



**Comentários às Propostas relativas aos textos dos
“Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações”,
“Regulamento de Relações Comerciais” e
“Regulamento Tarifário”**

Documento preparado no âmbito da Audição Pública promovida pela ERSE

João Tomé Saraiva

José Luís Pereira da Silva

Maio de 2005

1. Introdução

Após os dois primeiros períodos regulatórios de 3 anos cada um e de um período regulatório de um ano, correspondente ao ano de 2005, entendeu a ERSE proceder a uma revisão aprofundada dos regulamentos por cuja aprovação e publicação é responsável. Neste sentido, a ERSE divulgou as suas propostas relativas aos Regulamentos do Acesso às Redes e às Interligações, Tarifário e de Relações Comerciais. Seguindo um procedimento análogo ao adoptado noutras circunstâncias similares, solicita a ERSE comentários ou sugestões relativas aos textos regulamentares propostos. Por outro lado, e no sentido de facilitar a compreensão de diversas opções reflectidas nas propostas de textos regulamentares, entendeu ainda a ERSE fazer acompanhar essas propostas de um Documento Justificativo para cada texto regulamentar e de um Documento enquadrador deste processo de revisão e de consulta pública. Apesar de, como já foi referido, esta constituir uma prática já habitual no relacionamento da ERSE com os diversos agentes do sector eléctrico, não é por demais salientar a importância associada à realização de uma consulta pública permitindo envolver um número alargado de agentes no processo de revisão e criando oportunidades de discussão de modelos e de opções regulamentares.

2. Enquadramento

O Documento intitulado “Proposta de Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico” realiza o enquadramento do Sistema Eléctrico Nacional nos anos mais recentes, apresenta os mais importantes marcos legislativos, justifica a necessidade de realizar a revisão regulamentar agora em discussão e apresenta as grandes linhas organizativas que irão determinar o funcionamento do sistema eléctrico nos próximos anos tendo em vista, nomeadamente, a universalização do critério de elegibilidade e a tantas vezes anunciada e outras tantas vezes adiada entrada em funcionamento do Mercado Ibérico de Electricidade.

Estes dois aspectos apresentam uma relevância enorme pelas implicações organizativas e regulamentares que lhes estão associadas e que incluem:

- a cessação dos Contratos de Aquisição de Energia;
- a consagração legal das figuras do comercializador, do comercializador regulado e do agente externo;
- a consagração legal de diversas formas de relacionamento comercial correspondendo à contratação bilateral e aos mercados organizados que, por sua vez, incluem:
 - o mercado diário para contratação de energia eléctrica com entrega no dia seguinte ao da contratação;
 - o mercado a prazo para contratação de energia eléctrica com entrega posterior ao dia seguinte ao da contratação;
 - os mercados intradiários correspondentes a ajustes ao programa contratado no mercado diário;
- o acesso directo dos produtores e dos comercializadores e consumidores em MAT, AT, MT e BTE aos mercados organizados;
- o pagamento dos custos com a cessação dos Contratos de Aquisição de Energia por todos os clientes através da Tarifa de Uso Global do Sistema;
- a abolição do mecanismo de correcção de hidraulicidade;
- a obrigação do Agente Comercial, cuja actividade é exercida pela entidade concessionária da RNT, adquirir a energia eléctrica à PRE e aos produtores vinculados cujos Contratos de Aquisição de Energia não cessem;
- a separação mais clara e completa entre as actividades de rede, nomeadamente de rede de distribuição, e de comercialização.

Estas alterações representam modificações muito profundas na organização e na lógica de funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional tendo em conta os princípios consagrados na legislação publicada em 1995 e justificam, por si só, a realização deste processo de revisão regulamentar.

3. Tarifa de Energia e Potência / Tarifa de Energia/ Tarifa de Uso Global do Sistema

Na proposta de Regulamento Tarifário submetida a consulta pública pela ERSE existe um número significativo de alterações em relação ao texto em vigor motivadas pela cessação dos Contratos de Aquisição de Energia determinada e regulamentada pelo Decreto-lei nº 240/2004 de 27 de Dezembro e pelas implicações daí decorrentes. Entre outros aspectos, este Decreto-lei determina no número 1 do artigo 2º que “os CAE celebrados entre a entidade concessionária da RNT e os produtores são objecto de cessação antecipada nos termos previstos no presente diploma, o qual apenas produz efeitos após a verificação das circunstâncias previstas nos números 2 e 3 do artigo 9º, no número 4 do artigo 10º e no artigo 14º ...”. Estas circunstâncias estão relacionadas nomeadamente:

- com a aprovação dos acordos de cessação por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia;
- com a indicação de que apenas podem iniciar os seus efeitos quando entrar em funcionamento o mercado organizado;
- com a substituição das licenças de produção vinculada por licenças de produção não vinculada de energia eléctrica.

