

MERCADO IBÉRICO DE ELECTRICIDADE

COMENTÁRIOS AO DOCUMENTO DE DISCUSSÃO APRESENTADO PELA ERSE

1. INTRODUÇÃO

Os governos português e espanhol assinaram, recentemente, um protocolo de colaboração para a criação de um Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) em 1 de Janeiro de 2003.

O Mercado Ibérico será regido por princípios de livre concorrência, transparência, objectividade e eficiência. Ambos os governos comprometem-se a facilitar a actuação dos agentes do país vizinho nos seus respectivos territórios.

Antes de 31 de Janeiro de 2002, os obstáculos legislativos e administrativos deverão ser identificados e, antes de 31 de Março de 2002, as entidades reguladoras deverão apresentar um modelo de organização do mercado.

Neste contexto, os reguladores ERSE e CNE apresentam um documento de discussão com vista a recolher opiniões sobre o modelo de organização do Mercado Ibérico e sobre os aspectos de convergência que deveriam ser desenvolvidos no futuro para uma maior integração nesse mercado.

2. ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

Para superar as diferenças de partida entre as regulações dos dois países e organizar a sua progressiva convergência no futuro, parece aconselhável identificar em primeira instância os aspectos seguintes:

- Princípios básicos do Mercado Ibérico
- Diferenças existentes na situação de partida
- Elementos diferentes compatíveis com o funcionamento inicial (1 de Janeiro de 2003) do MIBEL
- Modificações a fazer antes da entrada em funcionamento do Mercado Ibérico.

A análise destas questões parece necessária antes das respostas às perguntas do Documento de Discussão e ajudarão a uma tomada de decisão de acordo com os prazos previstos no protocolo de colaboração.

2.1 PRINCÍPIOS BÁSICOS DO MERCADO IBÉRICO

- O mercado configura-se como um espaço de comércio livre de agentes grossistas, em que todos têm direitos e obrigações iguais.

- A definição de agente grossista e os requisitos para participar directamente no Mercado Ibérico devem ser iguais nos dois países.
- O preço horário grossista da electricidade terá de ser único para qualquer agente que opere no MIBEL.
- Dentro do espaço de comércio livre, não haverá portagem entre zonas, nem poderão aplicar-se custos regulados que discriminem transações da mesma natureza para agentes distintos.
- Normas comuns para todos os agentes devem reger a importação e exportação de energia fora da zona de comércio livre.
- As normas comuns devem regular a participação no MIBEL de agentes externos à zona de comércio livre.

2.2 PRINCIPAIS DIFERENÇAS NA SITUAÇÃO DE PARTIDA

- Em Espanha toda a produção está no mercado livre, enquanto que em Portugal há a separação horizontal entre os sistemas, o público (SEP) e o liberalizado (SENV). A potência instalada no SENV representa actualmente 2% do total nacional.
- O Agente Comercial do SEP realiza, em Portugal, a função de optimização de custos de produção do SEP e é intermediário nas transações com o exterior e com o SENV, assumindo a figura de Comprador Único de acordo com a Directiva 96/92.
- Em Portugal, os produtores do SEP são remunerados por forma a assegurar a recuperação dos investimentos e dos custos variáveis. O regulador garante o equilíbrio das suas necessidades de fundos ajustando as tarifas e o nível de elegibilidade (o volume do mercado cativo). Em Espanha, os produtores devem encontrar a sua retribuição no mercado. Não obstante, um mecanismo transitório que assegura o equilíbrio financeiro dos investimentos realizados no passado (CTC).
- Se se comparar o subsistema português do regime livre (SENV) com o mercado espanhol, observa-se que no primeiro as relações entre agentes do mercado são estritamente bilaterais, mediante contratos bilaterais físicos (CBF), enquanto que no segundo as transações são através de uma "pool" obrigatória (mesmo que excepcionalmente se permitam algumas formas de CBF).
- Ambos os países mantêm um sistema tarifário em convivência com o mercado livre, no entanto a elegibilidade dos clientes em Portugal é mais restrita.
- Uma diversificada estrutura empresarial em Espanha deu lugar a um complexo mecanismo de liquidação dos custos regulados que assegura a remuneração de cada uma das actividades em compatibilidade com um tarifário único em todo o território.
- Em Portugal não há sobrecustos na tarifa, nem imposto especial sobre a electricidade para o pagamento de externalidades.
- Os territórios extrapeninsulares portugueses não seguem uma estrita uniformidade tarifária, com eventuais financiamentos do estado.

