



**COMENTÁRIOS À PROPOSTA DE REVISÃO DOS
REGULAMENTOS DO SECTOR ELÉCTRICO
2005**

16 Maio 2005



COMENTÁRIOS À PROPOSTA DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS
DO SECTOR ELÉCTRICO - 2005

Índice

1.	PREÂMBULO	1
2.	COMENTÁRIOS NA GENERALIDADE	2
3.	COMENTÁRIOS NA ESPECIALIDADE.....	3
3.1.	Regulamento Tarifário	3
3.2.	Regulamento de Relações Comerciais	9
3.3.	Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações	14
4.	SUB-REGULAMENTAÇÃO	15



COMENTÁRIOS À PROPOSTA DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS **DO SECTOR ELÉCTRICO - 2005**

1. PREÂMBULO

A leitura do projecto de revisão do regulamento tarifário (RT), regulamento das relações comerciais (RRC) e do regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI), proposto pela ERSE em resultado do ajustamento necessário ao acolhimento das alterações legislativas introduzidas designadamente pelos Decretos Lei n.º 184/2003 e n.º 185/2003, ambos de 20 de Agosto, n.º 36/2004, de 26 de Fevereiro e n.º 192/2004, de 17 de Agosto, bem como pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, suscita-nos os comentários que seguidamente se apresentam.

Importa, contudo, sublinhar que, à semelhança da iniciativa legislativa pela qual se tem pautado a publicação faseada dos vários diplomas considerados indispensáveis à abertura do mercado, também o desenvolvimento desta regulamentação é efectuado sem que esteja definido o novo enquadramento legal do sector e clarificadas as opções estratégicas a definir na lei de bases, a qual deverá, simultaneamente, vir transpor a Directiva 2003/54/CE do Parlamento e do Conselho, de 26 de Junho, relativa ao mercado interno de electricidade.

Deste modo, a ERSE ao antecipar a revisão regulamentar face à publicação da lei de bases para o sector está a definir soluções de difícil concretização, podendo incorrer no risco de ser necessária uma nova revisão desta proposta regulamentar.

Neste contexto de alguma incerteza legislativa em que surge esta proposta, é notória a frequência de questões de cariz condicional que são suscitadas quanto às opiniões a receber em sede de consulta pública e às várias disposições a desenvolver futuramente por sub – regulamentação da competência e iniciativa da ERSE ou por propostas a apresentar posteriormente pelas entidades incumbidas para o efeito.

Não obstante, a EDP considera importante participar neste processo de consulta pública, apesar da convicção de que os projectos de regulamento em análise terão necessariamente que sofrer os ajustes que a lei posteriormente impuser, entendendo-se que alguns dos mecanismos e medidas agora adoptados poderão nunca ser concretizados.

Neste sentido, entende-se ainda que, face às alterações de circunstância que vierem a ser impostas pela introdução de um novo ordenamento jurídico do sector, que condicionar a aplicabilidade de algumas das disposições agora vertidas na proposta de revisão, a ERSE ver-se-á obrigada a desencadear um novo processo de consulta pública.



Pese embora o exposto, a ERSE, ao procurar a consonância dos regulamentos em vigor com as alterações introduzidas pela legislação nacional e comunitária de forma a dar corpo ao novo formato do Sector Eléctrico (SE) e cumprimento às regras do mercado interno de energia, vem proceder a uma actualização regulamentar, inovando ou simplificando algumas matérias, o que na generalidade merece a nossa adesão.

No intuito de contribuir para uma melhoria dos regulamentos, o presente documento irá ser organizado em três partes distintas: uma primeira parte com o preâmbulo introdutório da matéria, uma segunda parte relativa aos comentários na generalidade e de enquadramento geral relativo aos três documentos objecto da consulta e ainda questões de carácter geral designadamente a matéria da entrada em vigor das diferentes disposições e uma terceira parte em que se procura dar resposta ou questionar as propostas da ERSE relativamente ao RT, RRC e RARI.

2. COMENTÁRIOS NA GENERALIDADE

Conforme estabelecido nos regulamentos, só entram em vigor no dia seguinte ao da sua publicação as disposições que não se encontrem relacionadas com a entrada em funcionamento do mercado organizado e da aplicação dos CMEC, sendo a aplicação das restantes diferida, umas para data a estabelecer pela ERSE, outras para a data da publicação da respectiva regulamentação e, outras ainda, para a data da aprovação dos novos Manuais ou documentos previstos para substituir os anteriores.

Não obstante se compreenda, na fase actual, o diferimento da aplicação daquelas normas, para conferir adaptabilidade ao futuro quadro legislativo, considera-se fundamental, para criar maior certeza aos agentes, entidades reguladas e clientes e minimizar o surgimento de potenciais conflitos derivados da aplicação dos regulamentos, especificar expressamente quais as disposições que não entram imediatamente em vigor.

Entende-se ainda merecer alguma clarificação a matéria relativa à organização das actividades do operador da rede de distribuição cuja proposta de regulamentação ultrapassa o exigido pela Directiva, designadamente quanto à separação organizativa das actividades reguladas de distribuição de energia eléctrica, de compra e venda do acesso à rede de transporte e de comercialização de redes.