O número 2 do artigo 2º do Decreto-lei nº 240/2004 de 27 de Dezembro indica que a cessação dos CAE confere a cada um dos seus contraentes, entidade concessionária da RNT ou produtor, o direito a receber, a partir da data da respectiva cessação antecipada, uma compensação pecuniária, designada por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual, CMEC. Os valores dos CMEC serão obtidos ou serão revertidos na Tarifa de Uso Global do Sistema, determinando o artigo 5º a existência de uma parcela fixa e de uma parcela de acerto nesta tarifa.

Neste sentido, a ERSE procedeu a diversas alterações regulamentares:

- eliminou a Tarifa de Energia e Potência prevista nos regulamentos ainda em vigor, criando a Tarifa de Energia destinada, de acordo com o artigo 51º da proposta de Regulamento Tarifário, “a proporcionar os proveitos permitidos na Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica dos comercializadores regulados, relativos

aos fornecimentos de energia e potência aos clientes em MAT, AT, MT e BT”;

- no âmbito da Tarifa de Uso Global do Sistema, criou duas parcelas. A primeira destina-se a proporcionar os proveitos que, de um modo geral, são já obtidos com a Tarifa de Uso Global do Sistema actualmente existente. A segunda integra a parcela fixa e a parcela de acerto previstas no artigo 5º do Decreto-lei nº 240/2004 de 27 de Dezembro relativamente ao mecanismos de repercussão dos CMEC nas tarifas.

Esta proposta de articulado origina os comentários seguintes:

- se se admitir que já ocorreu ou que ocorrerá entretanto a cessação de todos os CAE à data de entrada em funcionamento dos mercados organizados, os CMEC serão repercutidos na parcela II da Tarifa de Uso Global do Sistema, tal como se encontra previsto;
- no entanto, pode admitir-se que à data de entrada em vigor dos novos textos regulamentares os mercados organizados ainda não iniciaram o seu funcionamento ou que nem todos os CAE foram objecto de cessação. Esta segunda situação é explicitamente admitida pela ERSE ao apresentar uma figura em que ilustra “o novo figurino do relacionamento comercial no sector eléctrico” na página 12 do Documento intitulado “Proposta de Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico”. Do lado da produção, esta figura inclui a PRE, produtores com CAE e produtores sem CAE. Aliás, igual interpretação decorre da leitura do número 1 do artigo 12º da proposta de Regulamento de Relações Comerciais em que se afirma que “o Agente Comercial é responsável pela compra de toda a energia eléctrica proveniente dos contratos de aquisição de energia eléctrica e da produção em regime especial e pela sua venda no mercado organizado ...” e do artigo 52º da proposta de Regulamento de Relações Comerciais em que se afirma que o Agente Comercial assegura a gestão de contratos de aquisição de energia eléctrica. Sendo assim, cabe perguntar como serão obtidos os proveitos destinados a suportar os encargos de potência dos CAE cuja cessação não tenha ocorrido à data de início de funcionamento dos mercados organizados ou da generalidade dos CAE se a data de início de funcionamento desses mercados for posterior à da entrada em vigor dos novos textos regulamentares;