- O IVA aplicado à electricidade em Portugal é o mínimo (5%), enquanto que em Espanha se aplica o normal (16%).

2.3. ELEMENTOS DIFERENTES QUE PODERIAM COEXISTIR NUMA PRIMEIRA ETAPA DO MERCADO IBÉRICO

• Convivência transitória do SEP e SENV

- Os subsistemas SEP e o SENV portugueses devem fundir-se para que o Mercado Ibérico não discrimine os agentes do SEP. Isto implica uma profunda revisão da legislação do sistema eléctrico português, que dificilmente poderá ser realizada ao longo do ano 2002. Uma das maiores dificuldades reside na necessidade de negociar mecanismos para equilíbrio financeiro dos investimentos realizados (CTC) a favor dos produtores portugueses que operam no SEP e obter as correspondentes autorizações comunitárias. Como consequência, parece inevitável estabelecer um regime transitório de convivência do Mercado Ibérico com os sistemas SEP e SENV, sujeito a um compromisso de integração do SEP no Mercado Ibérico.
- Durante este período transitório é recomendável:
 1. Assegurar a impermeabilidade entre o SEP e o SENV,
 2. Rever as atribuições do Agente Comercial do SEP,
 3. Incluir os agentes do SENV como participantes de direito pleno no Mercado Ibérico,
 4. Deixar o SEP fora do mercado, actuando como Agente Externo, representado pelo seu Agente Comercial.

• Falta de uniformidade tarifária nas tarifas de distribuição e transporte

As tarifas de distribuição e transporte diferentes de um e de outro lado da fronteira são uma desvantagem competitiva para os consumidores de um país relativamente ao outro, pois não supõe uma discriminação entre agentes competidores. Por outro lado, tarifas diferentes evitam o cruzamento de compensações entre distribuidores, mecanismos que seriam complexos de aplicar entre estados.

• Sobrecustos nas tarifas de acesso e impostos especiais

Sempre que recaiam sobre os consumidores (e não sobre os produtores), o raciocínio é análogo ao efectuado anteriormente, ao referir-se aos custos de distribuição ou transporte.

• Dois Operadores do Sistema

Ainda que a lógica regulatória aponte para um único operador, o estabelecimento de um quadro comum de procedimentos asseguraria o bom funcionamento do mercado com os Operadores do Sistema. A intervenção dos dois operadores seria possível e por outro lado, a gestão de um espaço de livre comércio não é coincidente com o espaço físico da rede interligada peninsular, ao excluir o subsistema SEP português.

• Diferentes tarifas públicas de um lado e do outro

Não é grave quando se trata de clientes não elegíveis. O problema aparece quando um cliente é elegível, pois a tarifa pública pode ser uma forma de subsídio. Neste caso o tarifário público deve construir-se por aditividade da Tarifa de Acesso, Tarifa de Energia, Potência e outros custos regulados aplicáveis.

• Harmonização fiscal do IVA

Só afecta a consumidores domésticos pelo que não parece uma questão pertinente nesta fase.

2.4. ELEMENTOS QUE DEVERIAM SER COMPATIBILIZADOS PARA UMA PRIMEIRA ETAPA

· Agente Comercial do SEP

Como se indicou, enquanto subsistir a divisão do sistema eléctrico português em SEP e SENV, a actuação da REN como Agente Comercial do SEP no Mercado Ibérico deveria ter umas características diferentes.

