Comentários da EEM a Proposta de Alteração Regulamentar apresentada pela ERSE em Junho de 2008

Empresa de Electricidade da Madeira

Funchal, 7 de Julho de 2008

índice

1 Introdução 3

2 Regulamento Tarifário 3

2.1 Tarifas de venda a clientes finais das Regiões Autónomas 3

2.1.1 Criação de novas opções tarifárias 3

2.1.2 Opções tarifárias dependentes do uso dado à energia eléctrica 3

2.2 Modo de Regulação 4

2.2.1 Alteração da taxa indexante para efeitos de cálculo de ajustamento 4

2.2.2 Partilha de risco de cobrança com os consumidores 4

2.2.3 Forma de Regulação económica das actividades DEE e CEE 4

2.2.4 Caracterização das actividades DEE e CEE 5

2.2.5 Auditorias de verificação da aplicação do Regulamento Tarifário 5

2.3 Direitos de passagem 6

2.4 Incentivo à promoção do desempenho ambiental 6

3 Regulamento das Relações Comerciais 6

3.1 Integração da actividade de comercialização de redes na actividade de distribuição 6

3.2 Disponibilização de serviços e níveis de qualidade de serviço opcionais, face aos regulados 7

3.3 Facturação de potência contratada em BTN em instalações de consumo trifásicas .. 7

3.4 Micro produção 7

3.5 Facturação de encargos de valor fixo variável 8

3.6 Regras de facturação de energia reactiva 8

3.7 Fraudes e erros de medição 8

3.8 Rotulagem de energia 8

3.9 Tarifa tri-horária para a BTN até 20,7 kVA 8

1 Introdução

No seguimento da proposta de Alteração dos Regulamentos Tarifário e das Relações Comerciais do Sector Eléctrico apresentada pela ERSE, vimos apresentar os nossos comentários e sugestões sobre os mesmos.

Assim:

2 Regulamento Tarifário

2.1 Tarifas de venda a clientes finais das Regiões Autónomas

2.1.1 Criação de novas opções tarifárias

A EEM considera positiva a proposta da ERSE relativamente à criação de novas opções tarifárias, nomeadamente, a criação de uma tarifa Tri-horária na BTN e a criação de uma tarifa Tetra-horária na BTE.

O estabelecimento de novas opções tarifárias além de permitir aumentar a aderência das tarifas aos respectivos custos, induz comportamentos mais eficientes por parte da procura.

No entanto, se no que concerne à tarifa Tetra-horária na BTE os actuais equipamentos permitem este tipo de contagem, já em relação à tarifa Tri-horária na BTN essa questão é mais complexa, uma vez que apenas os equipamentos de contagem instalados na Região Autónoma da Madeira (RAM) a partir de 2007 apresentam essa possibilidade.

Assim, e uma vez a Lei n° 12, de 2008, impede a cobrança de qualquer importância relativa aos contadores, parece-nos pertinente questionar a forma de repercussão dos encargos de implementação das novas opções tarifárias (substituição dos contadores existentes; parametrização de software...), atendendo que a colocação dos equipamentos de contagem pelos próprios clientes não se afigura uma solução viável.

2.7.2 *Opções tarifárias dependentes do uso dado à energia eléctrica*

A EEM concorda que num sistema tarifária aditivo e equitativo, as tarifas de energia devem ser oferecidas em igualdade de circunstância a todos os clientes em função das suas características de consumo e não dependendo do uso dado à energia eléctrica. Assim, concorda com a proposta de extinção de algumas opções tarifárias transitórias que vigoravam nas Regiões Autónomas, mais concretamente na extinção das opções transitórias cujo impacto nos clientes não ultrapasse um acréscimo até 5% da factura anual, bem como com a extinção gradual das restantes opções transitórias durante o período de regulação.

2.2 Modo de Regulação

2.2.1 Alteração da taxa indexante para efeitos de cálculo de ajustamento

A proposta da ERSE no sentido de alterar a taxa de juro indexante utilizada para efeitos de cálculo dos ajustamentos, passando da Euribor 3 meses para Euribor a 1 mês, afigura-se pouco ajustada à realidade financeira das empresas reguladas. Com efeito, a obtenção de financiamentos de curto/médio prazos é, em regra, indexada à Euribor a 3 ou a 6 meses, pelo que consideramos qualquer um destes dois indexantes mais adequado ao proposto pela Entidade Reguladora.

