



Comentários da EEM à Proposta
de Alteração Regulamentar
apresentada pela ERSE em Abril
de 2005

Funchal, 16 de Maio de 2005

Índice

1	Introdução.....	3
2	Regulamento Tarifário	3
2.1	Actividades Reguladas	3
2.2	Custo de Aquisição do Fuelóleo	3
2.3	Opções Tarifárias.....	5
2.4	Encargos com o Processo de Convergência Tarifária	5
3	Regulamento de Relações Comerciais	6
3.1	Facturação bimestral	6
4	Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.....	7
4.1	Comentário ao RARI.....	7

1 Introdução

No seguimento da proposta de revisão do Regulamento Tarifário, do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações e do Regulamento de Relações Comerciais, apresentamos os nossos comentários sobre as propostas de alterações que mais preocupam a EEM:

2 Regulamento Tarifário

2.1 *Actividades Reguladas*

Em relação à RAM, a proposta de Regulamento Tarifário mantém as seguintes actividades reguladas: Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica e Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica. A identificação destas actividades continua a revelar-se adequada atendendo à dimensão do sistema eléctrico da RAM. Salienta-se a este respeito que os artigos 27º e 28º da proposta de Regulamento Tarifário indicam claramente que os preços das Tarifas de Venda a Clientes Finais em AT, MT, BTE e BTN bem como os preços das Tarifas de Acesso às Redes em AT e MT são idênticos aos praticados em Portugal continental, sem prejuízo de poderem existir sobrecustos resultantes do processo de convergência tarifária que, em cada ano, não possam ser repercutidos na Tarifa de Uso Global do Sistema.

2.2 *Custo de Aquisição do Fuelóleo*

Seguindo as instruções da ERSE, a EEM convidou as principais empresas petrolíferas a operar em Portugal (Esso, Repsol, BP, Cepsa, Total Fina Elf, Agip, Petrogal e Shell), a apresentarem condições para o fornecimento de Fuelóleo pesado (thick fuel oil) para os grupos electrogéneos da EEM na Madeira e no Porto Santo. O caderno de encargos deste concurso previa especificamente a necessidade do fuelóleo ser adquirido no mercado primário, tendo sido assessorado pela Sociedade de Advogados Morais Leitão, Galvão Teles, Soares da Silva & Associados.

A EEM seleccionou, após a análise das propostas dos diversos concorrentes, a proposta apresentada pela Petrogal, cujo contrato entrará em vigor no corrente mês de Maio e que prevê, entre outras, as seguintes condições de fornecimento:

Fuelóleo CTV Madeira:

- Preço é fixado em Euros/tonelada métrica (medida em quilograma-ar);
- Preço é calculado de acordo com a fórmula $Pf = M + P$;
- **M** - Cotações praticadas nos mercados primários “High CIF Northwest Europe” (HCNWE), divulgadas diariamente no Platts European Marketscan, sendo construído do seguinte modo:
 - Período de cálculo: Média aritmética das cotações HCNWE, tendo por base as cotações semanais coincidentes com a finalização das descargas;
 - Moeda Base: US Dollar
 - Período de cotação da moeda base: Metodologia idêntica ao do produto;

- Moeda de Facturação: Euro.
- P – Incorpora os custos de descarga, transporte e armazenamento do Fuelóleo. O custo total, tomando em consideração a actual taxa de câmbio (Eur/USD), é de cerca de 43,79€ por tonelada, representando um decréscimo de aproximadamente 12% face aos custos que a EEM tem vindo a incorrer. Admitindo, que a EEM consome 100.000 toneladas no ano 2005, o custo do factor P deverá apresentar um decréscimo de cerca de 550.000 Euros.
- Adicionalmente, a EEM beneficiará de um desconto de 100.000 Euros, se a aquisição de Fuelóleo exceder as 100.000 Toneladas.

Fuelóleo CT Porto Santo:

- Preço é determinado de forma idêntica ao preço do Fuelóleo da CTV Madeira, com as seguintes alterações:
 - Um acréscimo de 40.000 Euros por descarga efectuada;
 - O factor **P**, tomando em consideração a actual taxa de câmbio (Eur/USD), será de cerca de 33,68€ por tonelada;

Considerando os dois efeitos e tomando como exemplo o ano de 2004, o preço médio de aquisição de fuelóleo sofrerá um decréscimo de aproximadamente 14% para o Porto Santo.

Na sequência deste concurso foi ainda possível incorporar um desconto de 0,04€ por litro nas condições de fornecimento do preço do gasóleo para combustão na CTV e CT do Porto Santo.