- A solução mais simples seria considerar o Comprador Único como um Agente Externo (semelhante à participação de outros operadores externos ao mercado espanhol como são EDF ou ONE e tal como vem actuando desde 1998).
- Assim, ao comprar no mercado ibérico, pagaria a garantia de potência, pelo que ao vender não deveria receber nenhuma retribuição (não proporciona garantia ao mercado; o seu compromisso de garantia é exclusivo com os clientes do SEP; no mercado ibérico só otimiza o seu ‘portfolio’).

· Utilização da capacidade disponível na interligação

Ao falar de um “espaço de comércio livre” deve desaparecer o conceito actual de interligação internacional entre Espanha e Portugal. As transacções entre Agentes do MIBEL não podem ter uma fronteira interposta. Os Operadores do Sistema deveriam vigiar os fluxos físicos e resolver as restrições mediante mecanismos do mercado.

- Este principio, em fase transitória de existência do SEP e do SENV em Portugal, aplicar-se-ia só aos agentes que operam no subsistema SENV. As operações realizadas pelo Comprador Único do SEP, por estar excluído este subsistema do espaço de livre comércio, ser-lhe-iam aplicadas as regras vigentes para agentes externos.
- Para o Agente Comercial do SEP, operando no Mercado Ibérico, existirá contudo, uma fronteira. Como para qualquer outro Agente Externo as transacções estariam condicionadas à existência da capacidade livre de interligação. Os Operadores do Sistema fixariam a capacidade livre, uma vez que se conhecem as transacções dos agentes do Mercado Ibérico. Uma transacção do SEP no Mercado Ibérico nunca deveria provocar um custo por restrição, pois, nesse caso, o mercado livre estaria subsidiando o SEP.

· Portagens internacionais

Não se podem aplicar portagens nem perdas incrementais a operações dentro da zona de livre circulação do mercado ibérico.

- Qualquer acordo internacional sobre portagens feito pelos TSO deverá considerar esta região como um único mercado.
- As compras dos Agentes Externos (entre eles o SEP) assim ver-se-iam obrigadas a pagar as portagens e perdas pela exportação da energia (como agora).
- REN e REE deveriam acordar fórmulas de compensação internas para compensar o uso das redes e remunerar os novos investimentos.
- Este principio, numa fase transitória de co-existência do SEP e o SENV em Portugal, aplicar-se-ia só aos agentes que operam no subsistema SENV. As operações

realizadas pelo Agente Comercial do SEP, por estar excluído do espaço do comércio livre, seriam aplicáveis as regras vigentes para agentes externos.

· **Garantia de potência**

Seja qual for o mecanismo de retribuição aos produtores, o pagamento da garantia de potência feito pelos consumidores deve ser o mesmo em todo o espaço abrangido pelo MIBEL.

- Os produtores no SENV português deveriam também ser credores por garantia de potência em proporção às vendas que façam à “pool” .

· **Serviços Complementares**

Os custos dos serviços complementares e restrições devem ser aplicados sobre o preço da energia grossista com um procedimento homogéneo. Devem evitar-se preços finais diferentes na zona do mercado livre.

- Os custos de regulação secundária e terciária, com independência do mecanismo de atribuição dos custos utilizado - leilão ou tarifa regulada - devem ser iguais em qualquer lugar do Mercado Ibérico.
- Os encargos por desvios dos consumos reais, relativamente aos programas, para os agentes que operem na zona de livre comércio devem estar sujeitos a um tratamento único na hora de estabelecer a sua participação no custo da reserva de regulação do sistema.
- Não se pode agravar um custo específico por restrições de transporte na compra de energia, que façam determinados agentes; isto é, baixa o conceito do mercado único ibérico. Um mecanismo de “market-splitting” resultaria discriminatório.
- A repercussão do custo das restrições de transporte deve fazer-se por igual para todos os compradores do mercado. Os procedimentos de operação, acordados entre a REN e REE, deveriam propor mecanismos de compensação que facilitem a solução dos estrangulamentos a médio prazo.
- Este princípio, numa fase transitória de existência do SEP e do SENV em Portugal, aplicar-se-ia só aos agentes que operem no subsistema SENV. A estas operações, realizadas pelo Agente Comercial do SEP, por estar excluído do espaço de livre comércio este subsistema ,seria de aplicar as regras vigentes para agentes externos.