- poderia admitir-se que os encargos de potência desses CAE fossem convertidos em encargos de energia dando origem à eliminação do preço de potência da Tarifa de Energia e Potência actualmente existente. No entanto, a leitura dos artigos 79º, relativo aos proveitos do Agente Comercial, e 132º relativo à metodologia de cálculo da Tarifa de Energia, incluídos na proposta de Regulamento Tarifário não evidencia a existência de termos relativos aos encargos de potência associados aos CAE. Na verdade, o artigo 132º considera apenas que os preços da Tarifa de Energia se destinam a proporcionar proveitos decorrentes das energias entregues aos clientes nos diversos níveis de tensão e em cada período horário. De forma análoga, no ponto 2.7.1 do documento “Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico – Documento Justificativo” afirma-se que “os preços de energia da Tarifa de Energia são fixados anualmente ...” e no ponto 2.7.2 indica-se que “a estrutura dos preços da Tarifa de Energia deverá respeitar a estrutura dos preços marginais da energia adquirida pelos comercializadores regulados no mercado, no âmbito da sua actividade de compra e venda de energia eléctrica”;
- a este respeito convém também notar que o Regulamento Tarifário ainda em vigor considera a potência em horas de ponta e a energia activa como variáveis tarifárias da Tarifa de Energia e Potência, enquanto que a proposta regulamentar em análise considera apenas a energia activa como variável tarifária desta tarifa;
- poderia ainda pensar-se que os encargos de potência associados aos CAE ainda remanescentes poderiam ser porventura incluídos na Tarifa de Uso Global do Sistema, nomeadamente na sua parcela II associada aos CMEC. Uma situação deste género seria certamente indesejável visto que obrigaria todos os clientes, regulados e não regulados, a suportar esses encargos decorrentes de contratos destinados a alimentar prioritariamente as necessidades do comercializador regulado. Desta forma, haveria uma situação de subsidiação cruzada que seria certamente indesejável dos clientes não regulados em relação aos regulados.

4. *Relacionamento entre o Agente Comercial e o Comercializador Regulado*

De acordo com o artigo 52º da proposta de Regulamento de Relações Comerciais, o Agente Comercial deverá assegurar a gestão de contratos de aquisição de energia eléctrica e deverá vender energia eléctrica no mercado organizado. Neste âmbito, o artigo 56º estabelece que o Agente Comercial deve proceder à preparação dos programas de exploração das centrais com que tenha contrato indicando o número 4 desse artigo que “deve elaborar programas de exploração para os horizontes temporais definidos que permitam, designadamente, vender a energia resultante da produção das centrais com contrato de aquisição de energia no mercado organizado”. Por sua vez, o número 4 do artigo 57º da proposta de Regulamento de Relações Comerciais indica claramente que “o Agente Comercial é obrigado a realizar ofertas de venda de energia eléctrica no mercado organizado para a totalidade da energia eléctrica adquirida”. Esta energia eléctrica adquirida corresponde à energia eléctrica produzida pelos produtores em regime especial e pelas centrais com as quais mantenha contrato de aquisição de energia eléctrica. Recorde-se que, de acordo com o artigo 182º do Capítulo XI da proposta de Regulamento de Relações Comerciais, o mercado organizado engloba o mercado diário, o mercado a prazo e os mercados intradiários, excluindo-se portanto a contratação bilateral que é, por sua vez, regulamentada no Capítulo XII.

Por sua vez, o número 4 do artigo 151º, respeitante à comercialização regulada de energia eléctrica afirma que “o comercializador regulado deve adquirir nos mercados organizados as quantidades de energia eléctrica colocadas no mercado pelo Agente Comercial, limitadas às necessárias à satisfação dos consumos dos seus clientes”.

Numa situação de mercado alimentado por propostas de compra e venda de energia eléctrica e considerando excluída a contratação bilateral, não se compreende como se pode assegurar que o comercializador regulado adquira “as quantidades de energia eléctrica colocadas no mercado pelo Agente Comercial”. Com efeito, não se pode assegurar que as ofertas de venda colocadas no mercado pelo Agente Comercial sejam despachadas e também não se pode assegurar que o comercializador regulado consiga ver sempre aceites as ofertas de compra que transmite a esse mercado. A aceitação de umas e de outras dependerá do conjunto de ofertas de compra e venda em presença

parecendo excessivo determinar por via administrativa a venda por parte do Agente Comercial e a aquisição de energia por parte do comercializador regulado nos mercados organizados que, como já se salientou, não incluem a contratação bilateral.

