os custos em apreço reflectem as responsabilidades adstritas apenas à EDP Distribuição, uma vez que estes programas de racionalização incidem exclusivamente sobre efectivos com vínculo à EDP Distribuição.

Alerta-se também para a definição dos objectivos de eficiência para o período regulatório 2009-2011, que deve ter em conta o facto de os 3 programas terem gerado um benefício de 174 milhões de euros na base de custos da EDP Distribuição, permitindo, à partida, já uma efectiva partilha do benefício com as tarifas resultante destas iniciativas da Empresa.

Considerando ainda que os custos resultantes dos programas não devem ser sujeitos a parâmetros de eficiência, concorda-se com a posição da ERSE quanto à dedução destes custos da base de custos controláveis.

Assim, a EDP considera que, para além do tratamento autónomo dos custos com os programas de racionalização de recursos humanos, impõe-se a sua clarificação e garantia, designadamente quanto à contratualização pelo período de vigência de cada programa, e não apenas no âmbito do período regulatório, de modo a que os respectivos custos sejam aceites na totalidade da duração dos programas, em vez de numa base meramente anual.

## 2.7. Regulação económica do Comercializador de Último Recurso

### 2.7.1. Aquisição da energia eléctrica dos micro-produtores

A proposta da ERSE vai no sentido de acrescentar a aquisição de energia da microgeração às modalidades de compra do CUR, que deverá informar a ERSE das quantidades e condições de compra.

Na proposta apresentada, a ERSE considera que o Decreto-Lei nº 363/2007 é omisso quanto à alocação do sobrecusto com a microprodução e opta pela não aplicação, a estes custos, do regime estatuído pelo Decreto-Lei nº 90/2006.

Porém, o Decreto-Lei nº 90/2006 estipula um regime específico de alocação dos sobrecustos para as energias de fonte renovável, dentro do âmbito do

regime especial. A microgeração, sendo produção em regime especial, tem formas de produção de fontes renováveis e não renováveis, razão pela qual a ERSE deverá aprofundar a sua análise e, eventualmente, solicitar um esclarecimento sobre a forma de alocação dos sobrecustos associados a cada uma destas formas de produção.

Assim, a EDP considera que o assunto deve ser objecto de aprofundamento e clarificação.

### 2.7.2. Forma de regulação da actividade de Comercialização:

#### 2.7.2.1. Incentivos à eficiência e limitação dos outros custos à inflação

A definição de incentivos à eficiência dos custos associados aos processos comerciais e a limitação dos restantes custos à inflação, no âmbito de uma regulação por preço máximo, constituem um instrumento de regulação que deve incentivar uma melhoria de desempenho do CUR.

No entanto, esses incentivos devem ter em atenção não só o modo como os diversos custos de exploração evoluem ao longo dos anos como também a definição de níveis de exigência realistas e fundamentados, que sejam alcançáveis pelos agentes a que se destinam.

Relativamente à separação no cálculo dos proveitos permitidos entre uma componente fixa e outra variável, é importante identificar correctamente os custos fixos independentes da variação do número de clientes.

Com efeito, a ERSE apresenta nesta proposta uma desagregação dos custos de exploração do CUR entre: (i) custos dos processos comerciais que serão actualizados anualmente com a inflação, a variação do número de clientes e um factor de eficiência anual, e por isso, se entende como fazendo parte da componente variável da fórmula regulatória da Comercialização e (ii) os restantes custos de exploração, que variando só com a inflação e um factor de eficiência, se pressupõe que englobam a componente fixa da referida fórmula.

Os processos comerciais em questão são todos executados por prestadores de serviços, pelo que a determinação do valor da componente fixa e da componente variável destes custos deverá basear-se na respectiva estrutura.

Os custos destes processos comerciais, como os relativos a pessoal, sistemas informáticos e outros custos de estrutura, deverão ser considerados fixos, uma vez que persistem os fundamentos e a finalidade do modelo de organização adoptado por forma a optimizar a partilha de recursos e inerentes custos.

Importa assinalar que, na medida da mudança de clientes para o mercado livre, e no âmbito da prestação comum de serviços acima referida, estes custos poderão ser partilhados na proporção da efectiva transferência de clientes de um mercado para o outro.

Acresce ainda que é necessário considerar os custos fixos referentes a um nível de estrutura comercial a que a EDP SU, enquanto CUR com obrigações de serviço universal, deve manter independentemente do número de clientes que, em cada momento, integrem o mercado regulado.

Relativamente aos restantes custos de exploração do CUR, que não variam com o número de clientes, a EDP concorda com a proposta da ERSE de os considerar como uma componente fixa que evolui com a inflação.

