



**EDP - Distribuição**

**Comentários à “Proposta de Regulamentação  
do Sector Eléctrico”**

**1 de Julho de 1998**



## Índice

<b>0. INTRODUÇÃO</b>	<b>4</b>
<b>1. ASPECTOS GENÉRICOS</b>	<b>4</b>
Período de transição	5
Ritmo de abertura do mercado	5
<b>2. REGULAÇÃO DAS ACTIVIDADES DE DISTRIBUIÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO</b>	<b>7</b>
<b>3. ASPECTOS ESPECÍFICOS</b>	<b>9</b>
<b>ANEXO I</b>	<b>10</b>
<b>PROPOSTA DE REGULAMENTO TARIFÁRIO</b>	<b>10</b>
<b>1. Aspectos genéricos</b>	<b>10</b>
<b>2. Apreciação Global</b>	<b>11</b>
<b>2.1. Geral</b>	<b>11</b>
<b>2.2. Equilíbrio SEP/SENV.</b>	<b>12</b>
2.2.1. Absorção e repartição, entre SEP e SENV, dos sobrecustos de capacidade do SEP, provocados por saídas para o SENV.	12
2.2.2. Imputação à tarifa UGS de custos de medidas de política energética e ambiental	13
<b>2.3. Tarifas URT e URD</b>	<b>14</b>
<b>2.4. Estrutura Tarifária</b>	<b>14</b>
<b>2.5. Níveis de proveitos inferiores aos definidos</b>	<b>15</b>
<b>2.6. Mecanismo de partilha de lucros</b>	<b>15</b>
<b>2.7. Desconto a clientes finais com potência superior ou igual a 4 MW</b>	<b>16</b>
<b>2.8. Taxa de juro para correcção dos desvios</b>	<b>16</b>
<b>2.9. Questão da garantia de abastecimento (RRC)</b>	<b>16</b>
<b>2.10. Tarifa de top-up relativa a clientes do SENV</b>	<b>17</b>
<b>2.11. Procedimentos</b>	<b>17</b>
<b>3. Apreciação específica</b>	<b>17</b>



---

<b>ANEXO II</b>	<b>22</b>
<b>PROPOSTA DE REGULAMENTO DAS RELAÇÕES COMERCIAIS</b>	<b>22</b>
<b>1. Aspectos genéricos</b>	<b>22</b>
<b>2. Apreciação global</b>	<b>23</b>
Capítulo II - Ligações à rede	23
Capítulo III - Fornecimentos de energia eléctrica dentro do SEP	25
Capítulos IV e V - Relacionamento do SEP com o SENV	25
<b>3. Apreciação específica</b>	<b>26</b>
<b>ANEXO III</b>	<b>40</b>
<b>REGULAMENTO DO ACESSO ÀS REDES E ÀS INTERLIGAÇÕES</b>	<b>40</b>
<b>1. Aspectos genéricos</b>	<b>40</b>
<b>2. Apreciação global</b>	<b>40</b>
<b>3. Apreciação específica</b>	<b>41</b>
Condições da RNT e das Redes de Distribuição e de Interligação	41
Condições técnicas e comerciais de acesso às Redes	42



## Comentários à “Proposta de Regulamentação do Sector Eléctrico”

### 0. Introdução

O presente documento pretende reflectir os principais comentários dos Distribuidores Vinculados (DV's) relativos à “Proposta de Regulamentação do Sector Eléctrico” (PR), submetida a discussão pública pela ERSE em 19 de Maio de 1998.

A complexidade da matéria em análise, que implica uma reformulação profunda das regras e procedimentos que têm enquadrado a actividade do sector, associada ao facto de o edifício regulatório não se encontrar completamente estabelecido, bem como ao curto espaço de tempo concedido e à simultaneidade com o processo de privatização da EDP, não permitem garantir que a apreciação agora efectuada tenha a profundidade desejada.

De referir que estes comentários, que pretendem ser um contributo positivo no sentido da melhoria da PR, são apresentados num novo contexto, em que se destaca o aparecimento de um novo mecanismo de regulação e de competição por abertura de mercado e, ainda, tendo em conta a nova vertente accionista.

### 1. Aspectos genéricos

A PR encontra-se, de um modo geral, bem estruturada. Anotam-se contudo vários tipos de problemas, de que são exemplo:

1. A sincronização e a definição das fronteiras entre os vários regulamentos nem sempre parecem adequadamente conseguidas;
2. Alguns temas com grande impacto no futuro desenvolvimento do sector apresentam lacunas na explicitação de pontos importantes, permitindo várias soluções de difícil articulação, principalmente quando confrontadas com a falta de quantificação de variáveis-chave;
3. A falta de precisão quanto à revogação de legislação actualmente em vigor e a dispersão das novas regras por vários regulamentos, irão certamente dificultar a sua aplicação, caso não haja um esforço de aglutinação temática em documentos específicos.



Acresce ainda o facto de o fecho do edifício regulatório estar dependente da publicação dos regulamentos a emitir pela DGE, com fortes implicações e interações nas propostas apresentadas, o que torna a presente análise necessariamente incompleta.

### ***Período de transição***

A proposta de regulamentação apresentada pela ERSE, tendo em conta o actual contexto do sector eléctrico, cujo dinamismo é evidente, nomeadamente no espaço ibérico e europeu, revela alguma prudência quando considera dois períodos distintos de regulação.

Afigura-se que o primeiro período deve ser considerado como transitório, devendo tal ser explicitado, com clareza, pela exigência de profundas alterações a introduzir, dificilmente compatíveis com grande rigidez na aplicação dos novos procedimentos.

Deverá ser dada grande prioridade à recolha e interpretação da informação, conducente a uma melhor compreensão das novas regras por todos os agentes intervenientes no sector, possibilitando eventuais aperfeiçoamentos quando julgado necessário.

A simultaneidade deste período com o desenvolvimento e a análise dos problemas informáticos relacionados com o ano 2000 e a introdução do EURO, conduz a restrições substancialmente significativas quando se infere a necessidade de introduzir alterações em procedimentos suportados informaticamente, com impacto nas empresas do SEP e absorvendo nos próximos tempos recursos consideráveis nesta área.

Julga-se adequado que seja definida uma "moratória", dentro de limites razoáveis, nomeadamente tendo em conta que em vários artigos dos Regulamentos se solicitam novos elementos de informação, formatados de maneiras completamente diferentes do histórico existente, cujos prazos de apresentação, podendo ser considerados adequados num processo em regime normal, se afiguram desajustados a um primeiro período de regulação.

### ***Ritmo de abertura do mercado***

A perspectiva de abertura adicional do mercado, a ocorrer no início de 1999, no momento em que acaba de entrar em exploração uma nova central vinculada,



planeada à luz do anterior enquadramento regulatório, conduzirá a uma situação de forte desequilíbrio se grande parte dos clientes classificados como “Elegíveis” optarem pela saída do SEP.

Considera-se que o equilíbrio só poderá ser obtido se forem reconhecidos, antecipadamente ao eventual movimento SEP → SENV, os custos ociosos de produção provocados pela alteração do enquadramento, eventualmente traduzidos em tarifa própria, e sendo suportados equitativamente por todos os clientes do SEP e do SENV, durante um prazo razoável (5 anos ?) até à absorção desses sobre-custos pelo crescimento do consumo e pelos ganhos de eficiência entretanto conseguidos.

Se tal correcção não for considerada, verifica-se que existirá pressão no sentido de subida do custo de produção no SEP, repercutida na tarifa de Venda da Entidade Concessionária da RNT aos Distribuidores Vinculados em MT e AT.

Considerando que os custos de produção correspondem a cerca de 50% do preço médio de energia eléctrica, tal significa que o aumento dos custos a montante da distribuição dificilmente serão anulados, no todo ou em parte, pelos ganhos de eficiência dos DV's.

Por um lado, repercutir os sobrecustos nos clientes que por opção se mantêm no SEP é injusto e convidativo à sua saída, ampliando cada vez mais o movimento SEP → SENV. Por outro lado, os clientes de BT possuem um mecanismo de defesa que não permite à tarifa subir acima do IPC, o que pode dificultar a repercussão desses custos na totalidade.

Na Proposta de Regulamento Tarifário (artº 7º), está contemplado que se o DV propuser a aplicação de tarifas não discriminatórias conducentes a um nível de proveitos inferiores ao previsto como meio de atenuar o movimento de saída do SEP, fá-lo-á exclusivamente à custa de perda da sua margem, o que não se afigura adequado.

De facto, dever-se-ão reconhecer os “stranded costs” evitados (principalmente ao nível da produção) pela não passagem dos clientes “elegíveis” ao SENV. Em termos simples, os sobre-custos evitados aos clientes cativos, pela manutenção destes clientes no SEP, devem ser reconhecidos no seu todo, ou, pelo menos, em parte.



## **2. Regulação das actividades de distribuição e comercialização**

O grande impacto que as actividades de distribuição e comercialização (especialmente a primeira) têm no preço médio de energia eléctrica merece cuidada reflexão.

Em primeiro lugar, as razões de natureza histórica no desenvolvimento das redes de distribuição, com uma vida útil média de cerca de 30 anos, condicionam fortemente o desenvolvimento e a exploração das mesmas, no futuro próximo.