3. COMENTÁRIOS NA ESPECIALIDADE

3.1. Regulamento Tarifário

O regulamento tarifário foi alterado de forma a repercutir o contexto de desenvolvimento do quadro legislativo do SE, resultante designadamente da publicação dos diplomas relativos à liberalização do sector.

Tendo como base a organização do documento justificativo da proposta de alteração do Regulamento Tarifário relevam-se os seguintes pontos:

- **Tarifas de uso de redes** (pág. 16 do documento justificativo – artº. 62º e 69º a 71º do RT)

Concorda-se com a alteração da estrutura das tarifas de uso das redes de transporte e distribuição, que passam a contemplar também um termo de energia activa (com 4 períodos tarifários). O racional subjacente à inclusão deste termo, destina-se a sinalizar os custos das perdas nas redes, de forma a melhorar as decisões de investimento. Considera-se, contudo, que a entrada em vigor desta disposição deve ser simultânea com a introdução das alterações previstas para as restantes estruturas tarifárias (Tarifa de Energia e nova UGS).

- **Tarifa de Energia** (pág. 24 do documento justificativo – artº. 35º do RT)

A ERSE substituiu a actual tarifa de Energia e Potência (TEP) por uma tarifa de Energia com uma estrutura monómia, baseada em custos marginais de curto prazo, internalizando assim, nomeadamente os custos de garantia de potência. Fica assim por repercutir o futuro enquadramento legal que deverá definir a Garantia de Potência, o que poderá obrigar a proceder a alguns ajustes nesta tarifa e noutras que lhe sejam associadas.

- **Ajustamentos trimestrais em MAT, AT e MT e anuais em BT** (pág. 26 do documento justificativo – artº. 133º do RT)

A ERSE opta pela manutenção dos ajustes trimestrais na MAT, AT e MT e inter-anoais em BT. Nesta matéria julga-se que, para melhor sinalizar as condições de mercado e não gerar situações de desvios tarifários diferidos para o ano seguinte, seria desejável estender estes ajustamentos à BT que, atendendo ao segmento de mercado em causa, poderia ser semestral.

Porém, esta disposição não se aplicaria aos clientes abrangidos pela tarifa social, a qual deve ser reformulada na linha do conceito das obrigações do fornecedor de último recurso.



- **Mecanismo de convergência para tarifas aditivas** (pág. 29 do documento justificativo – artº. 147º do RT)

Ao introduzir no "Mecanismo de Convergência para Tarifas Aditivas" limitações às variações máximas de cada preço, deve ser garantida uma flexibilidade adequada a estas limitações, quer em termos de diferenciação do limite de variação para cada preço, quer da possibilidade de ter variações diferenciadas em cada um dos anos do período regulatório.

- **Tarifas de Referência** (pág. 30 do documento justificativo – artº.146º do RT)

A ERSE propõe a existência de Tarifas de Referência a publicar, destinadas a permitir separar o efeito dos sobrecustos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral, na factura dos clientes.

Nesta perspectiva, julga-se necessário, por um lado, esclarecer a classificação dada pela ERSE, parecendo-nos que o custo das rendas de concessão da baixa tensão também devia ser excluído do cálculo das tarifas de referência. Por outro, considera-se imprescindível repensar as consequências da publicação destas tarifas, nomeadamente nos possíveis impactos em termos de solicitações aos sistemas comerciais.

- **Extinção da tarifa simples em BTN entre 20,7 e 41,4 kVA** (pág. 31 do documento justificativo – artº38º do RT)

No projecto de regulamento é proposto que no decurso do novo período regulatório se proceda à eliminação da tarifa simples de BTN entre 20,7 e 41,4 kVA, acção que abrangerá cerca de 56 mil clientes, que passam a dispor, pelo menos, de contagens tri-horárias. Neste sentido, devem ser reconhecidos na íntegra e de uma forma clara os custos efectivos inerentes a esta operação.

- **Extinção dos CAE** (pág. 38 do documento justificativo - nota de rodapé 3 – artº83º do RT)

Considera-se que a referida nota se encontra incompleta, devendo ter em consideração o disposto no artigo 1º do Anexo I do Decreto-Lei nº 240/2004, de 27 de Dezembro, pelo que se sugere a seguinte redacção alternativa:

"Remuneração e amortização do investimento (inicial e adicional), encargos fixos de O&M, remuneração do stock de combustível, compensação pelos encargos variáveis e pelos outros encargos desde que explicitamente definidos nos CAE."



Terrenos das centrais térmicas e dos aproveitamentos hidroeléctricos de domínio público (pág. 48 do documento justificativo – artº 83º do RT)

Entende-se que a referência da ERSE aos “custos decorrentes da aquisição ou arrendamento, por parte dos produtores vinculados dos terrenos afectos aos centros electroprodutores, térmicos ou hídricos não pertencentes ao domínio público hídrico, devem ser incluídos nos CMEC, como encargos de exploração, no âmbito da definição das eventuais compensações devidas aos produtores vinculados” contraria o disposto no artigo 5º da Portaria, nº 96/ 2004, de 23 de Janeiro, a qual apenas estabelece que os custos decorrentes dos contratos de arrendamento dos terrenos afectos aos centros electroprodutores, com excepção dos que integram o domínio hídrico, devem ser incluídos nos CMEC como encargos de exploração.