· **Maior abertura, na elegibilidade dos clientes, num país do que outro**

Esta situação não é desejável como princípio, por pôr em desvantagem uns consumidores relativamente a outros.

- Do ponto de vista prático, como a participação directa no Mercado Ibérico como agente exige uma dimensão mínima, sensivelmente superior ao nível de elegibilidade mais restritivo (note-se que uma potência horária média de 1MW já representa 9GWh/ano), diferente nível de elegibilidade não suportaria um problema operativo.
- A legislação portuguesa deve criar a figura do Agente Comercializador como fornecedor de clientes no SENV. Ele permitirá uma maior operação e agilidade das operações de intermediação no mercado grossista.
- A regulação dos CBF, com transações fora do mercado grossista, mas integradas no Mercado Ibérico deve ser comum em ambas as legislações. Deverá assegurar-se a neutralidade desta modalidade de contratação respeitante a operações através do mercado, quanto ao pagamento pelo uso da rede, pagamento por restrições e por serviços do sistema.

- O Regime Especial de ambos os sistemas deveria ser homologado para poder participar no Mercado Ibérico. Um prémio complementar, aos produtores do Regime Especial que vendam a sua energia no Mercado Ibérico, aumentaria a liquidez e profundidade do mercado.
 - O custo dos prémios deve ser suportado pelas tarifas de acesso de cada país, como um custo de diversificação ou ambiental.
 - Qualquer diferença na valorização dos prémios de um país, resulta de compromissos históricos e deveria ser objecto de um aumento suportado só pelos consumidores internos desse país.
- O subsídio a determinados clientes, mediante tarifas públicas deve ser evitado. Em qualquer caso, a repercussão dos descontos praticados por interruptibilidade, grande cliente, reactiva, etc... deverá ser suportado unicamente pelos utilizadores dentro do próprio país, de maneira que um sobrecusto nas tarifas de acesso possa ser o mais transparente possível.

3. ANEXO – Resposta às questões colocadas pela ERSE no documento de discussão

NOTA: Limitamos as repostas às questões que poderão envolver a actividade da comercialização

ANEXO

RESPOSTAS ÀS QUESTÕES COLOCADAS PELA ERSE NO DOCUMENTO DE DISCUSSÃO

3. ASPECTOS ESTRUTURAIS DO SECTOR

3.1. SEPARAÇÃO DAS ACTIVIDADES REGULADAS E NÃO REGULADAS

Considera o estado actual de separação das actividades desenvolvidas pelas empresas suficiente para o estabelecimento de um mercado eficiente e transparente?

Não.

Haverá interesse em separar as actividades de produção e de comercialização, por forma a permitir o desenvolvimento da actividade de comercialização de forma completamente independente das restantes actividades?

Sim.

3.4. PRODUTORES A PARTIR DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS E CO-GERADORES

Que alterações poderiam ser introduzidas no actual regime de incentivos aos produtores a partir de fontes “limpas” por forma a permitir a sua actuação no Mercado Ibérico de uma forma eficiente e transparente?

A produção a partir de fontes limpas devem ser integradas no mercado por forma a dar-lhe maior liquidez. A forma de remuneração deve ser ajustada, para assegurar o desenvolvimento sustentado dessas formas de produção de energia.

4. ENTIDADES INTERVENIENTES NO MERCADO IBÉRICO

Os produtores de energia eléctrica a partir de instalações de cogeração e outros produtores em regime especial devem poder apresentar ofertas no mercado de energia eléctrica?