Neste enquadramento, a EEM considera que já adquire fuelóleo de forma clara e financeiramente menos onerosa para os consumidores de energia eléctrica, pelo que a fórmula proposta pela ERSE para a determinação dos custos com combustíveis aceites para efeitos de proveitos permitidos para a Região Autónoma da Madeira, deveria prever a aquisição de fuel no mercado primário “High CIF Northwest Europe” (HCNWE), divulgadas diariamente no Platts European Marketscan em detrimento do preço base (i.e. sem custos de descarga, transporte e armazenagem) de aquisição de combustíveis para produção de energia eléctrica em Portugal Continental.

Assim, a EEM propõe que a fórmula a utilizar pela ERSE a partir de 2006, para regular o custo dos combustíveis na Madeira seja a seguinte:

$$F = P * Q + C$$

Em que,

F – Custo com fuelóleo, previsto consumir na produção de energia eléctrica, aceite pela ERSE no ano.

P - Cotações praticadas nos mercados primários “High CIF Northwest Europe” (HCNWE), divulgadas diariamente no Platts European Marketscan em USD, sendo construído do seguinte modo:

- Período de cálculo: Média aritmética das cotações HCNWE, tendo por base as cotações semanais coincidentes com a finalização das descargas;
- Moeda Base: US Dollar
- Período de cotação da moeda base: Metodologia idêntica ao do produto;
- Moeda de Facturação: Euro.

Q - Quantidade prevista consumir de fuelóleo para a produção de energia eléctrica no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.

C – Custos com descarga, armazenamento e transporte do fuelóleo consumido no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.

2.3 Opções Tarifárias

Os artigos 46º a 50º da proposta de Regulamento Tarifário especificam as opções tarifárias a vigorar na RAM relativamente às Tarifas de Venda a Clientes Finais. Como se assinala no Documento Justificativo da proposta regulamentar, até 2002 vigoraram na RAM tarifas dependentes do uso da energia. Não se discutindo a necessidade de eliminar esta dependência no sentido de tornar o sistema tarifário mais transparente eliminando qualquer tipo de subsídição cruzada, assinala-se que foi aprovada a aplicação daquelas tarifas a título provisório nos anos de 2003 e 2004. Tal como a ERSE assinala, pretendia-se assim minimizar os impactes na facturação dos clientes destas opções tarifárias. No ano de 2005 considerou-se ser de prolongar esta situação tendo a ERSE recomendado que as empresas, e nomeadamente a EEM orientassem os seus clientes no sentido de escolherem as opções tarifárias mais adequadas.

Embora a EEM esteja totalmente de acordo, com o princípio da universalidade das opções tarifárias disponíveis no Sistema Eléctrico Nacional, estamos preocupados com os custos associados a esta migração tarifária na óptica dos clientes da EEM, nomeadamente, no que se refere ao impacto na facturação, que com base nos tarifários actualmente em vigor, poderá ter, para alguns consumidores, crescimentos excepcionalmente significativos, a rondar os 30%. Assim, entendemos que a migração de muitos clientes da EEM deverá de ser gradual para evitar-se “saltos” de facturação tão elevados como os apontados.

Neste sentido, a EEM, conforme já combinado com a ERSE, compromete-se a apresentar oportunamente uma listagem de todos os consumidores abrangidos por esta alteração, fornecendo à ERSE os elementos necessários para a avaliação dos impactos desta medida, e encontrar uma solução que minimize o problema para os consumidores.

2.4 Encargos com o Processo de Convergência Tarifária

Os encargos com o processo de convergência tarifária encontram-se descritos na secção VI do Capítulo IV da proposta de Regulamento Tarifário, artigos 99º a 104º. Mais em particular, o artigo 103º determina a forma de cálculo do custo com a convergência tarifária na RAM como resultando da adição de parcelas relativas aos sobrecustos das actividades de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Energia Eléctrica.

Tal como já acontece actualmente, admite-se a existência de uma parcela de sobrecustos não recuperados pela Tarifa de Uso Global do Sistema (tal como se encontra indicado nos artigos 149º e 154º), se o acréscimo do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores Regulados ultrapassar o índice de preços implícito no consumo privado. Se tal ocorrer, as Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM devem reflectir a parcela não repercutida e portanto não recuperada pela Tarifa de Uso Global do Sistema. A este respeito apresentam-se os seguintes comentários:

- Parece existir uma situação desigual no tratamento da limitação dos acréscimos tarifários. Com efeito, o Decreto-lei 187/95 de 27 de Julho estabelece no número 4 do seu artigo 4º o princípio de limitação de acréscimos tarifários aos clientes finais em BT em Portugal continental indicando-se expressamente que o valor global das tarifas e preços aplicáveis a esses clientes não pode, em cada ano, ter aumentos superiores à taxa de inflação esperada para esse ano. Esta disposição dá depois origem aos artigos 129º a 131º da proposta de