5. Tarifas de Uso das Redes – Potência Contratada e Potência em Horas de Ponta

A proposta de Regulamento Tarifário prevê uma alteração da estrutura das Tarifas de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição. A regulamentação em vigor considerava como variáveis tarifárias a potência contratada, a potência em horas de ponta e a energia reactiva fornecida e recebida. A proposta de Regulamento Tarifário considera, para além destas variáveis, também a energia activa por período horário. O documento “Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico – Documento Justificativo” apresenta diversas indicações a este respeito:

- em relação à utilização da energia activa por período horário considera-se que esta permite transmitir a cada cliente e em conjunto com as outras variáveis tarifárias “a multiplicidade de factores que afectam os custos das actividades de transporte e distribuição de energia eléctrica”. Pareceria assim que a inclusão destes termos tarifários se destinaria a repercutir de uma forma mais directa nos clientes finais o custo das perdas que os trânsitos de energia originam nas redes. No entanto, o mesmo documento justificativo indica também que “importa que o custo das perdas seja internalizado na função custo do operador da rede e, por conseguinte, nas tarifas a aplicar às entregas aos clientes. Ao internalizarem o custo das perdas na avaliação técnico-económica dos projectos de investimento, os operadores estabelecem o nível de perdas que minimiza a sua função custo”. Parece desta forma que, mais do que sinalizar os clientes do ponto de vista do custo das perdas, pretende-se na verdade que os operadores das redes de transporte e distribuição sejam mais sensíveis ao custo das perdas, promovam de uma forma eficiente a sua redução e avaliem de um modo mais completo os seus projectos de investimento. Esta interpretação está aliás de acordo com o relevo conferido pela ERSE ao objectivo de redução de perdas de forma a atingir as metas incluídas no Plano Nacional para as Alterações Climáticas, PNAC, nomeadamente referidas no ponto 5.2 do documento intitulado “Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico –

Documento Justificativo”. No entanto, duvida-se da relevância que o custo das perdas possa assumir no contexto da análise de custos e benefícios de um projecto de investimento numa rede. Sendo assim, a sinalização que se pretende transmitir ao incluir esta nova parcela nas Tarifas por Uso das Redes poderá ser muito reduzida e, portanto, não compense o aumento da complexidade do sistema tarifário;

- no ponto 2.5 desse mesmo documento, a ERSE afirma que “tal como na generalidade dos problemas económicos, os sinais de preços a transmitir ao consumidor que melhor promovem a eficiência económica na afectação de recursos resultam na aproximação dos preços aos custos marginais. ... Assim, para calcular as tarifas é necessário conhecer não só a estrutura dos custos incrementais de potência em horas de ponta e de potência contratada, como até aqui, mas também a estrutura dos custos marginais de perdas, em €/kW.h, por período horo-sazonal e por nível de tensão”. A este respeito convém lembrar que a sinalização do custo das perdas por via da utilização de preços de energia activa discriminados por período horário e sazonal, prevista na proposta regulamentar, reflecte apenas uma das componentes da variação marginal desta grandeza, a componente temporal. Com efeito, o impacto dos consumos sobre o nível de perdas não é uniforme do ponto de vista geográfico e este aspecto é ignorado na sinalização que se pretende transmitir. A proposta regulamentar prevê que os preços de energia activa das Tarifas de Uso das Redes serão diferenciados por nível de tensão, mas estas tarifas continuam a não integrar nenhuma componente que sinalize devidamente localizações mais ou menos interessantes para a exploração do sistema quer do ponto de vista da ligação de consumidores quer de produtores;
- em relação às variáveis tarifárias potência contratada e potência média em horas de ponta, o documento “Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico – Documento Justificativo” indica que a potência contratada é “uma variável adequada à facturação dos encargos associados com os troços das redes mais próximos dos ponto de entrega, na medida em que o dimensionamento dos troços periféricos é condicionado pelo comportamento de um pequeno número de clientes, se não