Sim.

Quais os requisitos necessários para que entidades não instaladas na Península Ibérica possam transaccionar no mercado ibérico?

Deve ser definida uma figura Agente do Mercado e especificados os seus requisitos. Os operadores credenciados noutros países comunitários devem ter um processo simplificado.

Qual deve ser o âmbito de actuação, as competências e as obrigações a atribuir ao comercializador?

O comercializador, como intermediário entre o mercado grossista e os clientes, deverá ter um âmbito de actuação o mais amplo possível, permitindo-lhe realizar todo o tipo de transacções (incluindo prestação de serviços e venda de produtos de electricidade e gás).

Que outros agentes do lado da oferta poderão actuar no mercado de energia eléctrica?

Os Agentes Externos e os produtores em regime especial.

Quais os requisitos necessários para que os clientes possam adquirir energia eléctrica no mercado?

Os clientes devem ter uma dimensão mínima para aceder ao mercado de energia eléctrica. Sugerimos que o valor limite inferior seja 20 GW/ano.

Quais os requisitos necessários para que as empresas de distribuição, os comercializadores e os agentes externos possam adquirir energia eléctrica no mercado?

Ter uma licença de Agente do Mercado

Que outros agentes do lado da compra poderão actuar no mercado de energia eléctrica?

Poderiam admitir-se associações de clientes, por forma a diversificar e aumentar a participação no mercado.

5. ORGANIZAÇÃO DO MERCADO GROSSISTA

5.1. MODALIDADES DE RELACIONAMENTO COMERCIAL

De entre as formas possíveis de contratação que de seguida se descrevem, quais as que são fundamentais ao funcionamento do Mercado Ibérico?

O CBF e o mercado "spot" de energia eléctrica

Que prioridade deve ser dada à implementação das diversas formas de contratação?

Implementação em simultâneo.

5.1.1. CONTRATOS BILATERAIS FÍSICOS

Será que os CBF são um instrumento adequado para fomentar a eficiência do mercado ibérico de energia eléctrica?

Sim.

Será que os CBF permitem e incentivam o aumento do número de agentes no mercado?

Sim.

Quem deve poder celebrar CBF?

Comercializador com Comercializador, clientes com qualquer produtor ou comercializador, produtor com comercializador. Resumindo, não deverá haver restrições para qualquer agente do mercado, excepto para os distribuidores que comprem para clientes não elegíveis que deveriam ir directamente ao mercado.

Qual o nível de informação que se deve disponibilizar aos agentes?

Apenas informação estatística, não confidencial, nem comercial.

Que nível de informação se deve disponibilizar aos Reguladores?

Toda a informação não comercial, nem confidencial.

5.1.2. MERCADO “SPOT” DE ENERGIA ELÉCTRICA

Será o “mercado spot” o instrumento adequado à implementação do futuro Mercado Ibérico?

Sim.

O mercado deve ser obrigatório ou será preferível um funcionamento em regime voluntário?

Deve tornar-se, a médio prazo, obrigatório, permitindo desde já CBF para comercializadores. As centrais de produção que não tenham um CBF deveriam ir obrigatoriamente ao mercado.

Deve o mercado diário ser obrigatório e os restantes mercados (intradário, serviços de sistema) voluntários?

Sim.

Com que base temporal deverá fechar o mercado?

Diária.

Deverá existir um mercado secundário intradiário?

Sim, devendo existir no máximo 3 sessões.

Que tipo de ofertas...

Simple.

As ofertas apresentadas devem ser consideradas firmes, ou podem ser alteradas depois da hora de fecho do mercado?

Deverão ser consideradas firmes.

Que lições se podem retirar das experiências internacionais de mercados diários de energia eléctrica?

Os mercados simples funcionam melhor.

5.2.2. TRATAMENTO DE DESVIOS

Os desvios devem ser tratados de modo individual ou de modo agregado?
Devem ser tratados de modo agregado e devem reflectir o custo global do sistema.