## 2.8. Riscos nas actividades do CUR

### 2.8.1. Aquisição de energia eléctrica

As compras de energia eléctrica pelo CUR para abastecimento aos seus clientes são estatuídas pela legislação, que garante a repercussão tarifária dos custos reais, razão porque a EDP considera desadequada a proposta regulamentar de atribuição ao CUR de qualquer risco na actividade de aquisição de energia eléctrica.

Acresce que as modalidades de aquisição de electricidade para abastecimento aos clientes do mercado regulado estão definidas na legislação em termos harmonizados no âmbito do Mibel, estando o CUR obrigado a adquirir determinadas quantidades previamente fixadas em diplomas legais ou regulamentares emitidos pelas entidades oficiais competentes.

Sublinha-se ainda que as modalidades mencionadas incluem a contratação em mercados organizados, à vista e a prazo, pelo que a actividade de aquisição de energia eléctrica já incorpora o efeito dos mecanismos de mercado, através do preço, o qual deverá ser repercutido tão depressa quanto possível nos clientes, para evitar sobrecustos de natureza financeira.

Assim, uma vez que as modalidades de compra de energia pelo CUR estão suficientemente estabelecidas na legislação, com os respectivos custos devidamente reconhecidos, a EDP considera que a proposta da ERSE não se enquadra nem se adequa ao modelo legal definido para as actividades do CUR.

### 2.8.2. Risco com incobráveis

A ERSE, já no âmbito da alteração regulamentar de Junho de 2007, tinha perspectivado reequacionar este tema aquando da revisão do Regulamento Tarifário, oportunidade que agora se verifica.

Sublinha-se que no âmbito do processo de alteração regulamentar de Junho de 2007, a EDP enfatizou a necessidade do reconhecimento de um nível standard de custos com incobráveis, atento o nível de eficiência já alcançado ser muito superior à generalidade dos outros sectores económicos e em linha com as melhores práticas das congéneres do sector eléctrico.

Face à constatação desta realidade, a ERSE reconheceu em Junho de 2007 o princípio e sinalizou que o tema seria definido no âmbito da revisão do Regulamento Tarifário, a que respeita precisamente a presente consulta pública.

A este propósito, a EDP relembra que a constituição da EDP Serviço Universal veio evidenciar a insuficiência da remuneração estabelecida pela Entidade Reguladora para as suas actividades (anteriormente a cargo da EDP Distribuição), sendo conhecida a situação deficitária que afecta negativamente o património social do CUR.

Neste contexto, o problema do não reconhecimento dos custos respeitantes ao remanescente de créditos incobráveis em nível eficiente, constitui mais um factor na origem do desequilíbrio económico-financeiro da empresa.

Na realidade, importa atender à especificidade da actividade de comercialização de último recurso, sujeita a obrigações de serviço universal pelas quais o CUR tem de fornecer energia eléctrica a todos os clientes que lha requisitem. No exercício desta actividade, presta o respectivo serviço de fornecimento de energia eléctrica antecipadamente ao pagamento (a regulamentação dos prazos de facturação, cobrança e comunicações prévias à interrupção do fornecimento implicam um risco de consumo sem

pagamento durante cerca de 90 dias) com significativas limitações quanto à possibilidade de solicitar cauções.

Adicionalmente, recorda-se que a prática económica generalizada em qualquer outro sector de actividade, segundo critérios de gestão empresarial, consiste na incorporação dos diferentes custos e riscos, incluindo obviamente os decorrentes dos créditos incobráveis, no preço dos produtos ou serviços dos agentes económicos. Sendo a comercialização de último recurso uma actividade regulada, o CUR não poderá utilizar essa via para a cobertura dos riscos de incobrabilidade. Estes custos e riscos deverão, pois, ser reconhecidos regulatoriamente, uma vez fixado o nível de eficiência considerado adequado ou, em alternativa, estabelecida uma margem em nível correspondente ao grau de risco que se pretenda definir para os créditos incobráveis desta actividade.

Assinala-se, neste âmbito, que o reconhecimento do risco de cobrança associado ao serviço universal constitui um mecanismo apropriado e transparente de assegurar o equilíbrio económico-financeiro de operadores de serviços essenciais e é uma prática regulatória corrente noutros sectores económicos, como as telecomunicações e os seguros (vide o Fundo de Garantia Automóvel), bem como no sector eléctrico de diversos países europeus.

### 2.9. Margem de comercialização

A fixação de uma margem de comercialização para o CUR, tendo em vista o respectivo equilíbrio económico-financeiro, deve remunerar adequadamente todas as suas actividades: *i*) Compra e Venda de Energia Eléctrica; *ii*) Compra e Venda de Acessos às redes de transporte e distribuição; *iii*) Comercialização.