- **Custos para a manutenção do equilíbrio contratual** (pág. 52 do documento justificativo – artº83º do RT)

Neste ponto refere-se que “o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, é omissivo na forma como se revertem os ajustamentos negativos na tarifa UGS e se estes devem incluir juros, pelo que se considera que a metodologia a utilizar deverá ser análoga à utilizada no caso de ajustamentos positivos (parcela de acerto).”

Sobre esta matéria importa atender ao estabelecido no nº 3 do artigo 5º do Decreto-Lei nº 240/2004, de 27 de Dezembro, onde se define a forma como devem ser repercutidos os ajustamentos negativos na tarifa UGS. Por outro lado, o nº 6 do mesmo artigo enumera as diversas parcelas que constituem os montantes a reverter na tarifa UGS, referindo a alínea d) os encargos correspondentes aos juros sobre os montantes em dívida dos ajustamentos anuais negativos, calculados nos termos do artigo 5º do Anexo I do referido Decreto-Lei.

A referência relativa à “taxa de juro a aplicar pelo desfasamento entre os pagamentos dos ajustes pela entidade concessionária da RNT aos produtores (com início a 1 de Abril) e a repercussão destes nas tarifas (a partir de 1 de Janeiro do ano seguinte (...))” não está de acordo com o estabelecido no nº 8 do artigo 11º do Decreto-Lei nº 240/2004, segundo o qual os ajustamentos anuais positivos, depois de serem comunicados à ERSE, pela DGGE, devem ser repercutidos na parcela de acerto, no prazo máximo de 90 dias após o termo de cada ano civil e durante os 12 meses seguintes, ou seja, o ajustamento do ano n será repercutido na tarifa UGS a partir de Abril do ano n+1 até Março do ano n+2.

O nº 5 do artigo 5º do Decreto-Lei nº 240/2004, estabelece na alínea b) o direito aos juros sobre os montantes em dívida dos ajustamentos anuais positivos que devem ser calculados nos termos do artigo 5º do Anexo I. Este artigo define que a taxa de juro a aplicar aos montantes em dívida é



uma taxa de juro nominal EURIBOR, a um ano, em vigor no último dia do ano civil a que se refere o ajustamento.

- **Incentivo à redução de perdas e metas no âmbito do PNAC** (pág. 75 do documento justificativo – art.ºs 88º e 116º a 118º do RT)

Considerando as exigências do PNAC em termos do nível de redução de perdas para 2010 (redução de 9,3% para 8,6% da taxa de perdas nas redes de transporte e distribuição), a ERSE pretende:

- Aumentar a valorização da energia de perdas;
- Redefinir o nível de saturação do mecanismo;
- Determinar o perfil das perdas de referência ao longo do período de regulação.

Em relação à trajectória de perdas até 2010, haverá que acordar previamente os objectivos de redução da competência dos operadores da rede de transporte e das redes de distribuição.

Nesta matéria refira-se que, os investimentos para redução de perdas durante o próximo período regulatório devem ser contemplados na base regulatória dos activos a serem remunerados pela taxa de remuneração implícita nos parâmetros regulatórios.

Atendendo ao facto da proposta de revisão regulamentar ter lugar antes do acordo a celebrar entre a ERSE e os operadores das redes, é necessário que a ERSE altere a proposta de regulamento de forma a permitir, posteriormente à definição dos parâmetros para o novo regulatório, o reconhecimento destes investimentos e eventuais custos adicionais decorrentes de medidas a implementar para a exploração do SE caracterizado por uma nova configuração.

A metodologia apresentada na proposta da ERSE para a definição do objectivo de redução de perdas não contempla as características estruturais do mercado, em que a energia consumida em BT tem crescido historicamente a um ritmo superior à de MT, provocando um acréscimo das perdas técnicas na rede de BT muito superior ao que ocorreria se o consumo se verificasse em MT.

Ainda em termos de perdas, a proposta apresentada parece não considerar os efeitos provocados pelo crescimento exponencial da energia colocada nas redes pelos Produtores em Regime Especial (PRE) que se encontra previsto no PNAC. Importa referir que as entregas de energia em AT em zonas de baixo consumo irão provocar o aumento das perdas na rede do operador de distribuição.



- **Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica: Incentivo à eficiência no consumo de energia eléctrica e metas no âmbito do PNAC** (pág. 84 do documento justificativo – artº. 88º do RT)

A fórmula de regulação da actividade de distribuição de energia eléctrica mantém na essência a estrutura aplicada nos anteriores períodos regulatórios, não se indiciando, nomeadamente, alteração relativamente ao termo fixo que tem sido nulo. Atendendo à estrutura de custos da actividade de distribuição, caracterizada por custos fixos elevados, considera-se, por um lado, necessário que o termo fixo assuma um peso superior a 50% do total dos proveitos e, por outro, que não seja afectado pelo factor de eficiência X , pelo facto de reflectir a recuperação de investimentos já realizados.

