



-2001-0830

ENTIDADE
REGULADORA
DO SECTOR ELÉCTRICO

CONSELHO TARIFÁRIO

Exmº Senhor:
Dr.-Ing. Jorge Vasconcelos
Presidente do
Conselho de Administração da ERSE
Rua D. Cristóvão da Gama, 1
1400-113 Lisboa

Lisboa, 25 de Julho de 2001

Exmo Senhor,

Em resposta ao solicitado pela ERSE, através da carta de V.Exa de 5 de Junho, com a refª CR-E-2001-1011/JV-mm, junta-se parecer emitido pelo Conselho Tarifário sobre a "Proposta de revisão do Regulamento Tarifário".

Com os melhores cumprimentos.

Maria do Céu Costa
Coordenadora do Conselho Tarifário

Anexo: o mencionado.



001-0007

ENTIDADE
REGULADORA
DO SECTOR ELÉCTRICO

CONSELHO TARIFÁRIO

Parecer do Conselho Tarifário sobre Proposta de revisão do Regulamento Tarifário

Introdução

A Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE), foi criada pelo Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho, com texto consolidado pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de Fevereiro, que estabelece as disposições relativas à sua organização e funcionamento.

No artigo 7.º dos Estatutos da ERSE, são definidos os seus órgãos, de entre os quais se destaca o Conselho Tarifário (alínea c) do n.º 1). A sua composição, competências e funcionamento estão definidas nos artigos 17.º a 19.º dos mesmos Estatutos.

De acordo com o disposto no n.º 1 do artigo 29.º do Decreto-Lei n.º 187/95 e no n.º 1 do artigo 18.º dos Estatutos da ERSE, o Conselho Tarifário emite parecer sobre a revisão do Regulamento Tarifário, o qual é aprovado por maioria, não sendo vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou à Coordenadora do Conselho Tarifário, por carta com a Ref. CR-E-2001-1011/JV-mm, de 5 de Junho de 2001, o documento que contém as propostas de revisão dos regulamentos Tarifário, de Relações Comerciais, do Despacho e do Acesso às Redes e às Interligações, solicitando emissão do competente parecer sobre a proposta relativa ao Regulamento Tarifário.

Sobre o pedido formulado pelo Conselho de Administração da ERSE e tendo em conta a documentação atrás citada, o Conselho Tarifário emite o seguinte parecer, o qual foi aprovado por **unanimidade**.

Ponto prévio

O Conselho Tarifário (CT) considera que a sequência de consultas adoptada pela ERSE não é a mais correcta, uma vez que a este Conselho foi solicitado parecer em simultâneo com a submissão da proposta a discussão pública e à audição de entidades exteriores. Embora se pretenda proporcionar uma oportunidade para também o CT se pronunciar sobre documentos em fase de discussão pública, entende este Conselho não ser esta a sua função, mas sim pronunciar-se sobre o documento que resultará da agregação das várias sensibilidades que a



ENTIDADE
REGULADORA
DO SECTOR ELÉCTRICO

CONSELHO TARIFÁRIO

Erse entenda incorporar. Assim, considera-se que os comentários constantes do presente documento constituem apenas um contributo para o aperfeiçoamento da proposta apresentada.

Apreciação na generalidade

A proposta de revisão em análise, em particular na parte que se refere à inserção dos vários temas nos diferentes regulamentos, apresenta uma estrutura melhor organizada e de mais fácil compreensão, sendo acompanhada de um mínimo de informação prévia explicativa das opções tomadas na sua elaboração.

No que respeita especificamente ao Regulamento Tarifário (RT), o texto introdutório, embora bem estruturado, deveria também enquadrar alternativas a algumas das soluções propostas.

Assinala-se a existência de algumas “gralhas” e imprecisões ao longo do texto apresentado, que se espera venham a ser objecto de cuidada análise e correcção para que não prejudiquem o documento final a publicar.

Apreciação na especialidade

1 - Modelo de Regulação Económica das Actividades

1.1 - Abertura de mercado. Equilíbrio SEP/SENV

A presente proposta de RT terá de se adequar à abertura de mercado que se anuncia poder vir a ocorrer a partir de Janeiro de 2002, prevendo-se que possam vir a ser elegíveis todos os clientes MAT, AT e MT, universo que representa cerca de 45% do consumo do Continente.