Uma vez que o CUR não tem activos fixos significativos, entende-se que o respectivo fundo de maneio (activo circulante líquido do passivo circulante) deve ser remunerado mediante uma taxa igual ou superior ao custo de capital, decorrente dos riscos associados.

Nesta oportunidade, retoma-se a questão da situação deficitária gerada pela regulação da comercialização de último recurso, anteriormente assegurada pela EDP Distribuição, e que foi evidenciada com a constituição da EDP Serviço Universal e a autonomização desta actividade.

Considera-se que as actividades reguladas assumidas pela EDP Serviço Universal, a meio do período regulatório 2006-2008, têm vindo a ser remuneradas de forma insuficiente, facto que se torna ainda mais evidente pela sua autonomização da EDP Distribuição. Em concreto, e para o ano de 2007, os resultados da EDP Serviço Universal apontam para um EBITDA negativo em cerca de 28 milhões de euros e um EBIT negativo em cerca de 43 milhões de euros, valores insustentáveis para a Empresa e que é urgente corrigir de forma a assegurar o seu equilíbrio económico-financeiro.

Face ao nível, já demonstrado, de eficiência da actividade de Comercialização, inclusive em comparação com referências nacionais e internacionais, julga-se oportuno, no âmbito da discussão do novo período regulatório, solicitar à ERSE o reconhecimento integral dos custos da EDP Serviço Universal, salientando que o seu actual plano de negócios incorpora já níveis de eficiência bastante significativos, mesmo apesar das recentes alterações legislativas, que vêm colocar uma pressão acrescida sobre a sua base de custos.

A EDP Serviço Universal apresenta um fundo de maneio (respeitante às necessidades de financiamento das actividades de *i*) Compra e Venda de Energia Eléctrica; *ii*) Compra e Venda de Acessos às redes de transporte e distribuição; *iii*) Comercialização de electricidade) no valor de cerca 305 milhões de euros, que remunerado a uma taxa em linha com o WACC implicam uma margem, para o próximo período regulatório, equivalente a pelo menos 0,5% das suas vendas de energia eléctrica.

Neste contexto, a EDP considera que o modelo a estabelecer deverá ser orientado no sentido do estabelecimento efectivo de uma margem adequada para assegurar o equilíbrio económico-financeiro e remunerar devidamente as actividades do CUR.

### 2.10. Modelo de regulação do ORT: Taxa de remuneração do activo não específico inferior à do activo específico, incentivos à manutenção de activos em fim de vida útil, no âmbito da actividade de transporte e utilização de custos de referência

A proposta da ERSE, de alteração do modelo de regulação do ORT, que pretende introduzir parâmetros de eficiência numa actividade anteriormente regulada por custos aceites, aparece pouco fundamentada e não apresenta o desejável balanço entre ganhos expectáveis e aumento de risco para a

sustentabilidade do sistema, nem invoca informações extraídas de diagnósticos realizados ou de projecções efectuadas, elementos sempre indispensáveis para a sua adequada análise e ponderação.

Em particular, verifica-se que o modelo proposto pela ERSE para a regulação do ORT concebe a diferenciação de activos com impacto na respectiva remuneração. Neste ponto, a EDP assinala que o desempenho das actividades das empresas se apoia em activos específicos, em activos não específicos e em fundo de maneio, elementos que deverão ser remunerados de forma idêntica e assegurando os objectivos de equilíbrio económico-financeiro no âmbito de uma gestão eficiente.

## 3. Outros temas relevantes

### 3.1. Logótipos distintos para ORD e CUR

Esta proposta, embora invocando a necessidade de transparência nas relações comerciais, não tem como fundamento qualquer caso concreto relacionado com o cumprimento, em Portugal e em especial no âmbito do Grupo EDP, dos objectivos de independência dos operadores de rede preconizados pela Directiva europeia aplicável.

De todo o modo, a nota interpretativa relativa à Directiva mencionada, que se refere ao tema em termos de mera recomendação, não é vinculativa neste ponto. Também a legislação nacional não se refere a esta questão, razão porque a proposta formulada não tem assento nem invoca qualquer disposição do ordenamento jurídico nacional que habilite quer a sua regulamentação quer a imposição de novas obrigações aos agentes regulados para além das que decorrem do quadro legislativo em vigor.

Esta matéria não foi objecto do Acordo entre Portugal e Espanha relativo ao Plano de Compatibilização Regulatória do Mibel. Naturalmente, este tipo de medidas fora do quadro da harmonização regulatória do Mibel constitui um factor adicional de distorção do mercado.

Acresce que o sistema regulatório espanhol nem sequer autonomizou os comercializadores de último recurso, pelo que esta proposta regulamentar prejudicaria a EDP face às congéneres espanholas.

