

Comentários da DGGE sobre as propostas de revisão dos Regulamentos da ERSE:

- Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI)
- Regulamento de Relações Comerciais (RRC)
- Regulamento Tarifário

1. Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI)

Plano de investimento na rede de distribuição

A DGGE considera que na fase actual de preparação da Lei de Bases do Sector Eléctrico e legislação complementar é prematuro fazer alterações ao RARI em vigor como as que estão propostas no n.º.7 do Artº 11, n.º.4 do Artº.13 e n.º.1 do Artº. 14 (aprovação do plano de investimento da rede de distribuição).

Os investimentos nas redes de distribuição têm implicações na segurança do abastecimento que é uma competência do Governo, pelo que esta matéria deverá ser tratada na legislação de base do sector e não definida num regulamento.

2. Regulamento de Relações Comerciais (RRC)

Nova proposta de regime de interruptibilidade

O mesmo argumento sobre segurança de abastecimento é aplicável à nova proposta de regime de interruptibilidade que consta do Artº. 180 da proposta de RRC.

Entrada em vigor

Da maneira como está redigido o Artº. 245 (entrada em vigor) a ERSE determina quando entram em vigor as disposições que se relacionam com os CMEC's, quando é o Decreto-Lei 240/2004 que impõe à ERSE um prazo para fazer as alterações nos seus regulamentos de modo a serem cumpridas as disposições do mesmo Decreto-Lei.

3. Regulamento Tarifário

Tendo em atenção essas disposições do Decreto-Lei 240/2004 e na medida em que a cessação dos Contratos de Aquisição de Energia é uma peça fundamental do novo enquadramento estabelecido pela Directiva n.º 2003/54/CE de liberalização do sector eléctrico e do MIBEL, seria de esperar que as alterações ao Regulamento tarifário se limitassem ao cumprimento daquelas disposições. Pelo contrário, a ERSE propõe, em simultâneo, a modificação de uma série de disposições do Regulamento Tarifário que se considera serem laterais à introdução dos CMEC's, tornando impossível perceber os efeitos desta alteração numa próxima aplicação do Regulamento.

Considera-se que existem graus de liberdade no actual contexto tarifário para garantir a introdução do modelo dos CMECs sem sobressaltos significativos nos consumidores.

Existem assim vários efeitos que concorrem em simultâneo, prejudicando alguns deles o efeito positivo dos CMECs a curto prazo (alisamento tarifário ao longo do tempo):

1. Imputação dos custos dos CMECs à tarifa de potência
2. Introdução na tarifa dos custos dos terrenos e dos custos com dessulfurização
3. Efeito de redistribuição entre SEP e SENV (dos custos com PRE e diferencial TEP/Mercado)
4. Introdução da “aditividade” nas tarifas de acesso
 - a. Equidade das tarifas de acesso entre SEP e SENV
 - b. Correção da subsidiação cruzada entre segmentos (segundo os critérios de alocação de custos estabelecidos pela ERSE)

O **efeito 1** não tem impactos em termos médios, mas sim entre clientes. Ao alocar mais custos ao factor de potência contratada (“de forma artificial”), prejudica-se necessariamente os clientes com menores utilizações. Esta distorção resulta de imposições comunitárias e poderá ser corrigida por opções regulatórias.

Defende-se que simultaneamente ao aumento “artificial” dos CMECs alocados à potência contratada, deverá reduzir-se a parcela alocada à potência das outras componentes tarifárias (tarifas de acesso). Nos grandes clientes, uma vez que as actuais componentes tarifárias alocadas à potência contratada são reduzidas, teria que se introduzir um desconto por interruptibilidade alocado à potência contratada. Na Baixa Tensão, os custos por potência contratada são superiores ao que resulta dos CMECs, existindo potencial para, através de correções na tarifa de acesso da distribuição, corrigir o efeito.

O **efeito 2** é independente dos CMECs. Os custos dos terrenos já foram reconhecidos por via legislativa e os custos de dessulfurização resultam de imposições de Bruxelas. O não reconhecimento destes últimos custos implicaria a paragem das centrais de carvão com incomportável risco para a segurança de abastecimento nacional. Uma vez que estes custos ainda não foram reconhecidos nos CAEs, considera-se que só deverá ser considerado o custo de capital justo – a preços de mercado – e não o previsto nos CAEs.