Em segundo lugar, a realidade sócio-económica e a natureza geográfica do País, em que se evidencia o desequilíbrio de mercados (litoral vs interior) conjugado com a obrigatoriedade do fornecimento e uniformidade tarifária, e ainda com o fraco consumo per capita quando comparado com a generalidade dos outros países europeus, permite facilmente concluir que parte das infraestruturas estarão significativamente sub-aproveitadas.

Em terceiro lugar, o aumento de rentabilidade dos DV's, ocorrido em simultâneo com o decréscimo tarifário dos últimos anos, tem sido conseguido principalmente através de ganhos de eficiência, nomeadamente nas actividades de distribuição e de comercialização, cujo prosseguimento se confrontará com dificuldades cada vez mais acrescidas.

É neste contexto que se manifesta profunda preocupação por na PR se formularem hipóteses sobre uma eventual redução de 50% nos custos desta actividade que se traduziria numa redução de cerca de 25% da factura paga pelo cliente final, criando expectativas exageradas quanto ao verdadeiro potencial de ganhos de eficiência na distribuição.

Efectivamente, uma atenta análise dos custos operacionais demonstra que, retirando os custos de aquisição de energia (em grande parte exógenos ao DV), praticamente 50% destes são fixos - amortizações e rendas de concessão - sendo os restantes 50% devidos, essencialmente, aos custos com Pessoal e com Fornecimentos e Serviços Externos.

O prosseguimento da racionalização conduzirá a ganhos nestas áreas, embora não numa expressão tão significativa como se poderia deduzir da referência feita na PR, que a Distribuição partilhará, sem dúvida, com os seus Clientes e também com os seus Accionistas.



Considera-se, aliás, que a regulação destas actividades, do tipo IPC-X, será incentivadora do prosseguimento da estratégia de racionalização já em curso, que se tem traduzido no decréscimo real das tarifas nos últimos anos.

Face às razões apresentadas (e embora se conheçam os seus fundamentos) a introdução adicional de um mecanismo de partilha automática dos lucros com os Clientes parece inadequada, independentemente da quantificação que venha a ser feita das variáveis-chave.

Efectivamente, a justificação invocada para actuação do referido mecanismo é a de evitar a apropriação de lucros obtidos através do “desinvestimento” (talvez se queira referir “sub-investimento”), o que parece desajustado uma vez que o montante financeiro do investimento não reflecte na íntegra, mas apenas parcialmente, o correcto nível de investimento, só podendo este ser avaliado através da qualidade do serviço prestado.

Considerando que o mecanismo de partilha é accionado por um diferencial da “margem operacional”, cuja componente investimento se reflecte essencialmente nas amortizações do exercício, considera-se que o mecanismo de ajuste poderá retirar incentivos a uma gestão mais eficiente.

Por outro lado, tal justificação só poderia eventualmente ser aplicada à actividade de distribuição, fazendo ainda menos sentido considerá-la relativamente à comercialização.

No pressuposto da manutenção deste mecanismo, importa referir que a actuação não simétrica do mesmo denota injustiça no princípio aplicado e conduz a um enquadramento instável na criação das expectativas de Accionistas e Clientes.

Finalmente, considera-se que, de forma a atenuar os efeitos negativos acima referidos, o mecanismo só deverá começar a actuar, por escalões progressivos, acima de uma banda que se admite razoável estabelecer entre 15 a 20% do patamar do “lucro operacional”.



### **3. Aspectos específicos**

Apresentam-se em Anexo comentários referentes a cada uma das propostas de Regulamento.

A proposta de Regulamento do Despacho não será objecto de comentários neste documento, uma vez que se considera que o seu desenvolvimento foi efectuado num contexto diferente daquele em que se enquadram as restantes propostas, nomeadamente a proposta de Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (PRARI).

A PRARI aponta para um sistema cujas implicações não serão analisadas neste documento, por ultrapassarem o âmbito da distribuição.



## Anexo I

### PROPOSTA DE REGULAMENTO TARIFÁRIO

#### **1. Aspectos genéricos**

A Proposta de Regulamento Tarifário (adiante designada por PRT) encontra-se em geral bem estruturada, notando-se contudo alguns problemas de articulação com o Regulamento de Relações Comerciais (RRC) e o Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARI). A presente análise carece de confirmação por ainda não se conhecerem os Regulamentos de Qualidade de Serviço e da Rede de Distribuição, dadas as suas fortes interdependências.

A forma de regulação apontada configura uma situação em que, por necessidade de descida de tarifas em termos reais (à semelhança da tendência verificada a nível internacional), as taxas de rentabilidade dos Distribuidores Vinculados (DV's) possam, a prazo, vir a diminuir para valores demasiadamente baixos. Acresce o facto de a regulação na Distribuição (leia-se actividades de Distribuição e Comercialização) ser feita para o conjunto dos DV's o que pode originar que, alguns dos quatro, possam rapidamente atingir rentabilidades demasiadamente baixas. Embora este aspecto esteja contemplado no artigo 94º do Regulamento Tarifário (Fixação excepcional de tarifas - início do processo), em que se refere a possibilidade duma revisão extraordinária das tarifas reguladas se estiver em causa o equilíbrio económico-financeiro das empresas no curto prazo, trata-se dum texto algo impreciso e que poderá levantar algumas dificuldades, pelo que deveria ser desde já acautelado.

Parece controverso afirmar-se que os custos na Distribuição em Portugal poderiam ser reduzidos, por exemplo, em 50%, podendo desta forma gerar-se falsas expectativas aos clientes e accionistas, criando uma imagem de enorme ineficiência das empresas, não compatível com a realidade "histórica e actual" do Sector.

O actual nível de custos da Distribuição Vinculada é fundamentado, quer por razões de natureza histórica, quer por razões de natureza geográfica e da realidade sócio-económica nacional.



Em relação às razões de natureza histórica, refira-se o processo de integração das redes de distribuição dos municípios que obrigaram a um esforço de investimento significativo, para assegurar uma qualidade de serviço com níveis aceitáveis, o processo de electrificação levado a cabo na sua grande parte na década de 80 e o período de altas taxas de inflação (e de juro) então vividas. Em relação às questões de natureza geográfica e da realidade sócio-económica nacional, refira-se a influência nos custos da distribuição da concentração/dispersão dos clientes e a segmentação existente (clientes de dimensão reduzida não proporcionam economias de escala...), factores que em Portugal não são favoráveis. Isto não significa que não se reconheça que haja lugar a adicionais melhorias de eficiência, que certamente haverá neste sector e noutros, tanto em Portugal como no estrangeiro.

Parece importante salientar que cerca de 50% dos custos da actividade de distribuição são fixos (amortizações e rendas de concessão), pelo que é deixada pouca margem para uma redução acentuada dos custos.

Por outro lado, considera-se que uma comparação dos custos a nível internacional deve ser suportada por estudos de *benchmark*, que possibilitem identificar os factores explicativos das diferenças.

## **2. Apreciação Global**

### **2.1. Geral**

A proposta apresentada para a formação das componentes tarifárias assenta essencialmente na repercussão, sobre estas, de custos regulados. Contudo, a actual a PRT não especifica a metodologia de passagem dos custos às tarifas, com especial ênfase na tarifa de venda a clientes finais do SEP.

Parecendo adequada a promoção de transparência num negócio regulado, o que terá grande impacto na separação contabilística das actividades, o que acarreta obviamente a gestão e a formatação de uma grande quantidade de informação, em prazos pré-determinados, julga-se que a 1ª fase de regulação (3 anos), deveria ser considerada um **período de transição**, possibilitando-se assim a gradualidade nas adaptações e alterações a efectuar.



## **2.2. Equilíbrio SEP/SENV.**

Considera-se imprescindível que o novo contexto do SEN, que será iniciado com a entrada em vigor dos regulamentos agora em apreciação, seja caracterizado por um equilibrado relacionamento entre o Sistema Eléctrico Público (SEP) e o Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV), procurando-se sinergias e benefícios mútuos, e sem que nenhum dos Sistemas beneficie injustamente do outro.

Sem esquecer que é necessária a sintonia de todo o quadro regulamentar com o objectivo enunciado, julga-se assumir, neste domínio, particular relevância o que for disposto, implícita ou explicitamente, no Regulamento Tarifário quanto à equidade das tarifas de Uso Global do Sistema (UGS), de Uso da Rede de Transporte (URT) e de Uso da Rede de Distribuição (URD), já que serão as únicas tarifas comuns ao SEP e ao SENV.

Esta preocupação de equidade implicará nomeadamente:

- a nível da definição dos custos a recuperar por cada tarifa — a eliminação de subsidiasões cruzadas, quer entre diferentes utilizadores da mesma tarifa, quer entre utilizadores de diferentes tarifas;
- a nível da definição da estrutura tarifária — a não adopção de falsos sinais económicos, particularmente nas tarifas não acessíveis a consumidores finais não elegíveis, devendo evitar-se desfasamento entre a variável indutora da facturação e a variável efectivamente indutora do custo.

Neste domínio, observa-se em particular o seguinte:

### **2.2.1. Absorção e repartição, entre SEP e SENV, dos sobrecustos de capacidade do SEP, provocados por saídas para o SENV.**

Considera-se positivo o incentivo dado ao SEP para efectuar, numa óptica de mercado, vendas de energia quer ao estrangeiro, quer ao SENV, tanto quanto estas vendas possam contribuir, com algum significado, para a cobertura dos seus custos fixos de produção.