Especificamente quanto ao CUR, convém ainda realçar que não se encontra definido o modelo da comercialização após o desaparecimento das tarifas de venda a clientes finais.

No caso do ORD, importa igualmente salientar o facto de não actuar em mercado e de não ter clientes directos, pelo que a exigência de logótipo distinto é dificilmente justificável com base na confundibilidade com os comercializadores livres.

Adicionalmente, este tipo de medidas é dificilmente justificável no estádio actual de desenvolvimento do mercado pois o principal obstáculo à concorrência resulta da forma como são fixadas as tarifas de venda a clientes finais e a ausência de incentivos à comercialização livre, sendo meramente retórico o aspecto da distinção das marcas e logótipos.

Naturalmente, a definição e implementação de novos logótipos constituiria um custo muito considerável, que os consumidores dificilmente aceitariam suportar, numa simples análise de custo/benefício desta medida.

Sempre se considera, no entanto, que o logótipo é um dos elementos da composição de uma marca, em cuja formação pode haver outros elementos associados, como é o caso da designação social.

A EDP Distribuição e a EDP Serviço Universal já utilizam a sua designação social como elemento distintivo, aspecto que impede a confundibilidade com qualquer outra entidade. A aplicação desse procedimento de identificação poderá naturalmente ser reforçada.

### 3.2. Páginas internet autónomas para ORD e CUR

Esta proposta deverá igualmente ser equacionada no âmbito da harmonização no mercado ibérico, devendo naturalmente ser objecto de aprofundamento também em termos de quantificação dos respectivos custos e calendário de implementação. Assim, a EDP considera que este tipo de obrigações deverão merecer consenso no âmbito do Conselho de Reguladores.

### 3.3. Separação de canais de atendimento

A organização de canais de atendimento ao dispor dos clientes do comercializador de último recurso (e, indirectamente, do operador de rede de distribuição) foi já objecto de uma apresentação à ERSE.

Nesse âmbito, foi oportunamente transmitido que o facto de alguns canais servirem para o atendimento de clientes do CUR e do mercado liberalizado, tem fundamento no objectivo do aproveitamento de sinergias que objectivamente e de modo verificável evitam a duplicação de custos e por essa via beneficiam globalmente os consumidores à tarifa.

Note-se que a EDP já fornece canais de atendimento separados para diferentes tipos de clientes, à tarifa e em mercado livre, sempre que os custos associados sejam moderados, como é o caso do atendimento telefónico.

Com efeito, a criação de estruturas exclusivas para atendimento aos clientes do CUR implicaria um fardo desnecessário sobre esses clientes. Nesse sentido, foi criada a EDP Soluções Comerciais, com possibilidade de servir outros sectores e empresas fora do Grupo EDP (com a inerente partilha ou diluição de custos fixos, assim beneficiando os clientes do CUR e o sistema eléctrico em geral), regendo-se por critérios de mercado, designadamente no que respeita aos preços praticados e níveis de serviço proporcionados.

Deste facto a ERSE tem conhecimento através dos documentos enviados pela EDP anualmente no âmbito da informação prestada pelas empresas reguladas.

Acresce a esta motivação económica que a EDP Soluções Comerciais exerce a sua actividade numa óptica de total respeito pelos princípios da independência, transparência, imparcialidade, confidencialidade e sã concorrência.

Nesse sentido, para além da formalização contratual dos termos em que são prestados tais serviços, a EDP Soluções Comerciais dispõe ainda de um Código de Conduta, aplicável a todos os seus colaboradores e prestadores de serviços, que garante a exclusão de comportamentos discriminatórios.

Adicionalmente, o atendimento prestado aos clientes observa um conjunto de procedimentos detalhados em Manuais específicos, expressamente elaborados para o efeito, segundo os normativos da legislação, dos regulamentos da ERSE e da licença de comercializador de último recurso, de que a EDP Serviço Universal é titular.

Naturalmente, os referidos procedimentos asseguram a estanquicidade e o tratamento confidencial da informação, de forma comprovável.

Por estas razões, é forçoso considerar que os objectivos de independência e de transparência das relações comerciais são já actualmente conseguidos de forma robusta e economicamente optimizada.

Desta forma, julga-se desnecessária e onerosa para os clientes a criação de canais separados.

Complementarmente, este tema melhor seria tratado de modo harmonizado no âmbito do MIBEL, sob pena de serem criadas novas assimetrias por via da regulação em prejuízo dos consumidores nacionais.