Este termo fixo mitigaria também o efeito de perda de proveitos resultante da diminuição de consumo provocada pelas acções no domínio da eficiência energética.

A este respeito, de referir algumas práticas europeias, em particular as seguintes:

- ✓ No Reino Unido, durante o processo de revisão tarifária da fórmula dos proveitos das empresas de distribuição de electricidade, foi alterado o sistema regulatório "price-cap" original das empresas de distribuição de acordo com o qual os proveitos permitidos aumentavam proporcionalmente às vendas de electricidade.

A regulação tarifária foi substancialmente alterada, passando a componente fixa dos proveitos permitidos a representar 50% do total dos proveitos. Com esta modificação o regulador anulou os incentivos à promoção do aumento das vendas de electricidade.

- ✓ Na Irlanda do Norte, a componente fixa corresponde a 75% dos custos totais permitidos.
- ✓ Em Itália, o regulador introduziu alterações de forma a eliminar o incentivo ao aumento das vendas na parte relativa aos proveitos permitidos das empresas de distribuição: as receitas totais relativas a determinados segmentos de clientes deixaram de ser 100% proporcionais às unidades de energia vendidas, para serem apenas cerca de 25%, estando também dependentes do número de clientes.
- ✓ Na Noruega, o regulador alterou recentemente os procedimentos de cálculo dos proveitos permitidos para as empresas de distribuição. No período regulatório de 2002 a 2006 o "price-cap" dos proveitos passou a relacionar-se com o número de novos clientes e com os kWh distribuídos a nível nacional, em igual proporção. Adicionalmente estabeleceu um encargo sobre a energia distribuída para financiar actividades de gestão da procura, tendo-se constituído com este



sobrecusto um fundo nacional, com o objectivo de financiar aquelas actividades.

A adequação da fórmula regulatória dos proveitos permitidos da actividade de distribuição, de forma a consubstanciar uma menor dependência dos proveitos face à evolução da procura, mitigará a perda de proveitos do distribuidor devido a um menor crescimento do consumo por medidas de gestão da procura.

Podem, ainda, coexistir outras medidas complementares, como seja, a aplicação de uma taxa proporcional ao consumo que permitisse a constituição de um fundo cujo objectivo seria o financiamento das acções a realizar no domínio da melhoria da eficiência energética, de forma a não contribuir para o aumento dos custos da electricidade. Também por transparência, essa taxa deveria ser explicitado na factura ao cliente final.

Embora se reconheça que à ERSE não compete a criação deste tipo de "taxas", o regulador poderá contudo diligenciar junto de outras entidades com competência para proceder ao seu estabelecimento.

- **Propostas adicionais aplicáveis à BTN**

Não obstante os comentários na especialidade anteriormente referidos, identificam-se, em nosso entender, aspectos que carecem de um desenvolvimento adicional, apresentando-se nesse sentido as seguintes propostas relativas à BTN:

- ✓ Considerando a abertura efectiva dos mercados na BTN, seria desejável a implementação da plena aditividade neste segmento, provavelmente possível de realizar, numa situação de introdução da nova estrutura da tarifa UGS e da tarifa de Energia. Caso não seja possível, propõe-se que a actual subsidiação cruzada existente entre clientes deste segmento seja removida, evitando-se distorções nas decisões de "switching" dos clientes, não sustentados no tempo.
- ✓ Importa ainda referir a redução do diferencial de preço de potência contratada entre a tarifa simples e a tarifa bi-horária (Pc até 20,7 kVA), considerando a significativa redução dos sobrecustos com a contagem bi-horária relativamente à contagem simples. Esta medida irá promover a deslocalização de clientes da tarifa simples para a tarifa bi-horária (actualmente com cerca de 370 mil clientes), acção que se insere no domínio da URE, com consequências, nomeadamente na redução de perdas. Com efeito, esta redução do diferencial deverá, no entanto, ser feita gradualmente a fim de permitir que o distribuidor possa concretizar as opções de mudança dos clientes da tarifa simples para a tarifa bi-horária.



- ✓ A criação duma tarifa tri-horária (para os escalões de potência até 20,7 kVA), com um preço da energia de vazio idêntico ao da tarifa bi-horária. Os preços das horas de ponta e cheias devem ser determinados de forma que a média ponderada daqueles preços pelos consumos respectivos conduza a um preço idêntico ao da tarifa bi-horária “fora de vazio”. Esta acção, tal como a anterior, insere-se no domínio da URE, com impacto, nomeadamente na redução de perdas.
- ✓ Considerando a limitada penetração da tarifa social, que atinge um universo estabilizado de cerca de 4000 clientes, propõe-se que esta tarifa seja reformulada, procurando uma maior abrangência dos clientes que dela necessitam. No redesenho desta tarifa, dever-se-á também ter em consideração as obrigações de fornecimento de último recurso.