A dimensão apreciável desta abertura de mercado coloca grandes responsabilidades sobre a adequação do modelo económico subjacente à regulação. Caso a diferença entre as tarifas finais dos clientes elegíveis do SEP e as correspondentes tarifas de acesso de clientes do SENV não seja correspondente aos custos efectivamente evitados ao SEP, a transferência do SEP para o SENV será criadora de ineficiência económica global.



ENTIDADE
REGULADORA
DO SECTOR ELÉCTRICO

CONSELHO TARIFÁRIO

Dada a incerteza associada às transferências entre SEP e SENV e não obstante as actuais limitações da oferta, não deixa de ser conveniente a adopção explícita de mecanismos reequilibradores. Neste sentido, julgamos não ser adequada a eliminação do mecanismo previsto no Regulamento em vigor que permite a transferência para a tarifa UGS de custos deixados inactivos no SEP pelas transferências de clientes para o SENV.

1.2 - Fórmulas dos Proveitos permitidos

1.2.1 Aquisição de Energia Eléctrica (AEE)

Na proposta de revisão do RT, os proveitos permitidos à REN para cobrir os encargos com a aquisição de energia eléctrica são repartidos entre uma componente fixa e uma componente variável. A primeira corresponde essencialmente aos custos fixos dos contratos de aquisição de energia eléctrica e a segunda aos encargos variáveis daqueles contratos, adicionados dos custos de importação e deduzidos dos proveitos de exportação.

Prevê-se, ainda, que estes encargos sejam facturados mensalmente ao distribuidor vinculado sem que sejam função das quantidades de consumo SEP abastecidas a partir da REN. No caso de ocorrerem desvios significativos entre as quantidades previstas e as quantidades ocorridas, gerar-se-ão desvios de sinais opostos entre a REN e a Distribuição.

Um processo para compensar estes riscos opostos poderia ser o da introdução de um termo adicional na componente de encargos variáveis, proporcional ao desvio de consumo. A constante de proporcionalidade mais adequada para o efeito seria o custo marginal de curto prazo relativo à aquisição de energia eléctrica.

1.2.2 – Gestão Global do Sistema (GGS)

Assinala-se que nos proveitos aceites para a actividade GGS são eliminadas as componentes relativas à transferência de custos de aquisição de energia eléctrica implicada por uma saída significativa de clientes para o SENV e os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, o que se afigura incorrecto.



Para além deste aspecto julga-se que seria criado um equilíbrio mais justo entre o SEP e o SENV se os custos transferidos da actividade AEE para a GGS, relativos a reserva do sistema produtor, incluísse não só a reserva girante mas também a reserva parada, já que particularmente as transacções que vierem a ocorrer no mercado de energia, em relação às quais não é possível estabelecer o conceito de bilateralidade física, irão beneficiar indevidamente da reserva parada do SEP.

1.2.3 – Transporte de Energia Eléctrica (TEE)

A fórmula proposta pela ERSE para os proveitos permitidos da actividade de TEE prevê que os custos de operação e manutenção da rede de transporte deixem de ser valores ocorridos e passem a ser valores negociados com a ERSE.

Carecem de melhor justificação as vantagens associadas à passagem para uma regulação mista face à actual regulação por custos aceites.

1.2.4 - Comercialização de Redes e Comercialização no SEP

Na actividade comercial há dificuldade em identificar que custos podem ser evitados quando um cliente se transfere do SEP para o SENV (tendencialmente não existem custos evitados, existem sim custos transferidos).

Para colmatar esta dificuldade só existem duas alternativas justas e equilibradas :

- a) - criar uma tarifa de comercialização de redes específica para cada tipo de clientes (SEP e SENV);
- b) - criar uma tarifa única de comercialização que abranja a comercialização de redes e a comercialização do SEP, destacando a compra e venda de energia.

Para além disso, tendo estas actividades incluídas a gestão de cobrança, com os inerentes riscos associados, deverá ser considerada uma margem de comercialização que não se encontra evidenciada na proposta.



1.3 – Ajustamentos

Globalmente, considera-se que para uma transmissão mais adequada no tempo dos ajustamentos, deveria equacionar-se ajustamentos provisórios no momento $t+1$, em vez da prática corrente, e mantida na proposta de revisão, de efectuar os ajustamentos em $t+2$.

Reconhece-se que não deverão deixar de ser avaliados mecanismos que resolvam desvios significativos em variáveis exógenas ao sector.