Considera-se insuficiente o previsto relativamente à transferência para a tarifa UGS de sobrecustos gerados no SEP, por saída de consumidores para o SENV, não só pelo atraso de dois anos entre o seu reconhecimento e o seu efeito, mas também porque se afectam os sobrecustos gerados pelos segundos, a uma tarifa que é



paga quer pelo SEP, quer pelo SENV. Assim, por exemplo, uma saída para o SENV, da ordem de 10%, poderia gerar um sobrecusto na Tarifa de Energia e Potência (TEP), paga apenas pelos consumidores do SEP, da ordem dos 6%, a transferência deste sobrecusto, da responsabilidade do SENV, para a tarifa UGS, paga pelo SEP e pelo SENV, proporcionalmente aos respectivos consumos, ocasionará um alargamento da base de responsabilização desse sobrecusto de apenas 10%. Em consequência, os clientes do SEP irão sofrer, mesmo assim, no conjunto das tarifas TEP e UGS um acréscimo de 90% sobre os anteriores 6%, ou seja, 5,4%.

### **2.2.2. Imputação à tarifa UGS de custos de medidas de política energética e ambiental**

Considera-se um contributo significativo para a equidade de tratamento dos dois sistemas o princípio de atribuição à tarifa UGS dos sobrecustos decorrentes de medidas de política energética e ambiental.

Em consonância com este princípio, julga-se dever ser revisto o valor de referência a considerar para efeitos do cálculo do sobrecusto provocado ao SEP pelas entregas dos “produtores em regime especial”, já que se afigura injusta a proposta actual de valorizar aquelas entregas pela soma das três tarifas UGS, URT e TEP. Assim:

- Relativamente à UGS, esta contém: os próprios sobrecustos que estes produtores não evitam, antes pelo contrário induzem; custos relativos a serviços de reserva girante, regulação de tensão e de frequência, serviços que estes produtores não fornecem, antes pelo contrário, usufruem e pressionam mesmo o aumento de reserva girante pelas maiores incertezas de carga de consumo que induzem;
- Relativamente à URT, é muito discutível que contribuam para um menor investimento na rede de transporte e nas redes a montante do seu ponto de ligação, pela ausência de qualquer garantia associada aos seus fornecimentos; será também de referir a conveniência de se procurar, nesta matéria, coerência interna do próprio Regulamento Tarifário, que dispõe, pela conjugação dos seus artigos 9º e 20º que a parcela dos consumos do SEP abastecidos pelas entregas destes produtores estarão sujeitas ao pagamento de URT, pelo que, consequentemente, se consideram não evitar custos de rede de transporte;



- Quanto à tarifa TEP, apenas em parte se pode considerar que esta representa os custos evitados por estas entregas; a tarifa TEP contém custos de reserva parada. Não sendo estes produtores despacháveis, não contribuem para nenhuma garantia de fornecimento associado a qualquer reserva parada; para além disso induzem eles próprios, maiores custos à tarifa TEP por um maior crescimento das suas entregas, relativamente ao previsto; não será, portanto, justo incluir os custos relativos à reserva parada do SEP, na valorização destas entregas.

### **2.3. Tarifas URT e URD**

Na PRT é considerado que as tarifas de utilização das redes seja aplicada à potência média mensal de “horas de ponta”, o que se considera incorrecto, em termos da utilização efectiva das redes e injusto para os clientes cativos do SEP. Efectivamente, os clientes do SENV que tenham capacidade de modulação ficam bastantes beneficiados, sem que a menor potência que poderão tomar durante as cerca de quatro “horas de ponta”, por dia útil, corresponda necessariamente a uma menor utilização da rede. Os clientes do SEP, aos quais não são aplicadas de forma directa as tarifas de utilização de redes, não poderão ter, de forma alguma, o mesmo benefício de menor pagamento na utilização de redes, mesmo que disponham de capacidade de modulação dos seus consumos idêntica à dos clientes do SENV.

Na PRT os custos associados ao investimento em aparelhagem de medição e controlo estão incluídos na actividade de Distribuição e considerados na tarifa URD. O princípio parece correcto, desde que nesses custos não sejam incluídos os respeitantes à aparelhagem de telecontagem bastante sofisticada, e significativamente mais cara, necessária para os clientes do SENV. Para que os clientes do SEP não sejam prejudicados, os clientes elegíveis que queiram aderir ao SENV devem suportar directamente o sobrecusto do equipamento necessário.

### **2.4. Estrutura Tarifária**

Considera-se ser um ponto menos forte do documento em apreciação a ausência de justificação clara da estrutura tarifária adoptada. Aceita-se que, na eventualidade de falta de tempo para efectuar, em tempo útil, os estudos que justificassem estruturas tarifárias diversas, a melhor opção tenha sido, para já, a da manutenção da estrutura do tarifário actualmente em vigor.



Contudo, considera-se desejável que seja encarado o estudo de revisão da actual estrutura tarifária, por forma a que possa ser adoptada, ainda durante o primeiro período de regulação.

### **2.5. Níveis de proveitos inferiores aos definidos**

Conjugando o proposto no nº4 do artº 7º com o nº 5 do artº 39º, conclui-se que a aplicação de “tarifas que proporcionem níveis de proveitos inferiores” será feita à custa da perda de rentabilidade dos DV’s, o que não se afigura adequado. De facto, dever-se-ão reconhecer os “stranded costs” evitados (principalmente ao nível da produção) pela não passagem dos clientes “elegíveis” ao SENV. Em termos simples, os sobre-custos evitados aos clientes cativos, pela manutenção destes clientes no SEP, devem ser reconhecidos no seu todo, ou, pelo menos, em parte.

### **2.6. Mecanismo de partilha de lucros**

A existência deste mecanismo, quer na actividade de distribuição, quer na actividade de comercialização, é pouco incentivadora duma gestão eficiente dos negócios, porque associado a uma fórmula de regulação do tipo IPC-X. Esta forma de regulação procura fomentar a eficácia da gestão dos negócios através do factor X.

De facto, não deve ser esquecido que as fórmulas de regulação devem ser equilibradas quer na perspectiva dos clientes, quer na perspectiva dos accionistas.

De referir ainda, que os receios que possam existir de que hajam lucros “excessivos”, principalmente no primeiro período de regulação, por falta de experiência de aplicação, são minorados pelo facto desse período ser apenas de 3 anos.

No entanto, a ser implementado este mecanismo, afigura-se importante considerar o princípio da simetria, isto é, que ele seja também actuante se os lucros forem inferiores a um valor considerado razoável, o que não se encontra previsto na actual proposta.

Pela mesmas razões, entende-se que os parâmetros  $\lambda$  e  $\alpha$ , nesta altura desconhecidos, devem ser estabelecidos com bastante prudência.



### **2.7. Desconto a clientes finais com potência superior ou igual a 4 MW**

A PRT transcreve, no Capítulo IX - Disposições finais e transitórias, artigo 108º, o texto da Convenção Reguladora das Tarifas de 1998 referente a este assunto. Dada a alteração do enquadramento regulatório, este procedimento poderá originar alguma pressão aos clientes, à EDP e à própria ERSE.

Uma forma pragmática de resolver o problema seria considerar preços que incorporassem os descontos que vêm sendo aplicados desde 1993, conforme os padrões de consumo então definidos, introduzindo uma nota nos quadros tarifários de MAT, AT e MT onde se definisse que *“Para clientes com potências contratadas entre 4 e 17,5 MW e uma utilização anual da potência facturada maior ou igual a 5000 h, ou um consumo anual superior a 30 GWh, os preços indicados são afectados dum factor de dimensão  $\lambda_1 = 0,9$ ; para clientes com potências superiores a 17,5 MW e utilizações anuais superiores a 5000 h, os preços indicados são afectados dum factor de dimensão  $\lambda_2 = 0,875$ ”*.

### **2.8. Taxa de juro para correcção dos desvios**

Em todo o documento, se os desvios forem favoráveis ao SEP, isto é, proveitos superiores aos permitidos, por exemplo, por sub-estimação da procura, existe um “spread” de 1% em relação à taxa Lisbor, o que não acontece se os proveitos forem inferiores.

Considerando que as previsões conduzirão sempre a resultados que, naturalmente, se desviarão da realidade, podendo, esse desvio, ser tanto num sentido como no outro, o SEP será penalizado pelos erros de previsão, mesmo que estes sejam devidos a factores não controláveis pelo SEP.

Entende-se que se justifica a eliminação do referido “spread” ou, no mínimo, uma análise às razões do desvio antes da decisão da sua aplicação.

### **2.9. Questão da garantia de abastecimento (RRC)**

Afigura-se que este assunto deveria ser abordado, na vertente tarifária, no Regulamento Tarifário e não no Regulamento de Relações Comerciais.

A definição da forma de pagamento estabelecida na PRRC parece incorrecta, por estar ligada à tarifa AT, curtas utilizações. A tarifa de “back-up” não deve estar ligada à tarifa de venda aos clientes finais do SEP, e muito menos sempre ligada à



tarifa de ATCU. O cliente do SENV deve pagar a componente “energia e potência”, com a estrutura que vier a ser definida, para além das restantes componentes UGS, URT e URD (se for caso disso).

### **2.10. Tarifa de top-up relativa a clientes do SENV**

Este tipo de tarifa não se encontra definido em nenhuma das propostas de regulamento. Julga-se que os contratos estabelecidos entre clientes do SENV e o SEP deverão ter tratamento idêntico aos dos clientes vinculados, desde que com duração idêntica.

Para efeitos de expansão do SEP, a respectiva procura deverá ser tratada como procura SEP.