### 3.4. Especificação de regras sobre procedimentos de atendimento nos Códigos de Conduta

Esta proposta tenta detalhar especificadamente as disposições já constantes do Códigos de Conduta, que estabelecem de modo genérico os princípios de sã concorrência. A ERSE preconiza a inclusão de normas mais particularizadas, especialmente dirigidas a evitar vantagens competitivas do comercializador livre do mesmo grupo económico do CUR, designadamente ao nível dos serviços de atendimento.

Relativamente a situações relevantes, já existem Manuais de Procedimentos que incorporam normas relativas a comportamentos em matéria de concorrência.

As práticas dos Códigos de Conduta podem também ser objecto de auditorias nos termos preconizados pela ERSE.

Assim, a EDP entende que a solução mais adequada seria a de reservar os Códigos de Conduta para os princípios e regras principais, deixando para o nível de procedimentos os detalhes de actuação e as normas concretizadoras dos princípios, como aliás é boa prática de distribuição dos dispositivos normativos entre os diversos documentos que enformam a organização e funcionamento das empresas.

### 3.5. Serviços de sistema

A proposta da ERSE preconiza a incorporação dos custos com os serviços de sistema na actividade de aquisição de energia, em vez da sua imputação à UGS, dando ênfase à harmonização regulatória no âmbito do Mibel.

Contudo, a EDP assinala que esta matéria continua sujeita a uma grande indefinição regulatória e operativa, sendo actualmente a valorização dos serviços de sistema objecto de informação insuficiente para os agentes que

actuam no mercado e aos quais é fundamental dar um conhecimento adequado para a tomada de decisão e para a eficiência do sistema.

A EDP considera que, no âmbito do novo período regulatório, os serviços de sistema deverão ser objecto de maior concretização em termos regulamentares e, sobretudo, em termos da sua efectiva aplicação e remuneração, em condições de dinamização do respectivo mercado.

### 3.6. Previsões de consumo a disponibilizar pelo Gestor de Sistema (REN)

A EDP considera positivo o sentido da proposta de divulgação das previsões de consumo formulada pela ERSE, uma vez que para os agentes é importante dispor de previsões fiáveis e justificadas, sendo o Gestor do Sistema a entidade melhor posicionada para a sua realização e disponibilização aos agentes do sector.

Enfatiza-se ainda que as previsões são efectuadas numa base horária, o que se traduz numa complexidade acrescida, sendo no entanto fundamental para a informação necessária aos agentes, designadamente para a actividade de compra de energia pelo CUR, que se realiza igualmente numa base horária.

As previsões do Gestor do Sistema são também relevantes para uma correcta aplicação do regime de serviços de sistema e ao cômputo dos respectivos custos, associados aos desvios.

No que respeita à obrigação de justificação dos desvios, igualmente numa base horária, reconhece-se adequada na medida em que haverá sempre variáveis não controláveis, designadamente as evoluções imprevisíveis das condições de temperatura ou os casos de alteração inesperada e significativa face ao padrão de consumo, que podem afectar de forma determinante o consumo real face ao previsto.

No entanto, a EDP entende fundamental determinar-se que a justificação incida sobre os desvios entre o consumo real e a previsão efectuada no dia D-2, pelo impacto nas ofertas a efectuar pelos agentes no mercado diário, bem como sobre os desvios entre a previsão D-2 e as actualizações subsequentes, pelo impacto no mercado intradiário.

### 3.7. Auditoria às contas

De acordo com a proposta, em alteração à prática actual o conteúdo das auditorias e os critérios de selecção dos Auditores passam a ser aprovados pela ERSE, sob proposta das Empresas Reguladas.

Atenta a natureza e as obrigações de entidades com valores cotados em Bolsa, a EDP salienta que a proposta deverá ser reformulada no sentido de clarificar que os Auditores que cumpram os requisitos para auditoria estatutária da informação financeira deverão ser reconhecidos no âmbito da preparação das contas reguladas, sob pena de introdução, por esta via, de sobrecustos temporais, organizacionais e monetários desnecessários.

### 3.8. Aplicação dos CMEC aos fornecimentos de Iluminação Pública

A alteração da regra de aplicação dos CMEC aos fornecimentos de IP constitui um aspecto que importa clarificar para correcta percepção por parte das entidades envolvidas na titularização. No entanto, cumpre salientar que a repercussão do CMEC no termo fixo (e não no consumo) é um aspecto fundamental da aprovação do modelo junto da Comissão Europeia pelo que a proposta da ERSE não configura a solução adequada – cfr. nº 10 do artº 5º do Decreto-Lei nº 240/2004, de 27 de Dezembro. Salienta-se ainda que a observação dos preceitos legais relativos ao regime de CMEC é fundamental para a concretização do processo de titularização em termos competitivos face ao custo de capital estipulado para o produtor.