3.2. Regulamento de Relações Comerciais

O regulamento de Relações Comerciais foi alterado de forma a repercutir o contexto de desenvolvimento do quadro legislativo do SE, resultante designadamente da publicação dos diplomas relativos à liberalização do sector bem como a simplificar a sua organização e conteúdo tornando-o mais acessível aos interessados, agentes e consumidores. Considera-se que este último objectivo foi efectivamente conseguido.

Tendo como base a organização do documento justificativo da proposta de alteração do Regulamento Relações Comerciais relevam-se os seguintes pontos:

- **Existência de dívidas** (pág. 29 do documento justificativo – art.ºs 141º a 144º do RRC)

Os princípios gerais relativos à mudança de fornecedor por parte dos clientes, que consta desta proposta regulamentar, consagra os seus direitos à livre escolha dentro daquilo que é o espírito da Directiva 2003/54/CE.

Contudo, o processo da mudança de fornecedor em mercado com impacto na gestão das dívidas é um aspecto crítico a acautelar à priori, tendo em conta a eficiente gestão de todos os processos de mudança, nomeadamente quanto ao acesso à informação relativa aos devedores, que julgamos ser um tema de elevada relevância para o bom funcionamento do sistema de mercado.

A proposta de criação de um registo sobre clientes devedores terá tanto mais utilidade quanto maior for a viabilização da sua implementação e



correcta utilização, revelando-se a autorização por parte dos clientes como a questão central para o real aproveitamento de tão importante informação. Ainda neste contexto, importa acrescentar que o incumprimento sucessivo, por parte do cliente, das obrigações contratuais a diversos comercializadores a actuar no mercado, designadamente por falta de pagamento, pode conduzir a um retorno ao comercializador regulado sem que para isso tenham sido regularizadas as situações anteriores.

Este tema deve ser objecto de um estudo mais aprofundado, nomeadamente tendo em conta experiências idênticas em outros mercados eléctricos e em outros sectores de actividade com processos semelhantes de liberalização como é o caso das telecomunicações fixas, em que apesar de existirem soluções legalmente estabelecidas a sua implementação tem sido morosa.

No que diz respeito ao comercializador regulado, existe como princípio que a passagem de um cliente para o mercado só se poderá verificar, se não existir dívida vencida que seja do conhecimento do cliente. Sabe-se, no entanto, que nesse momento da passagem poderá existir dívida que, não só não está vencida porque a facturação corrente tem um prazo de 30 dias nos clientes MAT/AT/MT/BTE e de 14 dias nos clientes BTN, como também estará por facturar, dado que a última factura apenas é processada com a cessação contratual.

Para obviar a acumulação de dívidas associadas com a última factura, só deve ser permitido a efectiva passagem ao mercado no final de 90 dias a contar da data da concretização da mudança inicial, podendo o comercializador regulado accionar uma cláusula de anulação dessa mudança, caso não tenha sido paga pelo cliente a dívida final confirmada. Em alternativa, poder-se-á considerar a possibilidade do novo comercializador aceitar responsabilizar-se, perante o comercializador regulado, pela dívida do seu novo cliente.

- **Parcela livre e cessação dos CAE (pág. 35 – ponto 11)**

Tendo em conta as disposições do regulamento a parcela livre é considerada extinta no pressuposto de ter sido já atingida a liberalização total do mercado.

Do nosso ponto de vista, face à legislação aplicável a esta matéria, importa explicitar a correspondência entre a extinção da referida parcela e a cessação dos CAE, uma vez que a parcela livre deve ser extinta com o início de funcionamento do mercado.

Até esse momento, o distribuidor vinculado em MT e AT deve adquirir 92% das suas necessidades de energia à entidade concessionária da RNT, podendo complementar as restantes através da parcela livre (8%).



- **Responsabilidade dos custos de infra-estrutura de telecomunicações dos equipamentos de telecontagem** (pág. 19 – art.120º do RRC)

A proposta prevê uma alteração na atribuição de responsabilidade pelos custos de instalação e manutenção de comunicações para telecontagem, referindo que "Salvo acordo em contrário, os custos com a instalação e a manutenção de infra estruturas de telecomunicações necessárias à leitura remota do equipamento de medição das instalações dos clientes constituem encargo:

- Do operador da rede de distribuição MT e AT, nos pontos de medição dos clientes que se encontrem fisicamente ligados à rede de transporte;
- Dos operadores das redes de distribuição, nos pontos de medição dos clientes que se encontrem fisicamente ligados às suas redes".

A fundamentação apresentada para esta alteração da responsabilidade parece ser aceitável levantando-se, contudo, questões relacionadas com custos aceites e com a optimização do ponto de vista económico da tecnologia a utilizar pelos operadores das redes.

Surge ainda um terceiro impacto que envolve todos os clientes que se encontram no SENV e os do SEP que tenham instalado a infra-estrutura de telecomunicações para suporte aos equipamentos de telecontagem. Efectivamente este conjunto de clientes já incorreu e continua a incorrer em custos desta natureza.