### **2.11. Procedimentos**

Julga-se ser mais conveniente que os aspectos relativos a procedimentos sejam todos tratados num único capítulo, como é, aliás, indiciado no Capítulo VIII mas não inteiramente conseguido.

## **3. Apreciação específica**

### Artigo 3º - Definições

Tendo-se optado por incluir um artigo com as definições mais relevantes, em cada Regulamento, pensa-se que seria conveniente clarificar todos os conceitos referidos na PRT (embora originando repetições). De referir, por exemplo: Agente Comercial do SEP, Gestor de Ofertas, Despacho, Acerto de Contas, Potência síncrona....

### Artigo 6º - Tarifas

O Regulamento Tarifário deverá abordar a tarifa de garantia de fornecimento do SEP ao SENV, quer em termos de “back-up”, quer em termos de “top-up”.

### Artigo 14º, número 1, alínea e) - Repartição de custos

Propõe-se a não dedução da parcela relativa a custos imputáveis à actividade de Gestão Global do Sistema, pois os produtores em regime especial não prestam serviços ao sistema



Artigo 26º, número 3 - Separação contabilística

Os activos relativos à aparelhagem de medição e controlo encontram-se associados à actividade de distribuição, o que parece aceitável. Haverá no entanto que garantir que os sobrecustos ligados às contagens mais complexas e onerosas dos clientes do SENV sejam pagos por estes, aquando da sua adesão ao SENV.

Artigo 27º, número 1 - Informação a fornecer á ERSE

Em alguns números a PRT refere os “distribuidores vinculados...” Dever-se-á entender como “cada um dos distribuidores vinculados...”.

Artigo 29º, alínea b) - Repartição de custos

Embora as rendas de concessão de distribuição em baixa tensão tenham sido estabelecidas num contexto em que não havia separação das actividades comercial e de distribuição, e conseqüentemente repeitem ao conjunto destas actividades, considera-se adequado, nesta fase, a sua afectação à actividade de distribuição.

Artigos 31 e 32º - Detalhe de informação e Repartição de custos

A PRT deveria especificar o detalhe de informação pretendido (a demonstração de resultados ..., por tipo de cliente final ...).

Artigo 33º, número 1, alínea c) - Repartição de proveitos

Afigura-se que a informação complementar relativa a proveitos se deverá restringir à actividade regulada.

Artigo 34º - Disposições gerais

É definido o conceito de preço médio máximo de uso das redes de distribuição e comercialização. No transporte, é definido o conceito de proveito máximo. Julga-se ser conveniente homogeneizar os conceitos. Seria talvez mais adequado utilizar o conceito de preço médio, por ser mais comparável com os preços médios a clientes finais. Para além disso, teria a vantagem de clarificar “quem paga o quê”.



Artigo 47º, nº 5 - Potência a facturar

“...potência tomada síncrona do conjunto dos pontos de entrega”. Deverá ser acrescentado: “de cada distribuidor vinculado”.

Artigo 52º - Potência a facturar

“... a potência facturada em cada período mensal é dada pela potência média nas horas de ponta, à qual se aplica um factor de ajustamento para perdas. Julga-se que se deveria considerar a potência tomada afectada do factor de contribuição para a ponta (factor de simultaneidade), sob pena do utilizador com capacidade de modulação, especialmente nas horas de ponta, ter a possibilidade de evitar ou minimizar o pagamento do “uso das redes”.

Artigo 56º - Potência a facturar

No que se refere ao nº 1, repetem-se os comentários já feitos relativamente ao artigo 52º.

Quanto ao nº 3, é definido um factor de ajustamento para entregas a clientes não vinculados em baixa tensão, clientes que, de acordo com a legislação, não podem ser elegíveis. Deverá ser retirado.

Capítulo VII, secção VI - Estrutura de venda a clientes finais

Os artigos que fazem parte desta Secção não transcrevem integralmente o actual clausulado tarifário. No conjunto dos regulamentos optou-se por dispersar aquele clausulado, quer pelo Regulamento Tarifário, quer pelo Regulamento de Relações Comerciais. Preconiza-se que esta prática não seja impeditiva de publicar nos próximos anos, um prospecto tarifário, com uma estrutura idêntica à actual.

Artigo 64º nº 12 - Potência a facturar em MAT, AT, MT e BTE

“Salvo acordo escrito, ... a soma das potências tomada e contratada...” Não é referido que partes estabelecem o acordo. Sugere-se que seja acordado entre o distribuidor e o cliente.



Artigo 65º - Potência a facturar em BTN

Sugere-se que não se continue a aplicar a margem de 3x5 A nas novas alimentações trifásicas, referida nos nºs 4 e 5. Para além disso, a PRT não define o que são consumos domésticos, definição esta que se torna realmente desnecessária se este procedimento for revogado.

Quanto ao nº 7, é referido que "...os clientes finais podem pedir por escrito .." sem que seja explicitado a quem. Sugere-se que seja ao respectivo distribuidor.

Artigo 68º - Interruptibilidade

Este artigo encontra-se redigido de forma imprecisa, não sendo clara a ligação entre a tarifa referida no nº 1 e o regime citado no nº 2. Sugere-se a seguinte redacção:

"1 - Para os clientes finais com possibilidade de reduzirem a carga em períodos definidos pelo distribuidor vinculado, está disponível um regime de interruptibilidade, traduzindo os benefícios para o SEP decorrentes da flexibilidade nos fornecimentos em causa.

2 - O presente regulamento estabelece na Secção VII o regime de interruptibilidade referido no ponto anterior."

Secção VII - Regime de interruptibilidade

Deverá ser contemplado o actual procedimento: "São de conta do cliente os encargos com a aquisição da aparelhagem de medida e controlo, bem como eventuais alterações necessárias à sua instalação."

Capítulo VIII - Procedimentos

No artigo 92º admite-se a possibilidade da concessionária da RNT e os DV's poderem propor alterações da estrutura das tarifas reguladas ou das regras associadas. Julga-se que poderá haver interesse em que aquelas entidades façam propostas de âmbito mais abrangente, contemplando nomeadamente aspectos referentes a preços e opções tarifárias.



Assim, sugere-se a seguinte alteração ao texto proposto:

*“Tarifas, opções e estruturas tarifárias*

*A entidade concessionária da RNT e os distribuidores vinculados podem enviar anualmente à ERSE propostas das várias tarifas reguladas, tanto em termos de opções, como de estrutura e regras associadas, até 15 de Julho de cada ano.*

*A ERSE procede a uma análise das propostas apresentadas, tomando-as em consideração no caso as considerar positivas, tendo em atenção o parecer do Conselho Tarifário.”*



## Anexo II

# PROPOSTA DE REGULAMENTO DAS RELAÇÕES COMERCIAIS

### **1. Aspectos genéricos**

A Proposta de Regulamento de Relações Comerciais (adiante designada por PRRC) abarca, para além do Capítulo inicial de disposições gerais, e de dois Capítulos finais sobre resolução de conflitos e aplicação do regulamento, mais quatro Capítulos: um sobre ligações à rede, outro sobre o fornecimento de energia eléctrica no âmbito do SEP e dois acerca do relacionamento do SEP com o SENV

Parece ser de salientar que a PRRC não contempla nenhum capítulo (apenas apresenta um artigo de princípios muito genéricos) sobre o relacionamento comercial entre o SENV e o SEP, nomeadamente no que respeita a acerto de contas (contagens, medição, facturação, tratamento de desvios em potência e energia, pagamentos, etc), cuja regulamentação é indispensável, aliás como previsto nos estatutos da ERSE ( Artº 1º, nº 2 ).

Os comentários que se façam sobre a PRRC estão, à partida, condicionados por não se saber com precisão qual a legislação que irá ser revogada. A "lista enunciativa" apresentada sobre a legislação cuja vigências cessa, no Continente, total ou parcialmente, apenas dá algumas indicações sobre a amplitude das alterações propostas, deixando, todavia, sérias dúvidas quanto ao que não irá ser revogado.

Como exemplo, veja-se que dessa lista consta a Portaria 148/84, de 15 de Março, que estabelece o contrato-tipo de concessão em BT. A sua revogação significa que deixará de haver contrato-tipo? A ser assim, mesmo considerando que os actuais contratos de concessão se mantêm sem alteração, criar-se-á grande confusão em próximas negociações com Câmaras. Ou, em alternativa, que apenas são anuladas as cláusulas que colidam com alguma disposição do RRC ( como estabelecido na Portaria em causa relativamente ao então previsto regulamento do serviço público da EDP )? Neste caso, subsistirão fortes dúvidas quanto às cláusulas que se manterão em vigor ( por exemplo, a obrigação de fornecer energia eléctrica em BT até 20, 50 ou 80 kVA colide ou não com o disposto no artº 11º da PRRC ? ).



Também relativamente a disposições que remetem para o Regulamento da Qualidade de Serviço ou para os Regulamentos da Rede de Transporte ou da Rede de Distribuição, que não são conhecidos, a análise que agora se faça terá de ser confirmada após a publicação desses regulamentos.

O RRC está incluído num conjunto de 4 regulamentos, tendo com 2 deles ( Regulamento Tarifário ( RT ) e Regulamento de Acesso às Redes e Interligações ( RARI ) ) fortes interdependências. A análise que agora se fará terá em conta a versão actual das respectivas propostas de regulamento.