Relativamente ao *spread*, que acresce à taxa indexante, a EEM considera importante relevar que a turbulência que actualmente incide sobre os mercados financeiros não permite a obtenção de financiamentos com *spreads* inferiores a 50 *basis points.* Se é verdade que o *spread* de 50 *basis points* era um referencial num mercado em situação normal, não é menos verdade que a conjuntura que vivemos implica a obtenção de empréstimos com *spreads* superiores.

Assim, a EEM propõe que o *spread* a definir pela entidade reguladora tenha em consideração as condições actuais e a perspectiva de evolução dos mercados financeiros.

2.2.2 Partilha de risco de cobrança com os consumidores

As empresas reguladas são obrigadas a fornecer energia eléctrica a todos os clientes que a requisitem, prestando o respectivo serviço de fornecimento de energia eléctrica antecipadamente ao pagamento, implicando, à luz dos regulamentos em vigor, um risco incobrabilidade de aproximadamente 3 meses. Apenas queremos salientar que em todas as actividades económicas, o risco de cobrança está incorporado nos respectivos preços de venda de bens e serviços.

2.2.3 Forma de Regulação económica das actividades DEE e CEE

Com a presente proposta de alteração regulamentar, a ERSE, vem introduzir uma metodologia diferente para a regulação das actividades de Distribuição e Comercialização de Energia Eléctrica para as Regiões Autónomas, mais concretamente, através da redefinição do método de cálculo dos Proveitos Permitidos de cada uma destas actividades.

A EEM, embora concordando com o principio apresentado pela ERSE, de uniformização da metodologia de regulação das actividades de Distribuição e Comercialização de Energia Eléctrica das Regiões Autónomas, admite que seria mais adequado iniciar, desde já, uma aproximação à metodologia aplicada para estas actividades no Continente. Nesta base, a EEM sugere que a nova forma de regulação para as Regiões Autónomas tenha em consideração os seguintes aspectos:

- Os proveitos permitidos das actividades de DEE e CEE para as Regiões Autónomas devem ser determinados com base no *Preço Máximo* que deverá anualmente ser ajustado com a evolução do índice de preços implícito do PIB, deduzido de um factor de eficiência previsto pelo regulador, acrescendo ainda para a DEE a variável de energia vendida e a para a CEE o número de clientes;
- No que se refere à margem de comercialização, a EEM entende que a mesma deverá ser ajustada de modo a remunerar devidamente os activos imobilizados afectos à CEE, bem como os capitais circulantes, por forma a tornar esta actividade empresarialmente atractiva, ou seja, com uma rentabilidade adequada ao risco do negócio.

A EEM infere que à aplicação do conceito do Proveito Máximo está subjacente a existência de uma infra-estrutura de "Transporte" e Distribuição robusta e perfeitamente adequada às estimativas de crescimento de consumo e da dispersão e do número de consumidores, ou seja, que os novos investimentos nesta actividade são de substituição, por obsolescência, não permitindo a remuneração de investimento que visam reforçar e expandir as actuais infra-estruturas.

É importante relembrar que a EEM enfrentou no passado recente, um período de elevada contenção financeira fruto das dificuldades económicas e financeiras sentidas pela Empresa no âmbito da Regulação DGGE (1998-2002), o que, associado aos elevados crescimentos verificados no consumo de energia e a uma crescente exigência na qualidade do serviço prestado obrigam a EEM a ter ainda que realizar, pelo menos durante os próximos 4 anos, investimentos significativos nestas áreas.

É também relevante salientar que se têm vindo a registar elevados níveis de investimento público na Região Autónoma da Madeira com uma grande dispersão geográfica, abrangendo os diversos concelhos da Região, incluindo o Porto Santo. Neste particular gostaríamos de destacar as melhorias das acessibilidades rodoviárias da Ilha da Madeira, com a execução de túneis de acesso a zonas menos desenvolvidas, bem como a realização de diversos projectos âncora, com o objectivo de fixar as populações e atrair investimentos para Concelhos outrora apenas de "passagem". Assim, de modo a garantir as necessidades imediatas e futuras de consumo, bem como assegurar a fiabilidade do sistema eléctrico Regional, num enquadramento orográfico adverso, a EEM é obrigada a realizar uma série de investimentos em infra-estruturas eléctricas, nomeadamente na sua rede de Transporte e Distribuição.

