

Ana Oliveira

De: MENDES, Armando Fonseca [AFMENDES@mail.cp.pt]
Enviado: segunda-feira, 12 de Março de 2001 10:19
Para: 'erse@erse.pt'
Assunto: Discussão pública da alteração de Regulamentos do Sector Eléctrico

Anexos: Discuss publica regulam.12MAR.doc



Discuss publica
regulam.12MAR....

Exmos Senhores

Muito agradecia fosse presente ao Snr Presidente da ERSE o documento anexo o qual pretende ser contribuição para a discussão pública em curso promovida por esse Organismo.

Mais agradecia que fosse também transmitido que este documento ainda não pôde ser apreciado em sessão do Conselho de Gerência da CP pelo que não tem ainda a sua aprovação, mas dado o prazo estamos autorizados a transmitir desde já, sem prejuízo de qualquer intervenção que o Conselho de Gerência da CP entenda dever fazer.

<<Discuss publica regulam.12MAR.doc>>

Apresente ao snr presidente as minhas felicitações pela qualidade do trabalho apresentado e os minhas melhores saudações pessoais.

Armando Fonseca Mendes

COMENTÁRIOS AO DOCUMENTO DA ERSE

O excepcional trabalho apresentado pela ERSE á discussão pública reflecte, principalmente, para o interior do Sistemas Eléctrico, expondo teorias e questionando, mas não manifestando qualquer linha de preferência orientadora, e como tal não questionando a actual situação.

Antes pelo contrário, respeita-a integralmente.

Em nossa opinião o quadro legislativo manifesta já alguma desadequação relativamente ás questões actuais e necessita de alguma reformulação para se atingir no prazo previsto a liberalização programada.

Do nosso ponto de vista os documentos agora apresentados procuram tratar as entidades que em Portugal actuam na produção, transporte e gestão da energia eléctrica e os equilíbrios a preservar entre elas para a manutenção do sistema e mantém algumas regras que nos parecem desadequadas no tratamento dos clientes.

No contexto da liberalização os clientes tenderão a concentrar-se mais naquilo que melhor sabem fazer, no que está dentro do seu controlo e que é determinante para a evolução do negócio.

Raras serão as empresas fora do sector eléctrico que poderão vir a manter um sector especializado na problemática da produção, transporte, distribuição e consumos de energia eléctrica pelo que, provavelmente, assistiremos a que as empresas consumidoras passam a definir as suas necessidades globais e a confiar a outras entidades a satisfação dessas necessidades em regime de “outsourcing”.

Não parece que as linhas expostas no documento submetido á discussão pública tenham tido em grande consideração a criação de um ambiente desta natureza.

Relativamente ás matérias e questões expostas no documento passamos a expôr o nosso ponto de vista:

4.1 e 4.2

Os grandes negócios de energia serão concretizados entre entidades que se dedicam exclusivamente a essa matéria.

Os consumidores tenderão a encarar a matéria como atrás se expôs. Aqueles para quem a energia eléctrica constitui elemento estratégico essencial de sucesso do seu negócio e cuja rentabilidade pode suportar os custos fixos de uma estrutura especializada para estar presente em todos os mercados com vista á melhoria da sua competitividade continuarão a ter com o fornecedor relações similares ás actuais.

Para os restantes serão entidades especializadas (comercializadores), que podem ser não só os actuais distribuidores e produtores não vinculados como outras a criar, os interlocutores que, envolvendo-se no melhor conhecimento dos clientes, lhes apresentam soluções globais que melhor atendam ao perfil das necessidades, às restrições do consumo e à complexidade e à composição dos diagramas de carga. Os clientes apreciarão a satisfação das suas necessidades da forma mais adequada e ao menor preço numa forma de relacionamento próxima do parceria.

4.3

Muito embora a CP tenha deixado de ser envolvida em questões de infra-estruturas eléctricas tomamos a liberdade de manifestar que entendemos que a **construção das ligações às redes** deve ser suportada por acordo entre as partes (cliente, distribuidor, REN) e partilhando entre si o risco do nível de consumo do cliente e o suporte financeiro da construção.

Se a ligação não for assumida por nenhuma das entidades a montante o cliente suportará o investimento mas a ligação deverá manter-se como sua propriedade, pelo menos até que os custos da construção e do risco da sua construção e uso sejam integralmente reintegrados, o que a situação que hoje vigora não proporciona.

Consoante o escalão de tensão, a conservação corrente e operação da ligação deverão caber ao distribuidor ou REN (disposição que deveria constar expressamente do contrato de fornecimento de energia) já que tais custos são considerados na determinação da taxa de potência e permite um mesmo critério de intervenção na rede.

Relativamente à construção julgamos adequado a certificação de projectistas, construtores e fiscalizadores para que se obtenha a qualidade técnica pretendida. As disposições actuais e a sua manutenção são máscaras que objectivamente impedem a concorrência no sector.