Considera-se, também, que as especificidades de diversas questões emergentes dos diferentes níveis de tensão que o regulamento abarca justificarão tratamentos bem diferenciados, naturalmente sem perder de vista a manutenção de uma perspectiva de princípios de base. De facto, para cerca de 5 milhões de clientes em BTN existem somente algumas dezenas de milhar nos restantes níveis.

Afigura-se que, no geral, o texto da PRRC configura de forma mais expressiva uma preocupação de criar um novo enquadramento legislativo sobre o relacionamento das entidades que integram o SEP ou que a ele estão fisicamente ligadas ( do que resulta a repescagem de diversos diplomas legais existentes ), do que “regular/regulamentar” direitos e obrigações das partes envolvidas, de forma a permitir uma maior clarificação das expectativas de aumentar a transparência dos procedimentos. Ou seja, os Decretos-lei sobre o enquadramento do Sector Eléctrico remetem diversas questões para os Regulamentos e estes para a Lei Geral...

## **2. *Apreciação global***

### Capítulo II - Ligações à rede

Trata-se de uma área muito sensível porque, para além dos aspectos económicos, tem dado azo a alguns conflitos de interesses entre os distribuidores e os requisitantes das ligações, tanto para consumo como, mais recentemente, para escoamento da produção.

As divergências resultam, sobretudo, da indefinição da legislação existente, alguma bastante antiga, sendo a publicação dos novos regulamentos uma excelente oportunidade para a necessária clarificação neste domínio.



A solução adoptada, com a introdução de novos conceitos ( elementos de rede “de uso exclusivo”, “de uso partilhado”, “construídos exclusivamente para alimentação de uma instalação” ) sem tradição no sector e relativamente mal definidos, acrescida de alguma falta de coerência entre algumas das disposições, não contribuirá, certamente, para a obtenção da referida clarificação.

Por outro lado, a prevista revogação da Portaria nº 270/79, de 6 de Junho, que estabelece a forma de cálculo dos preços de ramais e chegadas, o facto de não ser referida qualquer norma para o cálculo dos orçamentos a apresentar aos requerentes de ligações à rede nem estar estabelecido que a concessionária da RNT ( adiante designada por RNT ) e os distribuidores vinculados ( DV's ) devam apresentar proposta à ERSE nesse sentido, leva a concluir que o cálculo dos orçamentos passa a ser desregulamentado, o que poderá eventualmente vir a agravar a situação existente.

Também não resulta claro como serão estabelecidos os encargos quando para estabelecer uma determinada ligação seja necessário reforçar os “elementos de rede de uso partilhado” a montante, por exemplo, construção de um posto de transformação ou de uma subestação. Apenas o requisitante da ligação que deu origem ao reforço pagará comparticipação na proporção da utilização que dele fizer? E as ligações posteriores nada pagarão?

Para além disso, a regulamentação proposta parece manifestamente insuficiente para o tratamento de todas as questões suscitadas pelos pedidos de ligação às redes do SEP dos centros electroprodutores do SEI. A experiência adquirida mostra ser necessário tratar com mais detalhe e precisão esses pedidos de ligação.

Os aspectos que deverão ser mais detalhados no RRC, relativamente a este aspecto, são os seguintes:

a) Fixação de prazos

Deverão ser estipulados prazos, na sequência de um pedido de ligação, para a RNT e/ou o DV se pronunciarem sobre a capacidade de recepção e transporte e para a apresentação da estimativa para a construção da ligação e eventual reforço da rede existente, para o interessado optar pela construção da ligação, solicitar o orçamento definitivo ou desistir do pedido.



- b) Fixação de uma importância a pagar pelo requerente por cada pedido de ligação

Dado o elevado número de pedidos que têm surgido, por vezes vários do mesmo promotor e muitos deles sem seguimento, parece fundamental a introdução de uma importância, a pagar por pedido, sem a qual não serão fornecidos os elementos solicitados. Em alternativa, poderá ser prevista uma garantia bancária que será executada apenas em relação aos pedidos não concretizados.

- c) Pedidos diversos para um mesmo ponto de ligação ou vários pedidos de um mesmo promotor

Deverá ser estabelecido um procedimento que, perante situações de um destes tipos, permita estabelecer prioridades ou que sejam apresentadas soluções de conjunto.

### Capítulo III - Fornecimentos de energia eléctrica dentro do SEP

Esta área encontra-se bem estruturada no documento apresentado, reflectindo, de uma maneira geral, os procedimentos que têm vindo a ser seguidos ao abrigo da actual legislação.

São, no entanto, propostas algumas alterações que, independentemente da sua justeza, cuja análise será feita mais adiante, obrigarão os distribuidores a introduzir alterações, algumas delas bastante significativas, nos seus sistemas comerciais. Ora, é conhecido que o ano 2000 e o Euro absorverão a maioria dos recursos humanos disponíveis na adaptação dos sistemas informáticos a essas realidades, tornando difícil outras modificações. Assim, será de ponderar o eventual diferimento dessas disposições para a próxima revisão do regulamento.

### Capítulos IV e V - Relacionamento do SEP com o SENV

Trata-se de uma área com fortes ligações com o RARI e cujas disposições, em conjunto com as deste e com as do RT, virão a influenciar decisivamente a forma como o SENV se desenvolverá. Não sendo conhecidos estudos de impacto das medidas agora propostas, há que garantir, no entanto, que tal desenvolvimento não se fará nem à custa de aumento excessivo dos preços a pagar pelos clientes do SEP nem pondo em causa a viabilidade dos DV's.



Assim, o prazo de pré-aviso para saída do SEP deverá ter em conta a potência total que se prevê poder vir a aderir ao SENV nesse período, bem como a taxa de crescimento do consumo abastecido pelo SEP, de forma a que os clientes “não elegíveis” não venham a suportar os encargos com investimentos já realizados, cujo pagamento deverá ser repartido de forma homogénea por todos os consumidores que os originaram.

Em vários artigos aparece referido o termo “concessão” ( do estatuto de cliente não vinculado ). Sugere-se a sua substituição por “atribuição” porque ao primeiro destes termos corresponde um conceito jurídico bem definido.

### **3. *Apreciação específica***

#### **Artº 2º - Âmbito**

O âmbito das matérias a constar da PRRC e que envolvem as entidades que constituem o SEP não se esgota no fornecimento/consumo de energia eléctrica e nas ligações à rede. Afigura-se faltar, nomeadamente, os serviços conexos que lhe estão associados ( alíneas b) e c) do nº1 ).

Aliás, a publicação do RRC deverá ser acompanhada pela revogação da Portaria nº 322/79, de 5 de Julho, que estabelece valores para esse tipo de serviços e se encontra completamente desactualizada e sem aplicação prática.

#### **Artº 4º - Prazos**

Parece pouco feliz a forma como são definidos os prazos contínuos. A delimitação feita ( abrangendo as diligências a realizar entre clientes e entidades que integram o SEP ) levanta problemas de interpretação ao longo do texto. Por exemplo, no artº 191º, quando se estipula que a decisão da ERSE deve ter lugar no prazo de 30 dias ... como contá-los?

#### **Artº 7º - Relacionamento entre entidades do SEP**

No ponto 5, quando se refere “...aos distribuidores vinculados...” deve-se dizer “...ao distribuidor vinculado que opera no local...”



Artº 12º - Requisição

No nº 2 deverá ser utilizado o termo "alimentação *alternativa*" em vez de "alimentação múltipla".

Artº 13º - Potência requisitada

Ao definir-se potência requisitada como a potência para a qual a ligação deve ser construída há que ter em conta a existência de secções ( de linhas ) e potências ( de transformadores ) normalizadas pelo que as instalações a construir poderão corresponder a potências superiores às requisitadas.

Artº 17º - Adaptações e modificações da instalação a ligar à rede

A expressão "pode solicitar" levantará dúvidas sobre o efectivo direito do distribuidor de "exigir", conforme estabelecido nos contratos de concessão. Assim, sugere-se que seja retomada a formulação actualmente em vigor.

Convém, por outro lado, que seja referido que como "local apropriado" para o posto de transformação se deve entender um espaço fechado dotado de portas e grelhas adequadas.

Artºs 18º a 21º - ( Elementos de rede )

Afigura-se que os textos apresentados estão recheados de muitas ambiguidades. Se se tiver em consideração preocupações de rigor de linguagem parece mais apropriado dizer "...elementos de rede para uso..." do que "...elementos de rede de uso...", já que se está a fazer uma previsão.

Também se afigura indispensável definir como um "elemento de rede de uso exclusivo" poderá, ou não, ser utilizado por outro interessado, deixando de ser de uso exclusivo.

Artº 22º - ponto 2 e Artº 25º - ( Encargos referentes a elementos de rede de uso partilhado )

Afigura-se interessante entender qual o enquadramento global, no domínio dos princípios, que está por traz da maneira que se adoptou para explicitar os graus de responsabilização pelos encargos, ou seja, e mais concretamente, descortinar porque se inicia o articulado do ponto 2 do artº 22º pela frase "salvo acordo em contrário"



Tratando-se de uma questão que, em termos de encargos, apresenta relevância significativa, não se deduz como é proposto tratar casos típicos e que até agora têm regras próprias ajustadas às suas particularidades. Estará a ser revogado, integralmente, o que se dispõe, sobre esta matéria, no contrato-tipo de concessão anexo à Portaria nº 148/84, de 15 de Março, em que se estabelece a repartição de encargos referente a “obras a realizar”?

