

NOTA INICIAL:

Gostaríamos de manifestar a nossa discordância perante a total falta de oportunidade do momento escolhido para a realização do presente processo de consulta, porquanto estarmos, em primeiro lugar: perante uma situação política de transição entre executivos e – talvez ainda mais importante – de diferentes visões estratégicas para a organização do mercado de energia e; em segundo lugar: estar o Estado Português comprometido, nos próximos anos, com um conjunto de obrigações assumidas no contexto do Memorando acordado com a Troika, que nomeadamente envolvem um conjunto de mudanças radicais em sectores como o da energia, pelo que se antecipa, a curto prazo, novas mudanças legislativas e regulamentares no sector, facto que talvez aconselhasse outro tipo de calendarização destas e outras alterações regulamentares.

Além do mais, sempre considerou esta Associação que as alterações regulamentares deveriam coincidir com os períodos regulatórios de carácter trienal, não fazendo muito sentido assistir-se a alterações quase anuais ao texto dos regulamentos do sector.

REGULAMENTO DAS RELAÇÕES COMERCIAIS DO SECTOR ELÉCTRICO:

1. Introdução:

As propostas de alteração do regulamento resultam da necessidade de dar sequência à transposição do terceiro pacote energético, publicado em 13 de Julho de 2009, o qual estabelece a adopção de medidas de consolidação do mercado, em benefício dos consumidores, destacando-se aqui a Directiva n.º 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho, que estabelece as regras comuns para o mercado interno da electricidade e revoga a Directiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho; bem como os Regulamento (CE) 713/2009 e 714/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, respectivamente, sobre a instituição da Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER) e sobre as condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de electricidade.

A estas razões justificativas, segundo a ERSE, junta-se ainda a necessidade de incorporar na redacção do regulamento actual a experiência acumulada decorrente da sua própria aplicação, com vista à sua melhoria do ponto de vista de clareza e eficácia.

As principais novidades deste 3.º Pacote legislativo comunitário residem num maior reforço da protecção dos consumidores e dos poderes e independência das autoridades de regulação nacionais, bem como numa mais efectiva separação das actividades dos operadores de redes de transporte.

São ainda criadas novas instituições destinadas à promoção da coordenação e cooperação do sector a nível comunitário, como a ACER (Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia) e a REORT (Rede Europeia de Operadores da Rede de Transporte), estabelecendo-se uma supervisão dos mercados mais musculada e o reforço da cooperação entre reguladores sectoriais, reguladores financeiros e autoridades da concorrência.

2. Apreciação na Generalidade:

No que aos consumidores domésticos importa, as principais medidas decorrentes da referida Directiva relacionam-se com o direito ao fornecimento por um comercializador; a definição do conceito de cliente vulnerável; a informação sobre consumo e facturação; a implementação de balcões únicos; a criação de regras sobre o tratamento de reclamações e resolução de litígios; a *checklist* dos direitos do consumidor de energia; e a questão da introdução do *smart metering* ou dos contadores inteligentes, algumas delas já plasmadas ou, pelo menos de certa forma, salvaguardadas, na versão revista do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro e na redacção actual do RRC.

No restante, a grande maioria das alterações que ora se propõe serem introduzidas no texto do RRC não respeitam directamente ao consumidor doméstico, mas sim antes à adequação do enquadramento regulamentar às condições de contexto do mercado, reforço de uma separação efectiva de actividades, transparência, supervisão e reorganização do regime de mercado em função do posicionamento atribuído ao CUR.

Assim, comentaremos apenas as propostas de alteração directamente aplicáveis ou com repercussões directas para os consumidores domésticos.

3. Apreciação na Especialidade:

Artigo 7.º (Serviços opcionais):

Uma vez que, aparentemente, se suscitavam dúvidas relativamente a que serviços opcionais podem efectivamente os operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso disponibilizar aos seus clientes, consideramos positivo o esclarecimento de que apenas poderão ser prestados serviços relacionados com as actividades desenvolvidas.