4.4

A **aditividade das tarifas** pode ser vantajosa por tornar mais transparente a regulação e compreensão do sistema, mas não é imprescindível para construir o mercado.

Uma vez que a tarifa de potência inclui a consideração de parcelas para cobrir custos de comercialização supomos que a regulação deverá exigir um limiar de aumento anual de produtividade, abaixo do qual as empresas ficam penalizadas e acima do qual as empresas que o ultrapassarem são beneficiadas.

Esta fórmula, se for aliada à alteração do regime de preços fixos para o regime de preços máximos, permitirá que os actores no sector actuais joguem desde já o jogo da concorrência e que apareçam os “comercializadores” de energia que poderão encarregar-se de todos os problemas administrativos, processuais, de facturação e de pagamentos.

Esta fórmula assegura desde logo a transparência e a concorrência dentro do sector e é semelhante à que já vigora para outros factores energéticos, como os combustíveis e o gás.

4.5.2

Sendo os custos do sistema claramente variáveis com a sua carga parece adequado que a **tarifa de “Uso global do sistema”** seja diferenciada, pelo menos, de acordo com os períodos horários que vigorarem (ponta, cheia, vazio e supervazio) e que os encargos sejam recuperados em todos os períodos.

4.5.3

As **tarifas de uso das redes** podem sinalizar as localizações e o escalão de tensão que mais eficiência trazem ao sistema se incorporarem um parâmetro ligado á dimensão da rede que o cliente usa (por exemplo, comprimento da rede de ligação do cliente ao centro produtor mais próximo).

Parece-nos que tais tarifas devem incorporar parcelas ligadas á potência que disponibilizam ao cliente e á potência reactiva que ali esteja em jogo a partir do momento em que ultrapasse determinados valores e não como hoje qualquer que seja o valor da componente reactiva.

4.5.4

Na sequência do que referimos atrás consideramos que a regulação dos **custos de comercialização** de “per si” é contraproducente na medida em que os mesmos, se adequadamente geridos em cada cliente, podem e devem constituir um factor de discriminação e competitividade dos diversos agentes.

Não nos parece que faça sentido criar a figura de margem de comercialização no SENV. Porquê intervir no sistema e a favor de quem se supõe tal margem?

4.6

Os mecanismos **de ajustamento dos proveitos das empresas** devem ser referidos a custos específicos ligados a variáveis fora do controle das empresas e das entidades reguladoras.

Consideramos a correcção da hidraulicidade e a variação anormal do preço dos combustíveis como variáveis que podem justificar a intervenção da entidade reguladora para evitar situações de deterioração do sistema a médio e curto prazo, respectivamente. O consumo de electricidade terá de ser o risco do negócio das empresas e não deve constituir factor susceptível de determinar ajustamento de proveitos dos actores de produção e de transporte da energia. Cabe a estes criar condições para que o seu negócio corram bem e devem geri-lo assumindo riscos de sucesso ou de perda.

4.7

O **incentivo ao uso de novas tecnologias** pelos clientes tem de se traduzir em redução de custos ou no aumento dos seus proveitos.

A CP acordou com a EDP na implantação de telecontagem em todas as sub estações de tracção em MAT e AT e pôs ao serviço processos de recuperação de energia. Por isso, e

até hoje, não viu nenhum dos efeitos atrás citados. Parte substancial do benefício daí decorrente foi para o fornecedor de energia.

Apesar disso reconhece-se vantagem no uso de tecnologias já testadas para acesso aos dados sobre o consumo próprio do cliente, a verificação de facturas, a sua validação e regularização o que só é possível partindo das bases tecnológicas já existentes na empresa. Que benefícios podem os consumidores esperar?

De facto os números disponíveis no Anexo III sobre telecontagem e dupla contagem parecem indicar que só a CP trabalhou na matéria...

É nossa opinião que os contratos no âmbito do SEP tratem fornecimento de energia como um todo e não discriminem os custos de acesso e operação das redes ali incluídos.

Entendemos que os clientes devem poder adquirir e instalar os equipamentos de medição desde que eles respeitem parâmetros como a classe de precisão e a telecontagem. Porém, a compatibilização ou as alterações de tecnologia ou de codificação da teletransmissão que impuserem custos de investimento a esses equipamentos, ou a sua substituição antes do período da respectiva amortização, devem ser custeadas por quem as determinar.

Consideramos não adequado o método actual para a EDP receber leituras comunicadas pelos clientes pois não liga tal facto á recepção da factura, ou ao seu pagamento. Só aceita a comunicação num período que se situa uns dias antes da recepção da nova factura e a validade da comunicação fica em dúvida.

4.8.1

Entendemos que é vantajoso e desejável que todos os clientes de MT passem a ter telecontagem com as capacidades técnicas descritas no documento em análise.