Além disso, o referido no nº 2 do artº 22º poderá levar a que se entenda que, quando for necessário construir rede para ligação simultânea de vários interessados, situação frequente em relação a produtores do SEI ( eólicos ou mini-hídricos ) e que também se verifica com clientes, tal se fará cobrindo a RNT ou os DV's os respectivos encargos. Ora, ao contrário, deverão ser os interessados a suportar esses encargos.

Por outro lado, no nº3 do artº 22º refere-se que “...quando seja necessário reforçar elementos de rede pré-existentes, de uso partilhado, o requisitante deve suportar o pagamento dos encargos que lhe sejam imputadas nos termos dos artigos anteriores. Ora, aparentemente, nos artigos anteriores não se estabelece nada sobre este assunto. Será que se quer referir “pontos anteriores”?

Acresce que parece haver contradição entre, por um lado, o nº 2 do artº 22º e, por outro, o nº 3 do mesmo artº 22º e o artº 25º. De facto, não parece razoável que os requisitantes apenas suportem encargos referentes a elementos de rede de uso partilhado quando haja necessidade de reforço das redes existentes e não os suportem quando do estabelecimento dessas mesmas redes.

#### Artº 23º - Orçamentos

Não se expressa quais as metodologias a adoptar na realização dos orçamentos, nem princípios de base correspondentes...

Quanto ao prazo de 15 dias úteis para apresentação de um orçamento para uma ligação em MT, nomeadamente se estabelecido com base num projecto ( veja-se o nº2 do artº seguinte ), parece dificilmente exequível. Sugere-se que se aplique apenas à BT.

No ponto 4 deve-se referir “Quando a natureza dos estudos a realizar ou a necessidade de informação adicional a prestar pelo requisitante...”



Artº 24º - Construção pelo requisitante dos elementos de rede de uso exclusivo

O ponto 1 deve indicar que o requisitante pode optar pela construção dos elementos de rede de uso exclusivo “em condições a acordar com a RNT ou o DV”, de forma a garantir o controlo de qualidade dos materiais usados e a certificação do empreiteiro que irá realizar a obra, bem como a permitir encarar a possibilidade de o requerente executar o respectivo projecto.

No nº 2, em vez de “projecto” deve ser referido “estudo” ou “ante-projecto”. De facto, não é razoável proceder-se ao projecto ( nomeadamente quando implique levantamento topográfico ) sem haver a certeza de o requisitante estar interessado na realização da ligação.

Artº 26º - Propriedade das ligações

Afigura-se ser mais correcto utilizar o termo “elementos de rede” do que, tal como está proposto, “ligações”.

Também deve ser referido, em alternativa à redacção apresentada, que “os elementos de rede de uso exclusivo, quando construídos pelo requisitante, só serão ligadas às redes do SEP, passando a fazer parte destas, se forem consideradas pela concessionária da RNT ou pelo distribuidor em condições técnicas para tal”.

Artº 30º - Novos núcleos populacionais e parques industriais ou comerciais

No nº 2 deve-se dizer “...ao conjunto do empreendimento...” em vez de “...a todo o empreendimento...”.

Artº 32º - Repartição de encargos

Refira-se que no nº 1 do artº 9º do DL nº 184/95, de 27 de Julho, se remete para o Regulamento das Relações Comerciais para clarificar o que se deve entender por “uma base equitativa”, e agora nada se adianta. Sugere-se que se estabeleça que cada parte suportará os encargos dos elementos que passarão, nos termos do artº 34º, a fazer parte das respectivas redes.



Artº 35º - Ligações entre distribuidores vinculados em MT e AT

Não se entende a necessidade de comunicação à ERSE. Se a regulação é feita ao negócio da distribuição vinculada, para quê acompanhar a separação de custos de distribuição entre DV's?

Artº 50º - Pontos de entrega e de recepção de energia

A alínea g) deverá ser revista, na medida em que é possível ao DV a aquisição de energia ( dentro de certos limites ) fora do SEP.

Artº 68º - Medição a tensão diferente da tensão de fornecimento

No nº 5 deverá manter-se a terminologia actualmente utilizada, isto é, “a soma *acrescida* de 1%” em vez de “*afectada*”.

Artº 78º - Encargos de potência relativos ao uso da rede de transporte

A potência a facturar deve ser definida de modo que um cliente que passe do SEP para o SENV continue a pagar o mesmo encargo relativo ao uso da rede de transporte. A fórmula proposta parece beneficiar os clientes do SENV. Assim, propõe-se que se utilize a potência tomada como definida no artº 74º, *afectada* de um coeficiente de simultaneidade característico do nó da rede e do nível de tensão em que se insere.

Artº 81º - Prazo de pagamento

O prazo de pagamento deverá ser igual ao previsto no artº 159º para os clientes MAT, AT, MT e BTE ( 26 dias ) que se aproxima do prazo médio de recebimento dos DV's.

Artº 85º - Acertos de facturação

Parece ser de considerar procedimentos semelhantes aos estabelecidos para o relacionamento entre os DV's e os seus clientes, nomeadamente admitindo a hipótese de a correcção ser a favor do DV e a possibilidade de ser acordado o pagamento escalonado, com tratamento semelhante relativamente a juros.

Artº 87º - Prescrição e caducidade

Parece ser de considerar apenas a prescrição, estabelecendo-a em 5 anos.



Artº 102º - Dever de informação

Como se disse relativamente ao Artº 35º, não se percebe a necessidade desta informação se a regulação é feita relativamente ao negócio do conjunto da distribuição vinculada

Artº 104º - Obrigação de fornecimento

No ponto 1 deve ser acrescentado que “no caso de fornecimentos eventuais, a obrigatoriedade referida fica limitada à disponibilidade da rede”.

No nº 2 deve ser acrescentado “e efectuada a respectiva ligação à rede”.

Artº 105º - Fornecimento de energia eléctrica a terceiros

Na epígrafe, afigura-se mais adequado o termo “*Cedência*” do que “Fornecimento”, aliás mais de acordo com o texto.

Poderá, também, ser tratada neste artigo a utilização da energia para fim diferente do declarado no contrato, com inserção de um outro ponto: “*O cliente não pode utilizar a energia eléctrica para fim diferente do declarado no contrato ou em documentos acessórios deste*” e alteração do título em conformidade

Artº 109º - Potência contratada

Para adequar ao procedimento actualmente em uso, mais favorável aos clientes, dever-se-ia, no texto ( nº 2 ), não referir as unidades ( kW e kVA ) e acrescentar no final “...entrega, ou seja,  $P_c(kW) \geq 0,465 \times P_i(kVA)$ .”.

Artº 112º - Título contratual

Sugere-se que a redacção do nº 1 seja alterada da seguinte forma: “...de energia eléctrica é uma subespécie atípica do contrato de compra e venda de coisas genéricas e será titulado...”.

Artº 118º - Cessação da posição contratual

Refere-se que este artigo está aparentemente dirigido a clientes MAT/AT/MT ( DL nº 43335, artº 47º ) e que não se menciona a situação de inquilino/senhorio prevista no DL nº 740/74 ).



Artº122º - Cessação do contrato

Propõe-se que seja apresentado um outro fundamento de cessação do contrato:

“f) Pela apresentação de novo contrato para a mesma instalação.”,

pondo-se assim termo a um tipo de reclamações sem razoável fundamento ético-jurídico, já que geralmente visam apenas impedir o fornecimento ao novo detentor do local alimentado, em manifesto abuso de direito.

Artº 123º - Reliquação após cessação do contrato

O texto, tal como é apresentado, incentiva, de forma clara, frequentes cessações de contrato de clientes sazonais ( casas de praia, de campo, lagares, etc ) já que a exigência de pagar o encargo de potência está limitado a 6 meses. O texto actualmente em vigor, que estabelece que se poderá exigir o pagamento relativamente ao período de interrupção, parece mais adequado ao fim em vista.

Artº 124º - Direito à prestação de caução

A possibilidade de ser exigida a prestação de caução poderá ser complementada com a ideia de que o distribuidor poderá dispensar clientes da prestação de caução, devendo observar tratamentos idênticos para os clientes que se encontrem em condições semelhantes num mesmo segmento de clientela.

Artº 126º - Forma de prestação de caução

Tratando-se, o diploma em apreciação, de um Regulamento, parece fazer sentido que sejam explicitadas quais as formas que são entendidas como legais.

Por outro lado, a igualdade de oportunidades facultadas de forma indiferenciada a todos os clientes, independentemente do respectivo segmento de clientela em que se encontrem inseridos, poderá provocar significativo aumento de custos de natureza administrativa. Gerir actualizações de garantias bancárias e seguros caução de um universo de 5 milhões de clientes parece não ser um razoável acto empresarial.

Por outro lado, o artº. 130º prevê a actualização da caução quando prestada em numerário, pelo que parece razoável manter a actual restrição de os clientes em BTN apenas poderem prestar caução em numerário.



Artº 128º - Alteração do valor da caução

A metodologia proposta para o distribuidor poder exigir a actualização de caução aos clientes "maus pagadores" ( ocorrência de duas interrupções de fornecimento por mora nos últimos dois anos ), parece não fazer sentido. Se se imaginar a situação de uma caução em numerário, constituída após a entrada em vigor do regulamento, o seu valor actualizado ( ou de restituição, conforme artº 130º ) poderá ser superior ao correspondente a um novo contrato, se a respectiva tarifa tiver variado abaixo de IPC. Haverá, neste caso, de reembolsar o cliente?