mesmo de um único cliente”. Em relação à potência média em horas de ponta indica a ERSE que “esta variável permite transmitir aos clientes os custos dos troços mais centrais das redes”. Estes troços “são utilizados por um grande número de clientes e, devido à reduzida sincronização das ocorrências dos picos de 15 minutos de cada cliente, podemos admitir que o comportamento individual de um cliente apenas condiciona o dimensionamento desses troços mais centrais proporcionalmente à sua potência média em horas de ponta e não através da potência de pico anual ou mesmo mensal”. Admitindo como ajustada a utilização destas variáveis tarifárias nestas circunstâncias, a Tarifa de Uso da Rede de Transporte deveria ter um preço de potência média em horas de ponta dominante face ao preço da potência contratada, dado o carácter emalhado destas redes e, portanto, a inexistência de troços que se possam classificar como mais centrais face a outros que seriam mais periféricos. Por sua vez, as Tarifas de Uso das Redes de Distribuição deveriam ter preços da potência contratada dominantes face aos preços da potência média em horas de ponta ou, pelo menos, o preço da potência contratada deveria acentuar-se à medida que se passava das Tarifas por Uso das Redes de Distribuição em AT, para as tarifas relativas a MT e, finalmente, para as tarifas relativas a BT. No entanto, a análise dos preços fixados nos últimos anos para estas tarifas não evidenciam sempre esta relação. Por exemplo, no ano de 2002, o preço da potência média em horas de ponta é mais elevado do que o preço da potência contratada não apenas nas Tarifas de Uso da Rede de Transporte, mas também nas Tarifas de Uso das Redes de Distribuição. Nesse ano, o preço da potência média em horas de ponta é cerca de 50% mais elevado do que o preço da potência contratada nas redes de distribuição em AT, esta relação é de cerca de 2 para 1 nas redes de distribuição em MT e é de cerca de 9 para 1 nas redes de distribuição em BT. Isto significa que, tendo as redes de distribuição uma estrutura essencialmente radial (e tanto mais radial quanto menor é o nível de tensão), o preço da potência contratada deveria ser dominante ou, pelo menos, deveria reforçar o seu peso face ao preço da potência média em horas de ponta à medida que o nível de tensão diminui.

6. Coeficientes de Adesão às Redes

A regulamentação ainda em vigor previa desde 1998 a existência de um sistema de incentivos destinados a sinalizar a adequada localização de novas ligações de candidatos a utilizadores de redes em Portugal continental. Este sistema traduzia-se pela adopção de Coeficientes de Adesão às Redes, CAR, possuindo carácter nodal ou zonal que seriam aplicados ao valor da potência activa a facturar mensalmente relativa ao uso da rede a que respeita a nova ligação durante o período de 1 ano. Estes coeficientes poderiam assumir valores superiores ou inferiores a 1,0 traduzindo situações em que a nova ligação fosse inconveniente ou conveniente do ponto de vista de exploração global do sistema.

Este sistema revelava-se desde logo incompleto porque incidia apenas sobre as entidades que pagavam as tarifas de uso das redes, isto é, os consumidores, e também porque a sua aplicação era limitada no tempo, isto é, 1 ano após a nova ligação. Apesar de os operadores de redes deverem apresentar à ERSE até 31 de Outubro de cada ano propostas contendo os valores dos CAR, os valores aprovados pela ERSE ao longo destes 7 anos corresponderam sempre a valores unitários, significando que, na prática, este mecanismo nunca foi efectivamente aplicado.

Tal como a ERSE refere no ponto 8 do documento intitulado “Revisão do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações em 2005 – Documento Justificativo”, desenvolveu a Unidade de Sistemas de Energia do INESC Porto diversos estudos ao abrigo de um contrato de consultoria estabelecido com a ERSE relativos à Definição de Coeficientes de Adesão às Redes, em particular em relação à Rede Nacional de Transporte. No documento justificativo referido, a ERSE apresenta diversas conclusões obtidas no final deste estudo das quais a mais significativa resultava do facto de a adopção de coeficientes médios estabelecidos para 1 ano e reflectindo diversas situações típicas de exploração da RNT ser pouco interessante uma vez que a discriminação obtida para os diversos nós da rede ser reduzida.

Para além deste aspecto, a Unidade de Sistemas de Energia do INESC Porto assinalava também no relatório final do contrato de consultoria referido que se “favorecem opções regulamentares que exijam o cálculo de coeficientes nodais de perdas obtidos com base no despacho do operador de mercado obtido no dia anterior

bem como nas potências associadas à contratação bilateral. Os coeficientes nodais seriam assim utilizados para alterar ligeiramente as potências produzidas e para tarifar os consumos pela sua contribuição para as perdas”. Assinalava-se ainda que uma metodologia deste género é análoga à utilizada na regulamentação em vigor em Espanha, reflectiria as condições reais de exploração e transmitiria sinais económicos a todos os utilizadores das redes, produtores e consumidores, seria utilizada para incorporar o custo das perdas no despacho e seria neutral para a remuneração dos operadores das redes.