Devem-se atribuir os desvios a cada contrato de energia ou a cada agente de ofertas?
A cada Agente de Ofertas.

Como valorizar os desvios por forma a incentivar a eficiência e equidade entre o relacionamento comercial dos vários agentes de ofertas?
O comercializador está preparado para o fazer e pode fazê-lo.

A valorização dos desvios deve ser feita a priori com base em estimativas ou deve ser feita a posteriori baseada em critérios de repartição de custos?
É indiferente, desde que reflecta os custos do sistema.

Qual a importância da possibilidade de modificar com menos antecedência o programa de contratação, reduzindo assim a possibilidade de ocorrência de desvios?
Deve ser compatível com o mercado e 3 sessões intradiárias são suficientes.

De que forma se pode incentivar os agentes de ofertas a preverem os seus programas de energia eléctrica com o menor erro possível?
Com o tratamento agregado, o comercializador pode penalizar os clientes com maiores desvios.

Será desejável a criação de um mercado em que cada cliente ou produtor estabelece um valor económico para a carga que se propõe desligar, estabelecendo-se uma ordem de mérito?
Sim, com recurso a contratos de interruptibilidade, ou de deslastragem de cargas programadas, ou ainda através de um mercado de gestão da procura (DSM)

5.3. GARANTIA DE ABASTECIMENTO E INTERRUPTIBILIDADE

Deve existir também um mercado de capacidade ou só se deve transaccionar a energia eléctrica?
Sim, é a única garantia de segurança de abastecimento, a médio prazo.

6. MERCADO RETALHISTA

6.1. A OBRIGAÇÃO DE ABASTECIMENTO

Deve ser previsto um período transitório, durante o qual continua a existir a possibilidade de o cliente escolher ser abastecido pelo seu fornecedor habitual à tarifa integral de venda aos clientes finais? durante quanto tempo?

As tarifas publicadas devem desaparecer conforme se liberaliza o mercado, devendo manter-se uma tarifa de referência para consumidores que não queiram aderir ao mercado livre ou que não encontrem fornecedor. A diferença entre o custo das tarifas de acesso e as tarifas de referência deve ser sempre igual ou superior ao custo previsto da energia no mercado grossista, para assegurar que não haja concorrência subsidiada pelo tarifário.

Sendo exigido a todos os clientes que adquiram energia eléctrica no mercado (directa ou indirectamente), deverá continuar a existir obrigação de abastecimento? A quem deve ser atribuída esta obrigação?

Ao Operador do Sistema.

6.2. ACERTO DE CONTAS

A que entidade deve ser atribuída a responsabilidade pela recolha dos dados de contagem necessários para a liquidação das transacções efectuadas?

Tendencialmente, a recolha deverá ser da responsabilidade da ERSE, com uma eventual subcontratação do serviço a uma outra entidade.

Como assegurar a compatibilidade dos sistemas de aquisição de medidas nos dois países? Qual a arquitectura a adoptar para os sistemas de aquisição de dados? Quantos níveis de concentração e tratamento de dados deverão ser considerados? Quais as características técnicas dos equipamentos de medida e sistemas de telecontagem?

Como assegurar a participação dos consumidores de Baixa Tensão no mercado? Como ultrapassar as dificuldades colocadas pelas características técnicas do parque de contadores actualmente instalados?

Os consumidores abaixo de 1 MW de consumo horário não deveriam ter acesso directo ao mercado grossista. Os consumidores em BT seriam agrupados pelos comercializadores para, acederem ao mercado. Os equipamentos de medidas dos clientes deverão ter a possibilidade de acumular as medidas horárias dos consumos.

Qual o nível de informação que deve ser assegurado aos diferentes tipos de intervenientes no mercado? Devem os intervenientes no mercado aceder aos dados recolhidos pelos sistemas de aquisição de medidas? Quais os custos a suportar pelos diferentes tipos de intervenientes no mercado relativamente à aquisição, tratamento e disponibilização de dados?