A proposta de regulamentação ao imputar à EDP Distribuição a responsabilidade dos custos com a instalação e manutenção de infra-estruturas de telecomunicações deve permitir a esta empresa apresentar à ERSE uma proposta baseada num estudo técnico-económico que vai certamente, à semelhança do que se verifica nas *utilities* europeias, no sentido da utilização generalizada da tecnologia GSM, em detrimento de rede fixa PSTN.

Do ponto de vista da regulação económica a solução a adoptar deve, garantidamente e de uma forma transparente, ser constituída como base de custos e activos aceites para regulação.

Efectivamente, com esta alteração regulamentar, os comercializadores dos clientes que pretendam passar ao mercado serão informados de que não deixam de suportar os custos relativos a comunicações associadas à telecontagem, sendo de esperar dois tipos de consequências: um aumento dos pedidos (actualmente cerca de 300/mês) ou a solicitação de que a EDP Distribuição assuma os custos das comunicações fixas das carteiras dos actuais clientes.

Não parece aceitável que a EDP Distribuição deva assumir os custos de linhas telefónicas para instalações de clientes, pelo que deverá ficar



estabelecido um prazo, nunca inferior a um ano, para a passagem dessas comunicações de PTSN para GSM, prazo esse durante o qual os clientes continuam a assumir os respectivos encargos com as comunicações.

Nas novas ligações, e ainda que não seja uma prática generalizada, existem situações em que alguns clientes disponibilizam linha telefónica para a telecontagem. A passagem desta responsabilidade para a EDP Distribuição permitirá a instalação, em simultâneo, da comunicação GSM e do equipamento de medição, evitando uma nova intervenção na instalação.

Com a implementação destes procedimentos, no final de 2005 haverá cerca de 10 000 consumidores em telecontagem, ou seja, aproximadamente o dobro do número actual.

Neste sentido, propõe-se que seja considerado como prazo o final de 2008 (final do próximo período de regulação), para que se torne efectiva a generalização de infra-estruturas de telecomunicações para telecontagem a todos os clientes MT.

- **Facturação da Energia Reactiva** (pág. 25 – artº.173º e 174º do RRC)

A questão do limiar óptimo de compensação de energia reactiva tanto nas redes de transporte, como nas redes de distribuição, bem como o respectivo preço, passou a assumir uma importância crescente com as metas de redução de perdas apontadas pelo PNAC.

O problema da indução da compensação da energia reactiva, quer através dos preços, quer através do limiar de compensação, atinge apenas os clientes MAT, AT, MT e BTE, correspondendo a cerca de metade dos fornecimentos em energia activa e mais de metade da energia reactiva.

Na BTN, não existe medição de energia reactiva, sendo o controlo apenas feito de forma indirecta, através do disjuntor diferencial que é também um limitador da potência contratada, que sendo uma potência aparente (S), tem implícita potência reactiva. O segmento doméstico, sendo o sector de maior peso na BTN, tem tido até há alguns anos, cargas predominantemente resistivas. Contudo a penetração de novos equipamentos "electrodomésticos", nomeadamente o designado "ar condicionado", pode estar a contribuir para a alteração dessa situação, passando as redes de BT a poder veicular trânsitos de energia reactiva não negligenciáveis.

Esta situação terá que ser monitorizada e avaliada, de forma a se encontrar medidas eficazes para resposta a esta questão e que se resumem em:



- Estabelecimento de um normativo que obrigue os construtores de equipamentos a instalar compensação local, para que a carga seja predominantemente resistiva ⁽¹⁾, ou alternativamente;
- Monitorização da energia reactiva na BTN, tal como é feito nos restantes níveis de tensão, o que obrigaria à mudança sistemática dos quase 6 milhões de contadores instalados. Caso venha a ser encarada esta hipótese, teria que ser perspectivada duma forma mais abrangente e que rentabilizasse outras funcionalidades potenciais, numa perspectiva de optimização de sinergias.

Gostaríamos de recordar que o actual limiar de facturação de energia reactiva foi estabelecido em Janeiro 1989, altura em que se ultrapassou o limiar de $\text{tg}\phi = 0,6$ para $\text{tg}\phi = 0,4$.

Estamos cientes que qualquer compensação mais exigente de energia reactiva implica investimentos, quer por parte dos clientes, quer por parte do distribuidor, na actividade de compra do acesso à rede de transporte. Estes investimentos, para além do esforço financeiro, implicam algum tempo para serem executados.

No caso de se estabelecer um novo limiar de compensação de energia reactiva, a ERSE deve reconhecer na totalidade os investimentos em meios de compensação que a EDP Distribuição tiver de realizar nas subestações fronteira "transporte - distribuição".

Entendemos tratar-se de um assunto complexo que exige estudos cujo tempo de execução não será seguramente curto, propondo-se, para o efeito, que pelo menos no primeiro ano do novo período regulatório se mantenha o actual limiar de compensação até que se dispôr de estudos conclusivos sobre a matéria.