No caso específico dos ajustamentos dos impactos das alterações nos custos dos combustíveis, e independentemente do período de ajustamento que vier a ser definido, está implícita na proposta da ERSE a admissão da volatilidade dos preços do SEP, sem que estejam previstos mecanismos que impeçam um aproveitamento oportunístico (de entrada e saída) por parte de clientes do universo elegível.

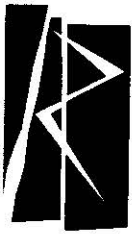
1.4 – Incentivos propostos para as empresas reguladas

No Regulamento actualmente em vigor existem alguns incentivos explícitos nas actividades de distribuição e de comercialização, como sejam os que visam a redução de perdas, os que pretendem promover a protecção do ambiente e os que visam a implementação de acções de gestão da procura. Os custos previsionais destas acções são aceites no próprio ano t , sujeitos a ajustamento posterior no ano $t+2$.

Na proposta agora apresentada o reconhecimento dos custos destas acções passa a verificar-se *à posteriori* apenas no ano $t+2$.

Por outro lado, as medidas relativas ao ambiente e à gestão da procura passarão a estar submetidas a um procedimento que prevê a apresentação de programas de acção anuais para cada período de regulação, no início do mesmo, sujeitos a aprovação pela ERSE.

Considera-se que as alterações introduzidas vão no sentido da redução do incentivo, quando tanto as políticas nacional e internacional se orientam cada vez mais na preocupação pelos temas em causa.



ENTIDADE
REGULADORA
DO SECTOR ELÉCTRICO

CONSELHO TARIFÁRIO

A apresentação de planos trianuais, tal como é indicado na proposta, parece não permitir a eventual introdução, ao longo do período, de medidas inicialmente não previstas e que poderão resultar, para além de outros aspectos, de orientações de política nacional.

Assim, sugere-se a retoma do mecanismo actual mesmo que se venha a considerar, no ano t , apenas uma quota parte do incentivo previsto, e que os planos a apresentar à ERSE possam ser reavaliados anualmente.

Acresce, no que se refere às perdas, que os incentivos passam a ser considerados por nível de tensão, o que apresenta dificuldades de aplicação dada a incerteza associada ao cálculo das perdas com esta discriminação, sobretudo para os níveis de tensão mais baixos.

Na proposta é introduzido um novo incentivo, relativo à qualidade de serviço e associado às interrupções de fornecimento, que é, na realidade um incentivo/penalização, pois poderá actuar nos dois sentidos.

Ora, tendo em conta que a penalização por não cumprimento de padrões de qualidade de serviço relativos à continuidade do fornecimento está já considerada no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), o mecanismo agora proposto poderá resultar numa dupla penalização para a mesma causa, o que terá legalidade duvidosa.

Considerando-se que os valores de referência para uma adequada qualidade de serviço deverão ser estabelecidos no RQS, que não considera estímulos para que esses valores sejam ultrapassados no sentido positivo, parece que o RT apenas deverá conter incentivos positivos, promovendo um equilíbrio com o RQS e evitando a dupla penalização.

No caso particular da REN, o mecanismo regulatório proposto para a criação do Plano de Promoção da Qualidade Ambiental, está desajustado da realidade dos constrangimentos ambientais que a REN tem de gerir, não se entendendo o mecanismo proposto, pelo que deverá ser revisto.

2 - Estruturas Tarifárias, Aditividade e Potência Tomada

Partilham-se os objectivos de construção de um sistema tarifário mais transparente e sem subsidiasções cruzadas. Contudo, há dúvida de que estes objectivos sejam atingidos através da metodologia constante da proposta.



ENTIDADE
REGULADORA
DO SECTOR ELÉCTRICO

CONSELHO TARIFÁRIO

A proposta de revisão em apreciação mantém o conceito de aditividade de proveitos permitidos nas várias actividades, que se considera correcto, e pretende estender este conceito às próprias estruturas tarifárias. Para conseguir este objectivo, a ERSE propõe a substituição do conceito de “potência tomada” mensal (máxima potência média de 15 minutos, fora das horas de vazio) pelo de “potência média em horas de ponta”, propondo, ainda, que tal grandeza se continue a designar por “potência tomada”, embora o número de horas de ponta mensais seja muito mais elevado (em média, cerca de 90 horas).

A integração da “potência tomada” neste tipo de período, tão longo, significa que, na realidade, se substituiu a tarifação da potência tomada por uma tarifação adicional da energia de horas de ponta.