4.8.2

Consideramos adequados os **períodos horários** em vigor para os preços de energia.

Nomeadamente nos casos em que o distribuidor não disponha de rede com o escalão considerado correcto para a instalação em causa, ou que razões técnicas obriguem á utilização de equipamentos específicos, ou ainda que a ligação á rede imponha determinados condicionalismos, consideramos que a potência contratada deverá poder ser inferior a 50% da potência instalada, independentemente da vontade do distribuidor.

Consideramos excessivo o período de 12 meses para vigorar a nova potência contratada sempre que a potência tomada ultrapasse a potência contratada e absurdo que seja necessário o pedido por escrito do consumidor para retornar ao valor inferior.

Tendo presente que ao longo do trabalho apresentado fica evidente que as redes trabalham na base da potência de referência é nossa opinião que aquele prazo poderia ser reduzido a três meses e o retorno ao valor inferior automático.

No caso de **instalações com mais de um ponto de entrega** não encontramos razões para não ser adoptado relativamente aos clientes finais o procedimento previsto nos artº 69º e 71º do RRC para o fornecimento da RNT aos distribuidores vinculados em MAT e AT, ou seja, deve ser tomada a soma das energias no mesmo período horário e de facturação e a potência síncrona dos vários pontos de entrega.

Entendemos que o legislador assim não o contemplou porque tais instalações constituem raras excepções, são muito pouco visíveis e que a forma correcta de legislar tem que ver com o geral e não com as excepções.

Importaria agora corrigir a situação actual.

No que respeita á **convergência da definição de potência tomada e de potência de uso das redes** consideramos que a facturação de uso das redes deve ser feita á custa de parâmetros directamente mensuráveis ou contratados. A obtenção de valores por cálculo matemático e a definição de parâmetros mais ou menos claros não ajuda á transparência do sistema.

Perfilhamos uma solução similar a determinação da potência a facturar aos clientes finais fazendo intervir a potência contratada e a tomada.

As propostas das empresas de distribuição referidas no texto parecem assentar em critérios que tem que ver com fins de semana e meses frios. Tendo presente também os meses de verão e as tarifas que vigoram noutros Países semelhantes ao nosso parece que a **localização dos períodos tarifários** está correcta e que porventura faltará criar maior diversidade tarifária destinada a clientes individuais ou domésticos.

Não vemos vantagem em criar **períodos horários adicionais** pois tal só complica a aplicação do tarifário.

Consideramos que o período de supervazio não faz sentido para clientes com uma dimensão inferior a certo valor pelo que o seu alargamento á MT abaixo de certo limite de potência e á BT não deve ser feito.

.

Não julgamos razoável uma política tarifária de eliminação a prazo **das tarifas dependentes da utilização**, nomeadamente se coexistirem com períodos horários, porque não há nada que indique que são componentes indesejáveis na formação dos diagramas de carga.

O preço da energia nos períodos de vazio deve convergir para os seus custos marginais dentro de cada escalão de tensão e ser diferente de entre os escalões.

Dado que os custos marginais estão sujeitos a sazonalidade entende-se que os preços de venda devem reflecti-la.

Os feriados nacionais devem ser período de vazio sem necessidade de o cliente o solicitar, mesmo em média tensão.

Não cremos que os clientes portugueses devam estar na ponta do desenvolvimento nem que o País disponha de um tecido empresarial sofisticado, pelo que discordamos da fixação de $\text{tg}\phi = 0,3$ como limite a partir do qual haverá facturação de energia reactiva.

Os **custos de compensação centralizada** devem ser a base de cálculo do preço da energia reactiva por se tratar da única alternativa á compensação do factor pelos clientes.

Não se concorda com a teoria de que a eliminação de desconto a grandes clientes é uma imposição de um sistema tarifário bem calibrado com aderência dos preços do fornecimento aos custos marginais.

De facto, em resposta ao andamento do diagrama de cargas do sistema é determinada a entrada ao serviço de geradores ou centrais, o que impõe um andamento dos custos marginais da produção por saltos, seja pelas características próprias do gerador seja pela fonte energética a que se recorre.

Na distribuição os custos marginais variam também por saltos que têm que ver com a localização da produção e do consumo.

Em conjunto estes factos determinam que os custos marginais terão um andamento com descontinuidades.

Pode prever-se que a existência de grandes consumidores ao permitir a entrada no diagrama de cargas de geradores de maior mérito, em vez do recurso a outros que satisfazem consumos de menor dimensão, leva á redução dos custos marginais do sistema.

Raciocinando pelo absurdo, se um grande consumidor sair do sistema por passar a abastecer-se á porta do consumo, com produção própria ou independente, determina um acréscimo dos custos marginais para todos os restantes clientes, e com efeitos mais gravosos ao nível dos pequenos consumidores do que nos grandes.