Os **efeitos 3 e 4-a** devem ser realizados em conjunto e são necessários/críticos para uma liberalização equilibrada, sem diferenças estruturais entre SEP e SENV. Considera-se que uma vez redistribuídos os custos dos CMECs (efeito 3), a aditividade seja obtida por aproximação das tarifas de acesso do SENV ao SEP – mantendo-se a alocação de custos actual entre segmentos de tensão. Quaisquer correções de “subsidiação cruzada”/alocação de custos deverão ser realizadas a partir daí de forma faseada, à semelhança do processo actualmente em vigor (limitando as possibilidades de correção aos aumentos de inflação).

Alerta-se no entanto para os movimentos de correção da alocação de custos entre segmentos (**efeito 4-b**) que prejudicam a competitividade nacional (transferindo custos dos clientes domésticos para os clientes industriais) e que deveriam estar sujeitos a opções de política económica. Torna-se urgente a criação de um **desconto de interruptibilidade** (ligado às opções de segurança

de abastecimento do Governo) que permita garantir uma correcta e eficiente alocação de custos entre segmentos, beneficiando a segurança e os custos globais do sistema.

Finalmente, considera-se que o modelo de CMECs aprovado corrigiu muitas das imperfeições e efeitos de distorção da concorrência dos CTCs espanhóis não se esperando impactos significativos na construção dos preços de mercado do MIBEL.

Eficiência Energética

Os Artigos 123º a 128º inclusivé suscitam-nos reservas porque:

- propõem a duplicação de actividades cometidas a outras instituições, designadamente DGGE e ADENE, com a conseqüente duplicação de recursos afectos a estas actividades;
- propõem uma penalidade no preço da energia eléctrica para atingir objectivos de eficiência no uso final da electricidade, o que é matéria da Lei de Bases em preparação;
- ignoram ganhos de eficiência possíveis através da concorrência entre formas de energia;
- ultrapassam as actuais competências do regulador.

A comercialização não é uma actividade regulada, mas sim uma actividade que se pretende de livre concorrência. Não se perspectiva uma relação regulador-comercializador livre, de supervisão directa, uma vez que isso seria inibidor da livre iniciativa e de um desenvolvimento equilibrado do funcionamento de mercado. A eficiência energética passa também pelas decisões dos consumidores que não podem ser reguladas.

A gestão da eficiência deverá ser realizada ou por via de incentivos, para os quais já existem mecanismos e instituições especializadas no Ministério de Economia e Inovação, ou por via de obrigações (ex. Certificados brancos) que deverão necessariamente resultar de opções políticas introduzidas através de legislação.

A introdução de uma penalidade no preço de energia para atingir objectivos de eficiência deveria resultar de uma opção política e não se considera útil que a verba resultante seja alocada fora dos programas (MAPE, Prime) e instituições especializadas na matéria, que melhor podem avaliar as várias valências energéticas dos projectos. A título de exemplo, referem-se os totais de energia já poupados no programa Energia – Medida 3 (260 mtep), Medida 3.5B – MAPE (262 mtep) e RGCE¹ (1043 mtep - ~20% do consumo de energia na indústria em 2003) desde 1991.

A urgência do aumento da eficiência energética para o país não pode ser obtida por diluição de esforços e formas de energia, mas sim por um programa de actuação claro, prioritizado e com uma visão global do balanço energético do país.

¹ Poderão existir algumas duplicações de iniciativas entre o RGCE e as medidas ao abrigo dos vários Quadros Comunitários de Apoio.

Áreas de enfoque da regulação

A distribuição é uma actividade regulada, pelo que o regulador tem um papel importante na eficiência por via dos investimentos na rede e na monitorização de eventuais programas dos distribuidores ou do comercializador regulado.

Deve ser prioritário também para a regulação resolver o problema actual da distribuição (modelo “price cap”) cujo modelo incentiva as empresas a aumentar as vendas, desincentivando os investimentos em eficiência.

A questão crítica para o regulador deve ser conceber formas de regulação que sejam compatíveis com o interesse das empresas em implementar programas de eficiência. As mais simples são regular proveitos por forma a que sejam independentes da energia vendida. Nestas condições um abaixamento das vendas, causado por medidas de eficiência deixa de ser uma ameaça para os resultados das empresas.