Artigo 27.º (Certificação do operador da rede de transporte):

Trata-se de uma novidade decorrente da própria transposição da Directiva 2009/72/CE com a qual concordamos absolutamente.

Entendemos ser fundamental para o mercado a transparência das relações entre o operador da rede de transporte e quaisquer outras entidades que possam também ser intervenientes neste sector, pelo que apoiamos a adopção de medidas que visem salvaguardar a independência do operador da rede de transporte perante as actividades de produção, distribuição ou comercialização de electricidade.

Artigo 65.º (Interrupções por facto imputável ao cliente):

Na nossa opinião, a alínea c) deste artigo deverá ser forçosamente alterada, de modo a salvaguardar os legítimos interesses dos consumidores. Assim, apenas deverá ser permitida a interrupção do fornecimento de energia eléctrica pelo comercializador, enquanto facto imputável ao cliente, quando ocorrer um impedimento, doloso e injustificado, de acesso ao equipamento de medição, devendo o comercializador comprovar que contactou o cliente e tentou, por mais de uma vez, proceder à leitura.

O consumidor só deve ser penalizado com uma interrupção de serviço se, devidamente advertido em momento prévio, se opuser injustificadamente à realização da leitura do seu equipamento de medição. Sugere-se, assim, a seguinte redacção:

“c) Impedimento injustificado de acesso ao equipamento de medição.”

Artigo 79.º (Facturação dos fornecimentos relativos à energia adquirida pelos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT a unidades de miniprodução e de microprodução):

Trata-se de uma mera actualização da redacção do artigo por forma a incorporar a miniprodução no regime já existente para a microprodução. Nada a referir.

Artigo 180.º (Princípios gerais):

No que respeita à mudança de comercializador, parece-nos razoável acabar com a limitação do número de vezes por cada 12 meses em que podia o cliente mudar de comercializador de energia eléctrica.

No entanto, chamamos a atenção para o facto de que a revogação da totalidade do corpo original do n.º 1 deste artigo implica também a revogação da sua parte final, designadamente a parte em que se proibia a cobrança de qualquer encargo pela mudança.

Assim, consideramos que deverá ser reposta na redacção deste artigo a expressa proibição de cobrança que qualquer montante a título de encargo directamente relacionado com a mudança de comercializador de energia eléctrica.

Relativamente ao prazo de 3 semanas para o procedimento de mudança de comercializador, para além de ser excessivamente longo, a ERSE já antes o tinha fixado em 10 dias, pelo que entendemos que deverá ser este o prazo máximo para o procedimento de mudança de operador.

Artigo 181.º (Informação de caracterização da instalação consumidora):

Prevê este artigo que a informação de caracterização das instalações consumidoras de energia eléctrica conste de um registo mantido e actualizado pelos operadores de rede – designado de registo do ponto de entrega – do qual constam dados pessoais dos consumidores titulares dos contratos de fornecimento.

Encontra-se ainda ali previsto que, em consequência da operação de mudança de comercializador, possa tal informação (incluindo dados pessoais dos consumidores) ser acedida por outros comercializadores, ainda que com a ressalva de que o acesso ao registo do ponto de entrega na sua forma completa esteja dependente de autorização expressa para o efeito do cliente titular da instalação.

Ora, por se tratar de dados pessoais dos consumidores, concernentes ao seu completo perfil de consumo, consideramos que, para tal efeito, deve apenas ser entendida como “autorização expressa” a autorização *subscrita* pelo consumidor e não o simples preenchimento de uma quadrícula à frente de uma alínea de um qualquer formulário-tipo utilizado pelo comercializador.

Artigo 190.º (Obrigação de apresentação de propostas de fornecimento):

Muito embora se trate de uma medida de que irão maioritariamente beneficiar os clientes em BTE, MT, AT e MAT, dado o decurso do prazo tendente à extinção das tarifas reguladas de venda de energia eléctrica a estes clientes, a verdade é que nada impede os consumidores domésticos (BTN) de solicitarem uma proposta de fornecimento de electricidade aos comercializadores em regime de mercado.