Regulamento Tarifário relativos à limitação dos acréscimos em BT em Portugal continental. No que se refere às Regiões Autónomas admite-se a existência de sobrecustos não repercutidos na Tarifa de Uso Global do Sistema que poderão originar, de acordo com o artigo 157º da proposta de Regulamento Tarifário, variações tarifárias que serão limitadas anualmente pela ERSE. Este artigo estabelece que os custos com o sistema tarifário da RAM não incorporados na Tarifa de Uso Global do Sistema no ano t e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, são estabelecidos anualmente de forma a limitar a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a um valor a estabelecer pela ERSE. A comparação destes dois articulados parece configurar uma situação de clara desvantagem em que se encontram os consumidores das Regiões Autónomas face aos de Portugal continental. Esta situação de desvantagem torna-se ainda mais preocupante em períodos de seca prolongada que originem a elevação do custo de produção em Portugal continental e que originem, por essa via, um aumento das tarifas. Se tal ocorrer, haverá certamente uma menor parcela de sobrecustos com a convergência tarifária efectivamente incorporados na Tarifa de Uso Global do Sistema pelo que a parcela suportada pelos clientes das Regiões Autónomas será mais elevada;

- Por outro lado, a evolução que se antevê para a Tarifa de Uso Global do Sistema devido, por exemplo, ao aumento dos sobrecustos com a PRE, é de modo a levantar sérias preocupações sobre a parcela de sobrecustos dos sistemas eléctricos das Regiões Autónomas que possam, em cada ano, ser repercutidas nesta tarifa e das que, de forma complementar, venham a ser suportadas pelos clientes das Regiões Autónomas;
- Nestas condições, o aumento das parcelas não repercutidas na Tarifa de Uso Global do Sistema e, portanto, suportadas pelos clientes das Regiões Autónomas corresponderá afinal a diluir no tempo o objectivo de convergência tarifária consagrado na legislação em vigor tornando assim menos uniformes as Tarifas de Venda a Clientes Finais em vigor em Portugal.

Nestes termos, propõe-se a alteração dos regulamentos de modo a que a Tarifa de Uso Global do Sistema assegure a recuperação dos sobrecustos determinados pela ERSE para as Regiões Autónomas. Situação que desde o início do processo regulatório, as Regiões têm vindo, em nossa opinião justificadamente, a reivindicar.

3 Regulamento de Relações Comerciais

3.1 Facturação bimestral

A aplicação aos clientes BTN da facturação bimestral, embora pareça aportar eficiência aos custos operacionais da comercialização, poderá, no caso da RAM, trazer problemas de cobrança e de relacionamento entre a EEM e os clientes BTN uma vez que estes representam 98% do total de consumidores com um peso de 63% no valor total da facturação.

Entende a EEM que a adopção desta medida não beneficia os consumidores de BTN, podendo trazer implicações sociais, as quais deverão ser muito bem ponderadas pela ERSE no sentido de avaliar se o seu impacto se irá sobrepor à eficiência que a introdução da facturação bimestral pretende proporcionar.

4 Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações

4.1 Comentário ao RARI

Competindo à Entidade Concessionária do Transporte e Distribuidor Vinculado do SEPM assegurar o regular e contínuo abastecimento de energia eléctrica aos seus clientes, de média e baixa tensão, parece-nos pouco adequado depender da prévia aprovação da ERSE investimentos desta natureza, uma vez que parte considerável dos mesmos derivam de factores que não estão no controlo da Entidade Concessionária. Por outro lado, alguns investimentos previstos poderão ter que ser reanalisados, caso se alterem os pressupostos assumidos, aquando da elaboração do planeamento ou orçamento de investimentos. Assim, julgamos ser de manter alguma flexibilidade e prudência, no que se refere aos investimentos na rede MT e BT.

Sendo a actividade da distribuição MT e BT de carácter contínuo, consideramos que a qualificação prévia de fornecedores (sempre aberta a novos candidatos), é a melhor solução, constituindo um método ágil, transparente e competitivo. Assim, sem prejuízo da consulta pública individual para as obras de maior dimensão, a EEM manifesta-se empenhada em adoptar a contratação com base na prévia qualificação de fornecedores.

Apesar de compreendermos as virtudes do processo de consulta pública das propostas de planos de investimento, consideramos que o processo proposto deveria ser simplificado, sugerindo-se a sua publicação na Internet com uma antecedência mínima de 45 dias antes do envio à ERSE e reuniões com os agentes de mercado, sempre que solicitadas por estes.