Os vários intervenientes no mercado devem ter acesso directo às medidas recolhidas e os respectivos custos deverão ser incluídos nas tarifas de acesso.

Qual deverá ser a periodicidade da facturação? Quais deverão ser os prazos de liquidação?

Mensal, com um prazo de liquidação de 15 dias depois do fim do mês.

Deverá ser facturado cada transacção individualmente? Ou, aos contrário, deverá ser facturado o total “liquido” no caso de intervenientes que tenham simultaneamente posições compradoras e vendedoras?

Deverá ser individual por comercializador e separada a compra da venda.

7. OPERAÇÃO DO SISTEMA

7.2. RESOLUÇÃO DE CONGESTIONAMENTOS NAS REDES

Como serão tratadas as interligações no âmbito do mercado ibérico? Serão tratadas como mais umas linhas de uma rede ibérica ou como linhas de interligação entre duas redes?

O MIBEL deve definir-se como uma zona de comércio livre, sem descontinuidade pelo que não faz sentido falar de linhas de interligação entre duas redes.

No caso de falta de capacidade nas redes, que entidade ou entidades serão responsabilizadas?

Os Operadores do Sistema devem orientar o desenvolvimento das redes de transporte por forma a evitar limitações.

7.3. PERDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA

O incentivo à redução de perdas, na forma de um prémio ou penalidade, consoante as perdas sejam inferiores ou superiores a um valor de referência será uma metodologia adequada?

Devem ser aplicados incentivos visando a sensibilização dos distribuidores para minimizar as perdas.

No caso afirmativo, como determinar o valor de referência a fixar?

Que mecanismos poderiam ser criados em alternativa aos anteriormente descritos?

A inclusão das perdas nas tarifas de acesso, provocadas pelo transporte, pode ser um meio de incentivar os distribuidores a melhorar a eficiência.

8. OUTRAS QUESTÕES

8.1. TARIFAS DE USO DAS REDES

Será necessário harmonizar o sistema tarifário português e espanhol para se construir o mercado ibérico? Deverá esta harmonização situar-se ao nível das tarifas de ligação e uso de redes?

Não é imprescindível a harmonização das tarifas, no curto prazo. No futuro, a harmonização deverá fazer-se, quer para as tarifas de ligação, quer para o uso das redes.

A facturação das tarifas de uso das redes e de outros serviços regulados deverá ter por base a consideração de diagramas de carga tipo (“load profiling”)?

Sempre que possível, devem ser utilizados valores registados nos equipamentos de medida.

As tarifas de uso das redes devem ser convertidas no ponto de entrega de forma separada? Ou devem ser agregadas numa única tarifa por acesso?

A solução mais simples para os clientes será uma única tarifa por acesso.

As tarifas de uso das redes devem transmitir sinais de orientação do consumo tendo em conta as perdas e os congestionamentos das redes?

Devem as tarifas de uso das redes ser ajustadas para perdas a fim de transmitirem esses sinais?

A conversão das tarifas em cada país deve ter em conta as quantidades entregues ajustadas para perdas?

Os consumidores não têm capacidade para transformar os sinais em modificações estruturais, por isso, não se deve complicar a formulação das tarifas de acesso.

8.2. GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

Como devem ser recuperados estes custos? Através de tarifas reguladas que permitam recuperar todos os custos de forma agregada ou cada um deles individualmente?
Devem ser incluídas nas tarifas de acesso.

8.3. HARMONIZAÇÃO DOS INDICADORES DE QUALIDADE DE SERVIÇO

Devem os indicadores de qualidade de serviço utilizados em ambos os países ser harmonizados?
Devem ser progressivamente harmonizados.

8.4. NORMALIZAÇÃO CONTABILÍSTICA

Deverá ser esta normalização contabilística ser extensível a todas as empresas que operam no mercado ibérico?
Sim, deverá existir uma convergência dentro do mercado ibérico.