Solução plausível no sentido da compatibilização com o interesse de concretizar o processo de titularização referido, será a transformação da actual tarifa monómia de IP (€/kWh) em tarifas binómias de IP, em BTN e BTE, não considerando os actuais escalões de potência mas antes uma potência linear em €/kVA, de modo a evitar impactos na variação tarifária neste segmento e permitir a recuperação explícita das parcelas fixa e de acerto na potência contratada (termo fixo) e nunca através do consumo.

# 4. ASPECTOS NA ESPECIALIDADE

## 4.1. Proveitos das actividades de DEE e C

Os artigos 84º e 89º da proposta do Regulamento Tarifário estabelecem os proveitos permitidos das actividades de Distribuição de Energia Eléctrica do Operador de Rede de Distribuição e da actividade de Comercialização do Comercializador de Último Recurso, respectivamente.

Como referido acima, a EDP tem reputado como adequado o modelo de regulação da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica. Contudo, insiste no princípio de se salvaguardar níveis de remuneração, geradores da rentabilidade, associados ao investimento requerido nos activos, incluindo as necessidades de fundo de maneio respeitantes ao desenvolvimento da actividade.

No que diz respeito à actividade de Comercialização, a EDP considera positiva a proposta da ERSE de fixar uma margem de comercialização para o CUR, tendo em vista o respectivo equilíbrio económico-financeiro. No entanto, esta margem deve remunerar adequadamente todas as suas actividades: *i*) compra e venda de energia eléctrica; *ii*) compra e venda do acesso às redes de transporte; e *iii*) distribuição e comercialização.

De forma a garantir uma consistência e transparência nas fórmulas dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica (incluindo CR e todos os activos) e da Comercialização, e de acordo com o exposto, propõe-se as seguintes alterações à proposta da ERSE:

Artigo 84.º
Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

1 - Os proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano *t*, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{D}_{URD,t} = \sum_{j=1}^{2} \begin{pmatrix} F_{URD,j,t} + P_{URD,j,t} \times \tilde{E}_{URD,j,t} + MD_{URD,j,t} + \tilde{P}EF_{URD,j,t} + \tilde{R}C_{URD,j,t} \\ + \tilde{A}mb_{URD,j,t} - \Delta R^{D}_{URD,j,t-2} \end{pmatrix} \quad (43)$$

em que:

$\tilde{R}^{D}_{URD,t}$ - Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, previstos para o ano *t*

*j* - Níveis de tensão *j=1,* para AT e MT e *j=2,* para BT

$F_{URD,j,t}$ - Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano *t*, por nível de tensão *j,* relativamente aos custos operacionais

$P_{URD,j,t}$ - Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no nível de tensão *j,* no ano *t*, em Euros por kWh, relativamente aos custos operacionais

$\tilde{E}_{URD,j,t}$ - Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão *j* a clientes e a redes de nível de tensão inferior, no ano *t*, em kWh

$MD_{URD,j,t}$ - Componente associada à margem da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, prevista para o ano t

$\tilde{P}EF_{URD,j,t}$ - Custos com os planos de reestruturação de efectivos afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, aceites pela ERSE, por nível de tensão *j,* previstos para o ano *t*

$\tilde{R}C_{URD,j,t}$ - Custo com rendas de concessão a pagar aos municípios, no nível de tensão *j*, previstos para o ano *t*

$\tilde{A}mb_{URD,j,t}$ - Custos do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental, por nível de tensão, previstos para o ano *t*, conforme estabelecido na Secção VII do presente Capítulo

$\Delta R^{D}_{URD,j,t-2}$ - Ajustamento no ano *t*, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão *j*, no ano *t-2*.

…

A componente associada à margem da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica ($MD_{URD,j,t}$) é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$MD_{URD,j,t} = (Act_{URD,j,t} + FM_{URD,j,t}) \times r_{URD,j}$$

Em que:

$Act_{URD,j,t}$ - Valor médio do activo fixo da empresa afecto a esta actividade, por nível de tensão j, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano t

$FM_{URD,j,t}$ - Fundo de Maneio da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j, previsto para o ano t, dado pelo activo circulante líquido do passivo circulante, considerando os prazos definidos regulamentarmente

$r_{URD,j}$ - Taxa de remuneração do activo fixo e fundo de maneio, afecto a esta actividade, por nível de tensão j, fixada para o período de regulação, em percentagem

Artigo 89.º
Proveitos da actividade de Comercialização

1 - Os proveitos permitidos da actividade de Comercialização, no ano *t*, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{C,t}^{CR} = \sum_j \tilde{R}_{C,j,t}^{CR} = \sum_j \left( F_{C,j,t} + V_{C,j,t} \times \tilde{N}C_{C,j,t} + \tilde{R}C_{C,j,t} + \tilde{P}EF_{C,j,t} + \tilde{M}C_{C,j,t} - \Delta R_{C,j,t-2}^{CR} \right)$$

em que:

$\tilde{R}_{C,t}^{CR}$ - Proveitos permitidos da actividade de Comercialização, previstos para o ano *t*

*J* - Níveis de tensão ou tipo de fornecimento NT (MAT, AT e MT), BTE e BTN

$\tilde{R}_{C,j,t}^{CR}$ - Proveitos permitidos, por nível de tensão ou tipo de fornecimento *j*, previstos para o ano *t*

$F_{C,j,t}$ - Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização, no ano *t*, por nível de tensão ou tipo de fornecimento *j*

$V_{C,j,t}$ - Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *j,* no ano *t*, em Euros por consumidor

$\tilde{N}C_{C,j,t}$ - Número de consumidores médio, previsto para o ano *t,* no nível de tensão ou tipo de fornecimento *j*

$\tilde{R}C_{C,j,t}$ - Componente associada ao risco de cobrança, no ano *t,* no nível de tensão ou tipo de fornecimento *j*

$\tilde{P}EF_{C,j,t}$ - Custos com os planos de reestruturação de efectivos afectos à actividade de Comercialização, aceites pela ERSE, no nível de tensão ou tipo de fornecimento j, previstos para o ano t

$\widetilde{MC}_{C,j,t}$ - Componente associada à margem da comercialização, prevista para o ano *t,* no nível de tensão ou tipo de fornecimento *j*

$\Delta R^{CR}_{C,j,t-2}$ - Ajustamento no ano *t* dos proveitos da actividade de Comercialização, por nível de tensão ou tipo de fornecimento *j,* relativa ao ano *t-2.*

...

6 - A componente associada à margem de comercialização ($\widetilde{MC}_{C,j,t}$) é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$\widetilde{MC}_{C,j,t} = \delta_{C,t} / 365 \times \widetilde{R}^{CR}_{E,j,t} \times \frac{r_{c,r}}{100} \quad (68)$$

Em que:

$\delta_{C,t}$ - Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos no ano *t*, em dias

$\widetilde{R}^{CR}_{E,j,t}$ - Custos com a aquisição de energia eléctrica da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso, e custos com a actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e Distribuição, previstos para o ano *t,* calculados de acordo com o Artigo 87.º e 88º, respectivamente

$r_{c,r}$ - Taxa de remuneração a aplicar às necessidades de fundo de maneio, fixada para o período de regulação *r,* em percentagem

## 4.2. Diferencial de correcção de hidraulicidade

Na proposta do Regulamento Tarifário, o valor do diferencial de correcção de hidraulicidade está a ser considerado ao nível dos proveitos permitidos da actividade de Gestão Global do Sistema (GGS) do ORT (artº 76º) e dos proveitos permitidos da actividade de Compra Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT) do ORD (artº 82º).

A parcela do valor do diferencial de correcção de hidraulicidade imputada a cada uma destas actividades depende de um parâmetro $\alpha$ definido pela ERSE, sendo a parte imputada à actividade de GGS, do ORT, repercutida nos preços de energia da tarifa UGS, enquanto que a parte imputada à

actividade de CVAT do ORD é repercutida nos preços de potência contratada da tarifa UGS.

Esta imputação às duas variáveis de facturação da tarifa UGS (energia e potência contratada), destina-se, segundo a ERSE, a minimizar as alterações à estrutura tarifária desta tarifa, decorrente do mecanismo de revisibilidade dos CMEC.

Por uma questão de transparência e clareza regulatória, uma vez que a gestão do mecanismo do fundo de correcção de hidraulicidade é realizado pelo ORT, a EDP considera que a imputação do diferencial da correcção de hidraulicidade deveria ser feita apenas ao nível da actividade de GGS do ORT, na parcela $\tilde{R}_{Pol,t}^{T}$ (custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral).

Parece-nos ainda adequada a imputação do diferencial de correcção de hidraulicidade às duas variáveis de facturação (energia e potência contratada). Assim, uma vez que a tarifa UGS do ORT não considera o termo de potência contratada, sugere-se a alteração desta tarifa, de modo a contemplar esta variável.

Refere-se ainda que a definição do parâmetro $\alpha$, que estabelece a repartição do montante do diferencial de correcção de hidraulicidade a imputar às variáveis energia e potência contratada, deverá apresentar maior rigor, nomeadamente, quanto à forma de cálculo, ao momento em que é determinado e a que período respeita.