Afigura-se, pois, mais claro a possibilidade de o DV exigir reforço de caução, para o dobro ou para o triplo.

De forma semelhante, a um cliente que deixe uma dívida num determinado local e que pretenda consumir num outro, o distribuidor deverá ter a possibilidade de, ou condicionar a celebração de contrato ao prévio pagamento da dívida deixada no outro local ( disposição a incluir no artº 104º ), ou, no mínimo, exigir uma caução em dobro ou em triplo.

O mesmo deverá ser possível, também, em relação a contratos eventuais, dada a sua volatilidade.

Artº 130º - Restituição de caução

Tal como se refere no texto de introdução aos regulamentos, a caução necessita "de um tratamento claro e objectivo do momento da sua constituição". Ora, as actuais cauções foram constituídas no pressuposto de serem devolvidas pelo mesmo valor, pelo que o mecanismo de actualização agora previsto, aliás mal definido (actualização ao mês ou ao ano), poderá colidir com registos informáticos muito antigos e, como tal, pouco fiáveis. Parece mais razoável que a actualização se aplique apenas às cauções constituídas após a entrada em vigor do RRC.

Artº 137º - Instalação dos aparelhos de medição

Relativamente ao nº 1, deverá ficar estabelecido, desde já, que em BT os aparelhos de medição devem ser instalados no exterior do local de consumo (tal como, aliás, previsto na legislação referente ao gás) e acessíveis apenas ao cliente e ao pessoal do distribuidor dada a importância que, do ponto de vista comercial, esse aspecto assume.



No nº 2 deverá ser acrescentado "..., ficando o cliente seu fiel depositário, nomeadamente para os efeitos da sua guarda e restituição, findo o contrato, desde que terceiros não tenham acesso livre ao equipamento." ( vide artº 168º ).

A possibilidade de o cliente poder, para efeitos de dupla medição, instalar um segundo equipamento, prevista no nº 3, não deverá ter aplicação no caso de fornecimentos em BT.

*Artº 139 - Leitura extraordinária de indicações dos aparelhos de medição em data acordada*

Propõe-se, para o nº4, o seguinte texto "Na impossibilidade de acordar, num prazo máximo de 10 dias contínuos após notificação, de uma data para a leitura dos aparelhos...".

*Artº 142º - Verificação obrigatória dos aparelhos de medição*

No ponto 3 estabelecem-se princípios mas não se "regula", ou seja, não se explicita o que se entende por diferenças de indicações incompatíveis com a classe de precisão dos aparelhos...

*Artº 145º - Periodicidade de facturação*

A determinação de que a facturação, mesmo para os fornecimentos em BT, seja feita mensalmente não parece ter adesão ao que se passa na generalidade dos restantes países europeus ( e também em Portugal com, por exemplo, a EPAL ) em que a facturação dos consumos domésticos é, no mínimo, bimestral ( veja-se o que se passa na vizinha Espanha ). Em acções de "benchmarking" os nossos custos comerciais aparecerão, por via disso, superiores aos desses países. Por outro lado, não se conhecem estudos de mercado, realizados nomeadamente em zonas em que a facturação BT é bimestral, em que os clientes manifestassem desejo de ser facturados mensalmente.

Os sistemas comerciais de BT actualmente usados pelos DV's não permitem, sem acréscimo de custos, nomeadamente de leitura, que numa mesma zona existam clientes a ser facturados com periodicidades diferentes, uma vez que tal obrigaria a desdobrar os roteiros de leitura.

Assim, o disposto no ponto 2 quanto à possibilidade de um cliente em zona de facturação bimestral poder solicitar ser facturado mensalmente, deverá ser adiado,



pela razões já antes referidas, para a próxima revisão do RRC, até porque os DV's já disponibilizam actualmente aos seus clientes formas de pagamento mensal.

Artº 146 - Consumo para efeitos de facturação

No ponto 1 refere-se, certamente por lapso, "antecedência inferior" quando deverá ser "antecedência superior".

Artº 160º - Mora

O nº 2 deve ter a seguinte redacção, a fim de evitar divergências, actualmente existentes, quanto a aplicabilidade de juros aos departamentos do Estado: "*Os atrasos de pagamento respeitantes a clientes de qualquer natureza, pública ou privada, ficam...*".

Por outro lado, julga-se ser bastante mais ajustado usar como referência a taxa de desconto do Banco de Portugal ( ou outra semelhante em termos de UE ), acrescida de N pontos percentuais, do que a "taxa de juro legal" ( que significa, em geral, a taxa prevista no Artº 559º do Código Civil, e que é também a taxa supletiva ), uma vez que esta é fixada por portaria ministerial, podendo não estar sempre actualizada.

Parece que, tal como previsto noutros artigos, deverão ser os DV's a propor à ERSE o valor mínimo referido, calculado de forma a que não recaiam sobre os clientes bons pagadores os custos administrativos de gestão dos pagamentos fora de prazo.

Artº 163º - Acerto de facturação

Propõe-se, para o nº 3, a seguinte redacção: " a pedido do cliente, em prestações mensais em número não superior ao número de meses de duração da anomalia, com o máximo de trinta e seis "

Artº 165 - Prescrição e caducidade

Com respeito pela Lei e tendo em atenção a jurisprudência existente, propõe-se desdobrar este artigo da seguinte forma:



Artº 165º - Prescrição e caducidade em BT

1. Em BT se, por erro do DV, foi paga importância inferior à que corresponde ao consumo efectuado, o direito ao recebimento da diferença do preço caduca passados 6 meses sobre aquele pagamento.
2. Se, por erro do DV, foi paga importância superior à que corresponde ao consumo efectuado, o direito ao recebimento da diferença do preço prescreve passados 3 anos sobre aquele pagamento.

Artº 165º A - Prescrição em MAT, AT e MT

1. Em MAT, AT e MT se, por erro do DV, foi paga importância inferior à que corresponde ao consumo efectuado, o direito ao recebimento da diferença do preço prescreve no prazo de 5 anos após sobre aquele pagamento.
2. Se, por erro do DV, foi paga importância superior à que corresponde ao consumo efectuado, o direito ao recebimento da diferença do preço prescreve passados 3 anos sobre aquele pagamento.

Artº 174º - Responsabilidade criminal

Uma vez que pode haver responsabilidade criminal independentemente da reparação dos danos, deverá eliminar-se a última parte da frase, a partir de “nomeadamente”.

Art 180º - Interrupções por acordo ou por facto imputável ao cliente

A alínea c) do nº 1 deve ser desdobrada da seguinte forma:

- c-1) Utilização da energia eléctrica de modo imprudente ou para fim diferente do declarado no contrato;
- c-2) Alteração da instalação de utilização não aprovada pela entidade competente;
- c-3) Falta de comunicação ao fornecedor de alterações da sua identificação, residência ou sede, bem como a não apresentação dos respectivos comprovativos, quando exigida.



Artº 182º - Indemnizações

É indispensável ter em atenção os riscos de interrupção inerentes a qualquer sistema de transporte e de distribuição de energia eléctrica, mesmo nos países tecnologicamente mais apetrechados.

Eventual desequilíbrio neste domínio tem, desde logo, dois efeitos nefastos: incentiva o desleixo da parte totalmente isentada do risco, no caso dos clientes, dispensando-os de adaptar as suas instalações e mesmo as suas actividades àquele mínimo inevitável de fiabilidade de qualquer sistema de transporte e de distribuição; transferindo as consequências de tal atitude imediatamente para o distribuidor, mas mediatamente e por via das tarifas para o conjunto dos utilizadores prudentes do sistema.

Assim, e na perspectiva da revogação do DL 43335, sugere-se que se mantenham, no essencial, as disposições das CGVEEAT que lhe são anexas, traduzidas na seguinte redacção:

1. As interrupções dos fornecimentos em MAT, AT e MT, bem como dos fornecimentos eventuais, por facto não imputável ao cliente, ou por razões não enquadráveis no regime de interrupções de fornecimento estabelecido na presente Subsecção, fazem incorrer o fornecedor numa pena de valor, a pagar ao cliente independentemente da ocorrência de prejuízos, correspondente ao triplo da energia que este normalmente consumiria durante o tempo que durou a interrupção, tomando-se como base, sempre que possível, o preço médio da energia consumida no trimestre anterior.
2. Nos fornecimentos em BT, as interrupções acima descritas conferem ao cliente o direito de ser indemnizado pelos prejuízos causados, nos termos e pelos meios previstos na lei.

Artº 183 - Acesso ao estatuto de cliente não vinculado

Afigura-se pouco consistente a forma como se encontram redigidos os nºs 2 e 3. De facto, o estabelecido no nº2 poderá ser entendido como significando que a mudança de titularidade de uma dada instalação associada a um cliente não vinculado, dará automaticamente e sem qualquer formalismo, ao novo cliente, esse mesmo estatuto, o que não se afigura correcto.



Assim, propõe-se para o nº 2 a seguinte redacção: “A atribuição do estatuto de cliente não vinculado é feita por associação a uma dada instalação consumidora de energia eléctrica em MAT, AT ou MT.”.

Para o nº 3 a redacção deverá ser: “O estatuto de cliente não vinculado pressupõe o consumo anual, numa dada instalação, de uma quantidade mínima de energia eléctrica, fixada pela ERSE.”.

Artº 187º - Pré-aviso para adesão ao SENV

Em consonância com o comentário referente ao artº183º, propõe-se a seguinte redacção para o nº 1: “A antecedência mínima de pré-aviso referente a instalações já em laboração e independentemente da entidade exploradora, é fixada pela ERSE, sendo publicada no Diário da República, II Série.