- **Regime de interruptibilidade** (artº 180º do RRC)

Neste artigo estipulam-se as regras de funcionamento do mercado de interruptibilidade, designadamente as características e os critérios de selecção das ofertas propostas pelo comercializador regulado em MT e AT e aprovadas pela ERSE. Estabelece-se também que a valorização económica da interruptibilidade resulta da aplicação de mecanismos competitivos de mercado que conduzam à minimização dos custos para a satisfação da quantidade de potência interruptível pretendida. As quantidades de potência interruptível são propostas pela REN para cada semestre e aprovadas pela ERSE.

¹ Os actuais "labels" de eficiência energética dos electrodomésticos, não incluem a preocupação com a compensação da energia reactiva. Será porventura um tema a desenvolver, mesmo em termos de iniciativas europeias.



Embora estejamos genericamente de acordo com esta proposta, entende-se que deve competir ao comercializador regulado de MT e AT propor, numa base anual, as quantidades de potência interruptível pretendida, dado que não se trata duma interruptibilidade na óptica da exploração do SE, a qual é da competência da concessionária da RNT.

Julgamos assim que a concessionária da RNT, poderia propor figuras de interruptibilidade complementares, num enquadramento de exploração optimizada do SE, nomeadamente uma interruptibilidade rápida, com um pré-aviso de 5 minutos.

A questão do MIBEL e as assimetrias entre as soluções encontradas para Portugal e Espanha não podem a este respeito deixar de ser analisadas. Está previsto que o actual regime de interruptibilidade se irá prolongar em Espanha até 2010, o que se tem manifestado como mais favorável para os clientes espanhóis do que para os portugueses. Com a criação, nos moldes propostos, do novo regime de interruptibilidade em Portugal manter-se-á este desequilíbrio relativo entre os clientes dos dois países.

3.3. Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações

Em termos genéricos importa salientar que a proposta da ERSE se baseia praticamente na transposição dos princípios definidos no regulamento da Comissão Europeia sobre o acesso às redes e às interligações. À semelhança do que sucede com o RT e RRC, o problema coloca-se ao nível da sub-regulamentação prevista neste regulamento, devendo a ERSE indicar em breve os temas em que irá solicitar a intervenção das empresas.

Em geral ressaltam-se as simplificações consideradas, o que se considera positivo. De referir também a prudência da ERSE em não inovar para além do que já está estabelecido em termos de Directivas da UE, como seja, o mecanismo de gestão das interligações, aliás suficientemente vago como na directiva, e o destino a dar às receitas do congestionamento das interligações.

Merece-nos, contudo, particular preocupação as propostas relativas ao Planeamento das redes de Distribuição em AT e MT, previstas nos artigos 11º e 12º, que culminam com a aprovação dos planos de investimento pela ERSE, depois dum processo de consulta pública aos agentes de mercado. Estes planos devem, segundo a proposta, contemplar os 5 anos seguintes ao ano em que são apresentados.



- **Planeamento das redes e interligações** (artº. 11º a 14º do RRC)

A proposta da ERSE configura inadequações, quer do ponto de vista legal, quer do ponto de vista regulatório.

Do ponto de vista do quadro jurídico, o Distribuidor AT e MT opera em regime de licença vinculada, tendo por obrigação garantir o abastecimento dos consumos a satisfazer, sem sujeição a qualquer aprovação dos investimentos por parte do Estado. Por seu turno, compete ao Estado garantir a segurança de abastecimento, responsabilidade que por inerência da licença vinculada é atribuída ao Distribuidor de AT e MT. Nesta conformidade, e tendo em conta a expectável revisão do quadro legislativo, não nos parece adequada a proposta da ERSE no processo de planeamento de redes em AT e MT.

Do ponto de vista regulatório, e atendendo a que a actividade de distribuição é regulada através de um mecanismo de “price-cap”, considera-se que o incentivo a investimentos racionais com qualidade de serviço técnica adequada se encontra devidamente sinalizado. Nesta perspectiva, não se percebe a necessidade de aprovação dos planos de investimento em AT e MT, com a agravante da ERSE entender que os mesmos devem referir-se a um período de cinco anos quando o período regulatório vigora apenas por três.

4. SUB-REGULAMENTAÇÃO

Por último, importa salientar a necessidade de se concretizar um conjunto de matérias que se encontram remetidas para sub - regulamentação e que são da competência e iniciativa da ERSE, não obstante as entidades envolvidas se encontrarem incumbidas de apresentar propostas, designadamente no que concerne aos aspectos que seguidamente se identificam em cada um dos projectos de revisão dos regulamentos.

Neste sentido, e dado o SE ter sido submetido a diversas alterações quanto à organização e exercício das diferentes actividades, resultantes da evolução legislativa nacional e comunitária e da necessária adaptação ao desenho evolutivo da nova estrutura em que o sector se vai organizando, constata-se a existência de dificuldades de enquadramento legislativo, transversais a todos os regulamentos em revisão, e cuja resposta é prorrogada para futuros sub - regulamentos.

Nesta perspectiva, a sujeição a sub - regulamentação das matérias a seguir identificadas, pode condicionar a entrada em vigor das disposições a que as mesmas respeitam e, bem assim, as decisões dos sujeitos intervenientes no sector.