O novo regime regulatório proposto pela ERSE, quer seja concretizado com base no conceito do *Proveito Máximo* ou do *Preço Máximo,* para além de romper com o esquema de regulação actual, tem também implícito uma redefinição das actividades de DEE e CEE, obrigando a EEM, enquanto empresa verticalizada, a realizar uma profunda alteração e revisão dos critérios contabilísticos que repartem a sua operação por actividades. Este trabalho, necessariamente meticuloso e moroso poderá dar origem a pequenas afinações, devidamente justificadas, nos critérios de repartição de custos que temos vindo a reportar à Entidade Reguladora.

2.2.4 Caracterização das actividades DEE e CEE

Pela análise do Regulamento Tarifário, a EEM entende que a ERSE propõe uma reorganização de algumas funções de cada actividade. Contudo, parece-nos que a transferência proposta de algumas actividades da CEE para a DEE carece de um esclarecimento adicional por parte da ERSE uma vez que ficam, no entendimento da EEM, algumas dúvidas quando à definição das mesmas. Adicionalmente, e analisando a proposta de alteração do Regulamento de Relações Comerciais apresentada pela ERSE, a EEM reforça a sua incerteza quanto à definição e alocação de determinadas actividades, como, a contratação, leitura, facturação e cobrança.

Assim, a EEM solicita que a ERSE esclareça as empresas reguladas as actividades que estão incorporadas na DEE e CEE.

2.2.5 Auditorias de verificação da aplicação do Regulamento Tarifário

Relativamente às Auditorias propostas pela Entidade Reguladora gostaríamos de salientar o seguinte:

Todas as Empresas reguladas têm de submeter à ERSE contas anuais auditadas por Sociedades de Revisores Oficias de Contas, sendo a maior parte delas, senão a totalidade, realizadas por

grandes empresas multinacionais do sector, que exercem a sua actividade com reconhecidos e comprovados padrões de qualidade e isenção.

Os custos associados as estas auditorias e às correspondentes certificações legais não são de todo em todo despicientes, sendo remunerados pelas tarifas de energia eléctrica.

Nesta base, embora a EEM admita que a ERSE, sempre que o entender, possa recorrer a auditorias por si contratadas, considera mais conveniente e menos dispendioso, que a Entidade Reguladora, em caso de duvida, solicite às Auditoras das empresas reguladas os esclarecimentos adicionais que considere adequados.

2.3 Direitos de passagem

A EEM solicita a melhor atenção da ERSE para a necessidade de resolução do custo associado aos Direitos de Passagem impostos à EEM pelos Municípios da Região Autónoma da Madeira. Este custo, à semelhança das rendas aos municípios, é decorrente de diploma legal e, como tal, considerado custo não controlável. A não resolução atempada deste problema levará, injustamente, a EEM a incorrer em significativos prejuízos.

Entende a EEM que há uma equivalência substancial e funcional entre a Taxa devida pela ocupação do domínio público municipal, com a implantação de infra-estruturas da rede de distribuição na Madeira e a evolução registada no desígnio da Renda paga aos Municípios do Continente, pela concessionária da rede distribuição de energia eléctrica em baixa tensão.

Assim, de forma a salvaguardar os princípios da igualdade de tratamento e da proibição de discriminação, a EEM considera que a Taxa de ocupação do domínio publico na RAM e as Rendas pagas aos Municípios do Continente, deverão merecer tratamento idêntico em sede tarifária.

2.4 Incentivo àpromoção do desempenho ambiental

É com satisfação que a EEM verifica que relativamente ao plano de promoção e desempenho ambiental, a actual proposta de Regulamento de Tarifário altera o momento de aceitação de custos para efeitos de cálculo de tarifas, passando a ser aceites à priori. Contudo e salvo melhor opinião, parece-nos que a variável relacionada com a promoção do desempenho ambiental, que consta na fórmula relativa aos proveitos da actividade de distribuição de energia eléctrica da RAM no artigo 99.° do Regulamento Tarifário, apresenta o sinal trocado (-).