A tarifa UGS do ORD agrega os proveitos da tarifa UGS do ORT com os proveitos da tarifa UGS do próprio ORD. Assim, a variável potência contratada, desta tarifa, destina-se a recuperar o montante relativo aos CMEC, mas também a parcela do diferencial de correcção de hidraulicidade imputada à potência contratada. Assim, de modo a não comprometer o processo de titularização dos CMEC, sugere-se que ao nível da tarifa UGS, sejam definidos dois preços de potência contratada, sendo um destinado à recuperação do montante dos CMEC e o outro ao valor do diferencial de correcção de hidraulicidade.

Apresenta-se, seguidamente, a sugestão de alterações aos números pertinentes dos artigos da proposta de Regulamento Tarifário referentes a este tema:

Artigo 76.º

Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral

1 - Os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, no ano *t*, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}^{T}_{Pol,t} = \tilde{R}AA_{Pol,t} + \tilde{R}AM_{Pol,t} - \Delta\tilde{R}A^{T}_{Pol,t-1} + \tilde{R}^{AC}_{CVEE,t} + \tilde{T}er_{Pol,t} + \tilde{R}EG_{GS,t} + AdC_{Pol,t} + \tilde{O}C_{Pol,t} + \tilde{E}C_{Pol,t} + \tilde{C}H_{Pol,t-1} - \Delta R^{T}_{Pol,t-2} \quad (11)$$

Em que:

...

~~$\alpha$~~ ~~Parâmetro que minimiza as alterações à estrutura tarifária da tarifa de Uso Global do Sistema decorrentes do mecanismo de revisibilidade dos CMEC~~

Artigo 81.º

Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

...

4 - Os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{D}_{UGS\,2,t} = \tilde{R}W^{D}_{UGS\,2,t} + \tilde{P}^{D}_{UGS\,2,t} \quad (33)$$

Sendo:

$$\tilde{P}^{D}_{UGS\,2,t} = \tilde{RP}^{D}_{UGS\,2,t} + (\tilde{CH}_{Pol,t-1} \times \alpha)$$

em que:

| | |
|---|---|
| $\tilde{RW}^{D}_{UGS\,2,t}$ | Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano *t* |
| $\tilde{P}^{D}_{UGS\,2,t}$ | Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços de potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t ~~definidos de acordo com o Artigo 82.º~~. |
| $\tilde{RP}^{D}_{UGS\,2,t}$ | Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços de potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t definidos de acordo com o Artigo 82.º |
| $\tilde{CH}_{Pol,t-1}$ | Diferencial de correcção de hidraulicidade estimado para o ano *t-1* |
| $\alpha$ | Parâmetro que minimiza as alterações à estrutura tarifária da tarifa de Uso Global do Sistema decorrentes do mecanismo de revisibilidade dos CMEC, previsto para o ano t |

5 - Os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, são dados pela expressão:

$$\tilde{RW}^{D}_{UGS\,2,t} = \tilde{R}^{T}_{Pol,t} - (\tilde{CH}_{Pol,t-1} \times \alpha) + \tilde{SPRE}^{FER}_{CVEE,t} + \tilde{SPRE}^{FENR}_{CVEE,t} + DT^{D}_{06\,Pol,t} + DT^{D}_{07\,Pol,t} - \Delta W^{D}_{UGS\,2,t-2} \quad (34)$$

em que:

…

| | |
|---|---|
| $\tilde{C}H_{Pol,t-1}$ | Diferencial de correcção de hidraulicidade estimado para o ano *t-1* |
| $\alpha$ | Parâmetro que minimiza as alterações à estrutura tarifária da tarifa de Uso Global do Sistema decorrentes do mecanismo de revisibilidade dos CMEC, previsto para o ano t |

Artigo 82.º

Custos para a manutenção do equilíbrio contratual

1 - Os custos para a manutenção do equilíbrio contratual, no ano *t*, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{RP}^{D}_{UGS2,t} = PF_{CMEC,t} + PA_{CMEC,t} + \tilde{PA}_{CMEC,t} - \tilde{CP}_{CMEC,t} \qquad (40)$$

em que:

…

| | |
|---|---|
| $\tilde{C}H_{Pol,t-1}$ | ~~Diferencial de correcção de hidraulicidade estimado para o ano *t-1*~~ |
| $\alpha$ | ~~Parâmetro que minimiza as alterações à estrutura tarifária da tarifa de Uso Global do Sistema decorrentes do mecanismo de revisibilidade dos CMEC~~ |

***Nota:*** Os artigos 128.º (Metodologia de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte) e 130.º (Metodologia de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição) da proposta de Regulamento Tarifário deverão ser alterados de forma a contemplarem a introdução de um preço de potência contratada na tarifa UGS, relativo ao diferencial de correcção de hidraulicidade.