Regulamento Tarifário

- ✓ Metodologia utilizada para a determinação do valor da energia entrada na rede de distribuição em MT (artigo 121º, nº 4) - estabelecida em norma complementar a publicar pela ERSE.

• Regulamento das Relações Comerciais

- ✓ O Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, na sequência de proposta (artigo 32º, nº 2) - a apresentar pelo operador da rede de transporte, no prazo de 120 dias a contar da data de entrada em vigor do regulamento;
- ✓ Código de Conduta (artigo 37º, nº 4) - a apresentar pelos operadores da rede de distribuição, no prazo de 120 dias a contar da data de entrada em vigor do regulamento;
- ✓ Manual de Procedimentos do Agente Comercial (artigo 53º, nº2) - a apresentar pela entidade concessionária da RNT, no prazo de 90 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento;
- ✓ Lista de informação comercialmente sensível (artigo 58º, nº 4) - a apresentar pelo Agente Comercial, no prazo de 90 dias a contar da data de entrada em vigor do regulamento;
- ✓ Metodologia de cálculo dos encargos resultantes da construção de elementos de ligação para uso partilhado (artigo 75º, nº5) - a apresentar pelos operadores de redes de distribuição em MT e BT no prazo de 90 dias após a data da entrada em vigor do regulamento;
- ✓ Estabelecimento das condições e valores de comparticipação nos custos de reforço das redes para as ligações em MT e BT (artigo 76º, nº6) - a apresentar pelos operadores de redes de distribuição em MT e BT no prazo de 90 dias após a data da entrada em vigor do regulamento;
- ✓ Estabelecimento das condições e valores de comparticipação nos custos de reforço das redes para as ligações em AT e MAT (artigo 76º, nº8) - a apresentar pelos operadores de redes de distribuição em AT e MAT no prazo de 90 dias após a data da entrada em vigor do regulamento;
- ✓ Codificação dos pontos de entrega (artigo 100º, nº 5) - proposta conjunta dos operadores de rede, no prazo de 90 dias contar da data de entrada em vigor do regulamento;
- ✓ Procedimentos e prazos a adoptar na gestão do processo de mudança de fornecedor, incluindo as regras a adoptar quanto à constituição e funcionamento do registo de dívidas (artigo 143º, nº 3) - a apresentar pelos operadores de redes de distribuição em MT e BT no prazo de 90 dias após a data da entrada em vigor do regulamento;
- ✓ Compete à ERSE estabelecer as eventuais quantidades mínimas de energia eléctrica a serem adquiridas em mercados organizados, em respeito da legislação em vigor sobre esta matéria (artigo 152, nº1);
- ✓ Os contratos de fornecimento de energia eléctrica a celebrar entre os comercializadores regulados e os consumidores devem integrar como



- condições contratuais gerais um conjunto mínimo de informações (artigo 156º, nº1) aprovado pela ERSE - propostas apresentadas pelos comercializadores regulados, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do regulamento;
- ✓ Quantidade de potência interruptível (artigo 180º, nº3) - aprovada pela ERSE para cada semestre - a apresentar pela entidade concessionária da RNT até 15 de Abril e 15 de Outubro de cada ano;
 - ✓ Regras de funcionamento do mercado de interruptibilidade, designadamente as características e os critérios de selecção das ofertas (artigo 180º, nº4) são aprovados pela ERSE - a apresentar pelo comercializador regulado em MT e AT no prazo de 120 dias após a data de entrada em vigor do regulamento;
 - ✓ Manual de Procedimentos e Operação dos Mercados (artigo 187º, nº 3) - a apresentar pelo operador de mercado, no prazo de 120 dias contar da data de entrada em vigor do regulamento;
 - ✓ Manual de procedimentos do acesso e operação do SE público no RA (artigo 197º, nº 3) – a apresentar pela concessionária do transporte e distribuição da RAA no prazo de 90 dias após a data da entrada em vigor do regulamento;
 - ✓ Manual de procedimentos do acesso e operação do SE público no RA (art. 203º, nº 3) – a apresentar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM no prazo de 90 dias após a data da entrada em vigor do regulamento;
 - ✓ Gestor de Sistema a preparar metodologia respeitante à contratação dos serviços de sistema para aprovação da ERSE (página 10 do documento justificativo);
 - ✓ Medição de energia eléctrica a tensão diferente de fornecimento: a ERSE está consciente que a definição de uma nova metodologia exigirá a realização de estudos mais aprofundados, aguardando que durante a fase de consulta pública possam ser apresentados contributos que ajudem a desenvolver uma nova metodologia ou, caso contrário, a manter a opção vigente (página 22 e 23 do documento justificativo).

• **Regulamento do Acesso às Redes e Interligações**

- ✓ A metodologia de planeamento e os critérios utilizados pelos operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT no planeamento das suas redes devem ser enviados à ERSE e divulgados nos termos do artigo 37º (artigo 12º, nº6);
- ✓ As condições gerais que devem integrar o Contrato de Uso de Redes são aprovadas pela ERSE, após consulta pública, na sequência de propostas apresentadas pelos operadores de redes (artigo 23º, nº1).