3 Regulamento das Relações Comerciais

3.1 Integração da actividade de comercialização de redes na actividade de distribuição

A EEM acolhe a proposta da ERSE relativamente à integração da actividade de comercialização do uso de redes na distribuição, envolvendo, todavia, custos de identificação, adaptação e de implementação que devem ser devidamente reconhecidos nas tarifas.

3.2 Disponibilização de serviços e níveis de qualidade de serviço opcionais, face aos regulados

Trata-se de uma medida interessante, já que permite um benefício partilhado entre o distribuidor e o consumidor. Pressupõe uma análise aos custos incorridos nos novos serviços a implementar tendo presente a relação custo-beneficio, além de todo o suporte à gestão dos mesmos, envolvendo o registo contabilístico separado.

3.3 Facturação de potência contratada em BTN em instalações de consumo trifásicas

O princípio de aplicação da facturação da potência em função da potência tomada pela instalação (semelhança à BTE e MT) para a BTN trifásica em que o equipamento de medição permita o registo da potência aparente média em qualquer período ininterrupto de 15 minutos, leva-nos a fazer os seguintes comentários:

- Com excepção dos equipamentos recentemente adquiridos (desde 2007), os equipamentos de contagem instalados nos consumidores BTN da RAM não permitem o registo da potência aparente média em qualquer período ininterrupto de 15 minutos.

- Não parece lógico a EEM substituir os contadores existentes, devido ao encargo que esse facto representaria, sem qualquer contrapartida e até com redução da receita referente à potência contratada. Por outro lado, a substituir-se o contador para um consumidor BTN teria de fazer-se o mesmo para todos.

- Por outro lado, não sendo obrigatória a substituição de sistemas de contagem (pelos distribuidores) dos consumidores existentes por novos com as características necessárias ao registo da potência aparente média em qualquer período ininterrupto de 15 minutos, resulta que o novo clausulado terá aplicação apenas nos casos em que os consumidores solicitem e suportem os custos com o fornecimento e instalação do novo sistema de contagem.

- A instalação de sistemas de contagem BTN com as características indicadas para os novos consumidores, sem encargos para estes, cria uma situação de discriminação face aos consumidores existentes.

Como alternativa, a EEM sugere a facturação de potência contratada com base nos consumos mensais dos consumidores, escalonados para valores de potência correspondentes, mesmo sem substituição dos sistemas de contagem existentes.

Os custos de adaptação dos sistemas informáticos deverão ser tidos em consideração aquando do estabelecimento dos proveitos permitidos.

3.4 Micro produção

As alterações aos sistemas informáticos de suporte para traduzir os diversos regimes aplicáveis implicam custos não negligenciáveis, devendo os mesmos serem acautelados, conforme previsto no artigo 21° do regime de micro produção. Por outro lado, é necessário ter em consideração os períodos adequados para a adaptação destes sistemas.

3.5 Facturação de encargos de valor fixo variável

A EEM concorda com a racionalidade da medida, desde que fiquem salvaguardados a assumpção de custos e prazos.

3.6 Regras de facturação de energia reactiva

A EEM concorda com a proposta da ERSE.

3.7 Fraudes e erros de medição

A EEM concorda com a proposta da ERSE, sugerindo a promoção de uma reunião para arranque de trabalhos.

3.8 Rotulagem de energia

A EEM tem em curso a implementação da rotulagem de energia, sendo que as alterações propostas neste âmbito não têm implicações relevantes. No entanto, eventuais alterações ao definido devem ser efectuadas com a maior brevidade possível evitando assim posteriores alterações e aumento de custos.

3.9 Tarifa tri-horária para a BTN até 20,7 kVA

Esta tarifa constitui um bom instrumento para a transferência de consumos dos períodos de ponta e cheia para o período de vazio. No entanto, grande parte dos equipamentos de contagem instalados na RAM não permitem a aplicação da tarifa tri-horária para a BTN até 20,7 kVA, o que na prática implica a substituição desses sistemas, abrangendo uma percentagem bastante significativa de consumidores e por essa razão um custo igualmente considerável. Por outro lado, sendo proibida a imputação do custo dos sistemas de contagem no actual quadro regulatório importa clarificar como repercutir os encargos da eventual implementação desta tarifa, de forma não discriminada (entre os consumidores existentes e novos).

Refira-se que só os equipamentos de contagem adquiridos pela EEM a partir de 2007 é que permitem a aplicação da tarifa tri-horária.