Dessa forma entende-se que os grandes consumidores, ao serem responsáveis por ganhos de eficiência do sistema, devem ver reflectido na tarifa uma parte desse benefício.

4.8.3

Consideramos adequada a estrutura do de capacidade da Tarifa de Energia e Potência. Porém no que se refere á definição da potência facturada cremos exagerado o período de 12 meses em que vigora a penalização de considerar a última potência tomada como contratada, nomeadamente se por acidente ou incidente esta ultima for ultrapassada. A correcção possível poderia ser introduzida reduzindo o período de 12 meses, ou tomando a frequência de eventuais ultrapassagens, ou uma média de ultrapassagens num certo período, ou ainda estabelecendo um limiar sobre a ultrapassagem.

Quanto ao termo de energia consideramos a discriminação actual de quatro períodos horários e dois sazonais como adequado.

5.2

Dada a **aceleração da liberalização** do mercado pretendida parece que o critério de elegibilidade dos clientes para o acesso a uma certa parcela de energia livre não deve depender do nível de tensão mas antes do nível de consumo.

A manutenção a médio prazo da parcela livre do distribuidor parece só fazer sentido se o regime de preços ao consumidor for de preços máximos e não de preços fixos, pois só assim se verá reflectido no mercado o efeito da liberalização.

Discordamos da existência de pré avisos para a entrada ou saída do SEP devendo antes ser um acordo empresarial, que apelaria á intervenção da ERSE em caso de dificuldade de acordo.

5.3

A **garantia de abastecimento** pela entidade concessionária da RNT não deve ser regulada tarifariamente e a obtenção de tal garantia não deve ser exclusiva dos agente vinculados ao SEP.

Salvo melhor entendimento consideramos que a penalização prevista em caso de incumprimento de Interruptibilidade deve ser graduada em função do nível de incumprimento tendo em atenção a proporção dos períodos possíveis e o valor absoluto da ultrapassagem.

Acresce que há incongruência entre o cliente pagar uma potência contratada e o facto de em caso de interruptibilidade a potência residual ser calculada pela diferença para uma potência de referência e não para a potência contratada.

5.4

Não cremos que a **flexibilidade tarifária e a concorrência** sejam obtidas através da aprovação pela ERSE de tarifas decorrentes de opções das empresas em terem proveitos inferiores aos definidos.

Julgamos mais vantajoso que a ERSE fixe preços máximos com base nas definições prevalecentes, ou seja nos proveitos definidos, e deixe ás empresas a expectativa de terem maiores ou menores proveitos de acordo com a sua estratégia e objectivos de mercado, pois é por aí que a concorrência irá passar.

5.6

A existência de agentes externos e de comercializadores não limitada a produtores não vinculados parece-nos essencial.

Essas entidades deteriam competências específicas, podendo actuar como gestores dos contratos, agrupadores de disponibilidades e de necessidades energéticas a quem os clientes confiam o abastecimento das suas necessidades.

Ao cliente interessa-lhe o custo de aquisição das suas necessidades e a remuneração da entidade especializada donde só se ver inconveniente em que ele receba as facturas directas dos produtos e da remuneração do distribuidor.

5.6.3

Dado os considerandos anteriores á pergunta sobre a Bolsa de Energia parece que ela deveria ser “Como por em funcionamento o serviço com um mínimo de dificuldades? Será possível mante-la em funcionamento?”

5.6.4

Caso sejam identificadas **restrições na rede** parece que em primeiro lugar devem ser abastecidos os clientes do SEP com contratos de garantia de fornecimento de energia. Para a repartição da capacidade remanescente julgamos mais interessante a possibilidade do “counter trading”.

No que se refere ás margens de **desvio e incumprimento dos contratos relativamente á programação** consideramos que as bandas são muito apertadas para os clientes e que se deve aceitar a compensação dos desvios.

A proposta de valorização dos desvios não parece consistente com a teoria dos custo marginais exposta ao longo do trabalho.

5.8

Não vemos inconveniente em que o cliente elegível apresente na ERSE a sua candidatura ao sistema não vinculado fazendo-a acompanhar, desde logo, pela declaração do nível de consumo prestada pelo distribuidor. Simplifica-se o processo e pode reduzir os prazos previstos.

5.10

Vem sendo referenciado por várias entidades e em várias ocasiões o caso da energia gerada pelos operadores ferroviários como exemplo a seguir.

Não fará sentido falar de racionalização de consumos, economias de energia e redução da dependência energética esquecendo a necessidade de valorizar a energia que os processos porventura entregam á rede, nem que seja por uma questão de coerência.

Ora o documento apresentado é omissivo sobre a matéria. Entende-se que também cabe a ERSE ter opinião e expressá-la nas oportunidades relevantes e consideramos que esta é uma oportunidade de o fazer.

Lisboa, 12 de Março de 2001