Para estes, esta medida pode constituir uma eficaz ferramenta de comparação de ofertas de fornecimento quanto a preços praticados e condições de fornecimento.

Artigo 215.º (Acertos de facturação):

Muito embora este artigo (anterior art.º 196.º) não seja alvo de qualquer proposta de alteração, insistimos, uma vez mais, numa crítica antiga: uma vez que o seu n.º 4 tem permitido diferentes interpretações em prejuízo dos consumidores, entendemos dever ser aproveitada esta oportunidade para clarificar o sentido do legislador, designadamente que nos acertos de facturação subsequentes à facturação que tenha tido por base a estimativa dos consumos, devem os comercializadores ter **automaticamente** em conta os prazos de prescrição e caducidade.

Continuam a existir reclamações relativas a acertos de facturação que incluem períodos temporais (e valores) já prescritos e legalmente não exigíveis, sendo tais facturas de acerto apenas corrigidas no caso de os consumidores reclamarem.

Assim, sugere-se a seguinte redacção para este dispositivo regulamentar:

*“Os acertos de facturação a efectuar pelos comercializadores de último recurso subsequentes à facturação que tenha tido por base a estimativa dos consumos devem utilizar os dados disponibilizados pelo operador da rede de distribuição, ou comunicados pelo cliente, recolhidos a partir da leitura directa do equipamento de medição **tendo sempre** em conta os **respectivos** prazos de prescrição e caducidade.”*

Artigo 216.º (Factura de energia eléctrica):

Muito embora nos congratulemos com a introdução da obrigação do comercializador informar o consumidor, na factura, sobre valores referentes à utilização das redes e o valor correspondente aos custos de interesse económico geral, consideramos que tal não retira a ilegitimidade com que os últimos custos são politicamente imputados aos consumidores de energia eléctrica, sendo que o caminho futuro deverá ser o de expurgar tais custos dos valores facturados ao consumidor.

Concretamente, quanto à discriminação do valor da factura exclusivamente referente aos CIEG, entendemos que não faria sentido a discriminação individual e completa do valor correspondente a cada um dos CIEG pela única razão de tal implicar o aumento do número de páginas do documento da factura e, em última análise, um aumento de custos que certamente acabaria por se repercutir em mais um custo para os consumidores.

Assim, consideramos que deve ser incluído na factura, de forma individualizada, o valor da sua parcela globalmente referente aos CIEG, devendo, a anualmente, ser enviado a cada cliente, um documento que discrimine individualmente e de forma desagregada, todos os valores por si suportados a título de cada um dos CIEG, nos últimos doze meses, permitindo ao consumidor aquilatar da verdadeira dimensão dos valores pagos.

Artigo 218.º (Pagamento):

Congratulamo-nos com a imposição da obrigação dos comercializadores de último recurso disponibilizarem aos seus clientes diversos meios de pagamento à escolha destes, mesmo no caso de mora do cliente.

Artigo 221.º (Interrupção do fornecimento de energia eléctrica por facto imputável ao cliente):

Uma vez mais, consideramos que ainda que não proposta, deveria o n.º 6 deste artigo ser alterado, uma vez ainda subsistirem dúvidas quanto à sua interpretação, designadamente por ainda haver quem considere que este dispositivo não encerra uma obrigação mas, antes sim, um poder discricionário.

Assim, em nome da clareza e do superior interesse dos consumidores, sugerimos a seguinte redacção:

“A falta de pagamento dos montantes apurados em resultado de acerto de facturação, previsto no n.º 5 do Artigo 196.º, impede a interrupção do fornecimento de energia eléctrica quando seja invocada a prescrição ou caducidade, nos termos e pelos meios previstos na lei.”