Isto significa que a Unidade de Sistemas de Energia do INESC Porto identificou diversos problemas associados à metodologia prevista na regulamentação ainda em vigor, advogando ao mesmo tempo uma alternativa mais completa que permitiria adequar o despacho e remunerar as perdas. A alternativa proposta teria ainda a vantagem de reflectir do ponto de vista temporal e geográfico o impacto das perdas. Os coeficientes nodais teriam um carácter marginal, seriam calculados para cada posto horário e para cada nó da rede com base no despacho obtido no dia anterior pelo operador de mercado e considerando também a contratação bilateral. Conseguia-se assim integrar devidamente as duas dimensões, temporal e geográfica, do custo marginal das perdas, remunerar devidamente os geradores por este serviço e obter os proveitos necessários por parte dos consumidores.

Por esta razão, aplaude-se a eliminação do sistema actualmente em vigor e na verdade nunca aplicado relativo aos Coeficientes de Adesão às Redes, mas chama-se a atenção para as virtualidades de um sistema completo, do ponto de vista temporal e geográfico, de Coeficientes Nodais de Perdas que possam efectivamente sinalizar a conveniência ou a inconveniência de novas ligações quer de produtores, quer de consumidores. A aplicação de um sistema deste género poderá colidir com o princípio da uniformidade tarifária previsto na legislação publicada em 1995. Em todo o caso, considera-se que será de aproveitar este período de alterações legislativas e regulamentares para reflectir sobre a bondade desse princípio e, portanto, sobre a sua manutenção na legislação.

Finalmente, assinala-se com alguma surpresa que após justificar a eliminação da versão em vigor dos Coeficientes de Adesão às Redes, a ERSE refere no número 2 do

artigo 188º da proposta de Regulamento de Relações Comerciais que “com a celebração de um contrato bilateral, uma das partes compromete-se a vender e a outra a comprar a energia eléctrica contratada, ajustada para perdas, aos preços e condições fixadas no mesmo contrato”. Uma vez que os Coeficientes de Adesão às Redes são eliminados, admite-se que este ajuste para perdas seja obtido através dos Factores de Ajustamento para Perdas referidos em diversos pontos das propostas regulamentares. Assinala-se apenas que estes factores de ajustamento reflectem condições médias de exploração por nível de tensão pelo que se continuará a ignorar a dimensão geográfica e nodal que uma produção ou um consumo poderão ter na exploração do sistema.

7. Ponto de Ligação, Ponto de Interligação, Ponto de Entrega

Em diversos pontos das propostas regulamentares são referidos aspectos relacionados com a ligação de, por exemplo, novos produtores, e com a entrega de energia correspondente. Chama-se a atenção para a falta de uniformidade nas designações adoptadas nomeadamente quando confrontadas com outros textos legais. Assim, o Decreto-lei 168/99 de 18 de Maio refere Ponto de Interligação enquanto que o Decreto-lei 312/2001 de 10 de Dezembro considera o termo Ponto de Recepção. Em relação às propostas regulamentares em vigor, assinala-se que a proposta de Regulamento de Relações Comerciais utiliza o termo Ponto de Ligação, nomeadamente no artigo 72º.

A este propósito assinala-se ainda que no artigo 72º já referido, “o ponto de ligação à rede é indicado, consoante o caso, pelo operador da rede de transporte ou pelo operador da rede de distribuição”. Por sua vez, o artigo 61º indica que “consideram-se redes, para efeitos de estabelecimento de ligações, as redes já existentes à data do pedido de ligação, ...”. Desta forma, um produtor que solicite a ligação a uma rede deverá suportar os encargos com a construção dos elementos de uso exclusivo até à rede já existente, revertendo depois esses elementos para os activos dos operadores da rede em causa.

Ao definir no artigo 104º da proposta de Regulamento de Relações Comerciais o ponto de medição, indica-se que “são considerados pontos de medição de energia eléctrica as ligações das instalações de produtores à rede de transporte, ...”. Este articulado significa que o ponto de medição corresponderá ao ponto de ligação à rede

já existente devendo portanto o produtor (no caso de uma instalação consumidora a situação é análoga) suportar os encargos de perdas nos elementos de ligação cujo custo suportou e que reverteram depois para o activo do operador da rede. Esta situação parece ser excessiva e sugere-se a sua alteração e clarificação.

Espera-se que estes comentários possam contribuir para o sucesso da Audição Pública, saudando-se de novo a ERSE pela metodologia adoptada para realizar esta revisão regulamentar.

Porto, Maio de 2005