Quer as tarifas de utilização de redes, quer as tarifas de venda a clientes finais, até ao nível da “BTE”, passariam, de acordo com esta proposta, a utilizar este novo conceito de “potência tomada”.

Teme-se que este facto seja gerador de ineficiências económicas, tanto a nível do dimensionamento de redes, como do próprio sistema electroprodutor, por não dar o incentivo adequado para a gestão da carga de consumo, com redução das correspondentes pontas.

No caso extremo da tarifa de uso da rede de transporte, de acordo com a proposta da ERSE, a única variável de facturação passaria a ser a potência média em horas de ponta.

A título de exemplo refere-se que a proposta apresentada poderá ter como efeito que um cliente com um diagrama uniforme, ao longo de todo um período mensal, pudesse ter uma factura idêntica ao de um cliente que consumisse o dobro da potência durante metade do mês.

Além disso, será conveniente não se perder de vista que os horários tarifários, restringidos a apenas duas “estações” anuais, podem ser inadequados à forma concreta dos diagramas globais de consumo de alguns meses do ano, cujas pontas poderão ocorrer tendencialmente em horas cheias e não de ponta.

A maior uniformidade de consumo deve ser incentivada, considerando-se que a “potência tomada” mensal, em período de 15 minutos, constitui uma boa medida da dispersão, relativamente ao valor médio implícito nas contagens de energia, pelo que deve ser conservada como variável de facturação.



Para além destes aspectos, reitera-se a necessidade de assegurar que a diferença entre as tarifas a clientes finais e as tarifas de acesso para o mesmo nível de tensão correspondam efectivamente aos custos evitados ao SEP, quando se dá a transição de um cliente do SEP para o SENV.

3 – Equipamento de contagem

A aceitação regulatória dos custos de instalação da telecontagem nos clientes de MT, alocando esses custos a uma tarifa específica desse nível de tensão é um aspecto positivo da proposta em análise.

Contudo, a obrigatoriedade proposta pela ERSE deverá ser contraposta com:

- a) o interesse de cada um dos clientes visados, em particular quando estes tiverem também que suportar custos;
- b) os recursos disponíveis;
- c) a prioridade de instalação subordinada a uma análise custo-benefício inerente à estratificação do universo a abranger.

4 - Transferência para a Distribuição da facturação de UGS e URT relativa aos clientes não vinculados

A transferência para a Distribuição da facturação de UGS e URT relativa aos clientes não vinculados implica que a Distribuição passe a assumir um risco de cobrança que até aqui não suportava no Regulamento em vigor relativamente aos clientes do SENV e que pode vir a ter uma dimensão significativa. Para fazer face a este risco deveria prever-se a sua cobertura na remuneração da Comercialização de Redes.

4.2 – Facturação detalhada

A facturação detalhada enquanto princípio é um elemento fundamental da informação dos consumidores, assumindo particular relevância num mercado totalmente liberalizado, o que



ENTIDADE
REGULADORA
DO SECTOR ELÉCTRICO

CONSELHO TARIFÁRIO

não é o caso. Contudo, o detalhe subjacente à proposta da ERSE, ou seja discriminação dos preços pelas diversas actividades do sector, não parece ser o mais adequado para uma informação útil dos consumidores.

Em alternativa propõe-se a disponibilização do tarifário detalhado por outros meios de divulgação.

Em conclusão:

O Conselho Tarifário espera que os contributos aqui apresentados venham a ser ponderados na versão definitiva do Regulamento Tarifário.

Por último, este Conselho não quer deixar de sublinhar dois aspectos significativos:

- a) Os custos adicionais gerados ao longo do ano 2000, devidos, principalmente, ao aumento anormal do preço dos combustíveis, e que deverão ser recuperados nas tarifas de 2002, colocam um sério problema na sua forma de repercussão, tendo em conta a abertura que se propõe promover a partir de 2002. Entende-se que não deverão ser só os clientes que permanecerem no SEP em 2002 a suportar estes encargos, sugerindo-se a utilização da tarifa UGS como tarifa de recuperação do desvio.
- b) À luz da experiência ocorrida, deveria procurar-se definir os limiares, a partir dos quais deverá ser accionado o mecanismo de revisão excepcional das tarifas.

Lisboa, 24 de Julho de 2001

O Conselho Tarifário