Quanto ao nº 2, deverá ser acrescentado que os clientes em causa, juntamente com o pedido de ligação à rede, deverão declarar a que sistema irão aderir, para permitir decidir da inclusão ou não do respectivo consumo para efeitos de desenvolvimento do SEP.

Artº 190º - Antecipação da adesão ao SENV

A fórmula proposta parece beneficiar os clientes elegíveis, em detrimento dos restantes, ao basear o pagamento na tarifa de potência, opção de curtas utilizações, para a AT, dado que esta tarifa não reflecte a estrutura de custos da produção, em que a relação entre os custos fixos e os variáveis é substancialmente superior à que se verifica nos preços de venda, nessa tarifa, entre encargos de potência e de energia.

Artº 197 - Cancelamento do estatuto de cliente não vinculado

O mecanismo previsto neste artigo para o cancelamento da adesão ao SENV é particularmente favorável para os clientes que tenham “demonstrado” ter as condições necessárias para o efeito e posteriormente não cumpram essas condições. Em limite, um cliente poderá estar no SENV “ilegitimamente” durante dois anos mais o prazo de adesão ao SEP de um cliente não vinculado.

Artº 214 - Facturação

Este artigo deverá ser precedido do artº 215º que estabelece a forma de cálculo.



Artº 215º - Contrapartida pela garantia

Pelas mesmas razões invocadas no ponto referente ao artº 190º, a tarifa de referência indicada parece inadequada. Nas condições propostas a RNT poderá não ter interesse comercial em estabelecer contratos de garantia de abastecimento, não estando, no entanto, claro em que medida é que pode recusar esses contratos por razões comerciais.

Artº224º - Arbitragem

No caso dos contratos em MAT, AT e MT deve ser estabelecido o princípio do recurso obrigatório à arbitragem, tal como se encontra actualmente em vigor (tribunal arbitral necessário), instrumento precioso e que tem funcionado sem contestação.

Assim, as disposições referentes à arbitragem voluntária deverão aplicar-se, exclusivamente, aos cliente BT, devendo, no entanto, o nº 3 ser eliminado, por redundante.

Artº 228º - Pareceres interpretativos da Entidade Reguladora do Sector Eléctrico

Supõe-se que a possibilidade de solicitar pareceres à ERSE é extensiva às entidades do SEI.



## Anexo III

# REGULAMENTO DO ACESSO ÀS REDES E ÀS INTERLIGAÇÕES

### **1. Aspectos genéricos**

A proposta de Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (PRARI) tem fortes interdependências com as propostas dos Regulamento das Relações Comerciais e Regulamento Tarifário.

Há também inter-relação da PRARI com o Regulamento da Qualidade de Serviço, com o Regulamento da Rede de Transporte e com o Regulamento das Redes de Distribuição o que, pelo facto de estes não serem ainda conhecidos, condiciona consideravelmente a análise agora feita, tomando necessária a sua confirmação à posteriori.

### **2. Apreciação global**

Considera-se que existem desajustamentos importantes, no tratamento de alguns temas, entre a PRRC e a PRARI, nomeadamente no que se refere à “ligação à rede” e ao “acesso à rede”.

No caso da “ligação” ou do “acesso” obrigarem ao reforço da rede de distribuição, as propostas não usam critérios idênticos para definir a comparticipação do requisitante. Enquanto que na PRARI a comparticipação será acordada entre o candidato utilizador das redes e o DV (artº 25º), na PRRC (artº 22º) os encargos inerentes constituem obrigação do requisitante.

Ainda no que respeita ao acesso às redes, verifica-se que a definição das entidades com direito a aceder a essas redes se encontra formulada em termos claros enquanto que é menos precisa quanto à identificação das redes a utilizar (nomeadamente interligações, rede nacional de transporte e redes de distribuição em ATe MT).

Constata-se na PRARI o aparecimento de uma “Comissão de utilizadores das Redes” cujo âmbito de actuação já hoje se encontra suportado na legislação que define os Regulamentos da Rede de Transporte e das Redes de Distribuição.



Mesmo que se considerasse positiva a adopção deste modelo, parece ser significativamente desequilibrada a proposta de composição da comissão.

A PRARI, ao incluir uma definição de “interligações” tão ampla que abrange as ligações entre a RNT e as redes de distribuição em AT, as ligações transfronteiriças e as interligações internacionais, conduz a lacunas de interpretação na regulamentação aplicável às condições técnicas e comerciais de acesso a essas redes.

Registe-se a manutenção das condições de utilização da rede produtores do SEI em regime especial, concedendo-lhes um tratamento mais favorável em relação a outras entidades do SENV, cujo acesso às redes é objecto da regulamentação prevista no PRARI.

A PRARI cria um conjunto de novas obrigações para os DV’s, o que introduz a necessidade de adopção de procedimentos novos, quer no âmbito da preparação e publicação periódica de um elevado número de documentos técnicos, quer no âmbito operacional das redes em que se destaca a necessidade de condução e controlo, em tempo real, de produtores e clientes não vinculados com acesso às redes de AT e MT.

### **3. *Apreciação específica***

#### ***Condições da RNT e das Redes de Distribuição e de Interligação***

##### **Art.º 9º- nº 3 b) -Caracterização da RNT**

O congestionamento da rede de transporte não deverá ser definido tendo apenas em consideração a rede MAT, uma vez que há reservas que terão que ser articuladas com as redes de 60 kV, pertencentes aos DV’s.

##### **Art.º 13º - Informação a ser fornecida à entidade concessionária da RNT**

A sobreposição entre o “Regulamento da Rede de Transporte” e o “Acordo de Acesso e Operação das Redes” poderá conduzir a situações contraditórias em relação às disposições regulamentares.



Art.º 14º - Informação a ser fornecida aos DV's em MT e AT

A sobreposição entre o “Regulamento da Rede de Distribuição” e o “Acordo de Acesso e Operação das Redes” poderá conduzir a situações contraditórias em relação às disposições regulamentares.

Art.º 18º - Investimentos na RNT e Interligações

A referência aos investimentos, uma vez que estes não são exclusivamente destinados ao acesso, deveria ser incluída no Regulamento das Relações Comerciais.

Art.º 22º nº2 - Identificação da existência de capacidade nas redes

O prazo de 60 dias referido no ponto 2 para o DV apresentar ao candidato a utilizador das redes um estudo completo conducente ao acesso poderá ser insuficiente para situações que exijam estudos especiais.

***Condições técnicas e comerciais de acesso às Redes***

Art.º 38º - Fornecimento da informação por parte do cliente não vinculado

A informação considerada relevante para o correcto funcionamento do sistema, que tem de ser fornecida por cada cliente não vinculado, deve ser enviada não só à concessionária da RNT mas também ao DV a cujas redes tenha acesso.

Art.º 39º – Procedimentos em situação de excepção

Considera-se que é matéria a ser regulada no Regulamento da Rede de Distribuição, nomeadamente no que respeita à definição da entidade responsável pela condução das redes.

Relativamente ao ponto 5, tratando-se de situações de excepção, que terão que ser devidamente fundamentadas não parece à partida justificar o limite de 70 horas em cada ano civil.

Art.º 45º – Responsabilidade pelo pagamento das tarifas do uso das redes e interligações

Considera-se necessário clarificar o que se entende por “barramento”. Por outro lado, não se encontra contemplada a situação de contratos bilaterais físicos entre



produtor não vinculado e cliente não vinculado ligados, na distribuição, a níveis de tensão diferentes (com potências inferiores a 50 MVA).

O limite de 50 MVA, referido no nº 3, não é adequado para a rede de MT.

Quanto ao estipulado no nº 5, considera-se que só haverá lugar ao pagamento da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, referente à parcela livre, quando esta for utilizada.

Art.º 46º – Pagamento pelo acesso e uso das redes por Candidatos a Utilizadores das Redes

O sistema proposto de coeficientes de acesso à rede não é coerente com o previsto na PRRC, em que se aponta para que seja o interessado a executar a ligação da sua instalação à rede, procedimento que já tem vindo a ser seguido de forma mais ou menos generalizada. Sugere-se, em alternativa, que seja criada a figura de “encargo de adesão”, função da localização geográfica e da distância ao nó da rede, a pagar pelo interessado para além de suportar o custo da ligação, e que terá o valor mínimo de zero.

No entanto, dado que a topologia e as condições de exploração das redes de distribuição tomam extremamente complexa a determinação de encargos de adesão por nó da rede, propõe-se a adopção de valores médios zonais.

Art.º 47º - Características do pagamento pelo acesso e uso das redes

Considerando a equidade no pagamento do acesso e uso das redes por clientes do SEP e do SENV, propõe-se a utilização da potência tomada, afectada de um coeficiente de simultaneidade característico do conjunto da rede de distribuição nacional, por nível de tensão, em substituição da potência média calculada a partir da energia consumida nas horas de ponta.

Art.º 49º - Responsabilidade pelo pagamento pelo uso global do sistema

Considera-se que só haverá lugar ao pagamento da tarifa do uso global do sistema, referente à parcela livre quando esta for utilizada.

Sugere-se a clarificação relativa ao pagamento da UGS pelas Entidades Vinculadas de Distribuição em AT e MT, que consiste apenas na passagem da UGS paga pelos Clientes do SEP (escalada para perdas), para a RNT.