Artigo 296.º (Arbitragem necessária):

Perante a recente alteração à Lei n.º 23/96, de 26 de Julho (Lei dos serviços públicos essenciais), através da lei n.º 6/2011, de 10 de Março – a qual veio submeter à arbitragem necessária os conflitos resultantes do fornecimento de um desses serviços cuja apreciação o utente tenha expressamente submetido a um tribunal arbitral de um centro de arbitragem de conflitos de consumo – justificava-se plenamente a adopção desta medida de protecção dos consumidores nos regulamentos da ERSE.

Artigo 300.º (Recomendações da ERSE):

Uma vez mais reclamamos a criação de um regime sancionatório que puna efectivamente o incumprimento de determinados actos de regulação, como as recomendações, que não possuem qualquer carácter ou efeito prático vinculativo.

Aliás, e mais uma vez, o diploma hoje publicado (Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de Junho, que procede à transposição da Directiva 2009/72/CE, procedendo à segunda alteração do DL 29/2006, de 15/02, remete, no seu art.º 76.º, para novo e ulterior decreto-lei, o estabelecimento desse regime sancionatório.

REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SECTOR ELÉCTRICO:

O documento “Revisão ao Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico: Alterações ao articulado” de Maio de 2011 propõe um conjunto de alterações ao regulamento tarifário no sector da electricidade. O fundamento e justificação das referidas alterações é apresentado pela ERSE no documento “Revisão ao Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico: Documento Justificativo” de Maio de 2011 (de ora em diante, designado por Documento Justificativo).

O presente documento descreve o que nos parece serem, do ponto de vista dos consumidores, os aspectos mais importantes a considerar na discussão sobre a revisão do regulamento tarifário no sector da electricidade. Na primeira secção, o documento apresenta os comentários do grupo de trabalho na generalidade, seguindo-se a análise mais detalhada de alguns pontos do Documento Justificativo considerados mais críticos do ponto de vista dos consumidores.

I. Comentários na generalidade

Na generalidade, consideramos que a **documentação entregue revela um *upgrading* significativo da intervenção da ERSE** quer em termos das metodologias utilizadas quer da proactividade enquanto entidade reguladora.

A documentação evidencia também as **dificuldades** (e não apenas as oportunidades) **que o MIBEL pode acarretar** quando na economia dominante (Espanha) se assumem opções regulatórias que visam corrigir/atenuar sucessivos erros e intervenções políticas desviantes do correcto funcionamento do mercado.

A **correção e harmonização do enquadramento tarifário entre as Regiões Autónomas e Portugal Continental** no que é possível é também de saudar, muito especialmente porque resulta numa maior clareza e transparência da regulação sectorial. Futuramente, consideramos desejável uma convergência tarifária ainda maior, por forma a aliviar o peso da rubrica UGS relacionada com o sistema tarifário das regiões autónomas.

Regista-se uma maior preocupação da ERSE quanto à **eficiência e qualidade do sistema através do reforço da regulação por incentivos**. Confirma-se que, neste momento, a questão dos pagamentos de capacidade são um problema fundamental na estratégia dos *players* de mercado e que, portanto, é necessário monitorizar.

Nunca é demais lembrar que um sistema com muita energia intermitente precisa de potência térmica de *back-up*. Lembramos também que a metodologia de cálculo do Índice de Cobertura tem em conta a potência total instalada ajustada pelas indisponibilidades das diversas fontes de energia. Ora, a definição da metodologia de

cálculo do Índice de Cobertura (Potência Disponível Garantida/Ponta) está actualmente em curso pela DGEG e REN.

Por fim, em jeito de conclusão, salientámos que, atendendo à actual conjuntura macroeconómica, esta revisão regulamentar deve ser encarada como uma **oportunidade de rever a regulamentação tarifária no sentido de racionalizar aumentos tarifários**. Em conformidade com as orientações da Troika e discussões políticas recentes, **é expectável um aumento muito considerável da taxa de IVA incidente sobre a electricidade, com grande impacto nas facturas dos consumidores**. Tal facto é particularmente penoso no caso dos consumidores finais, na medida em que (ao contrário das empresas) estão impossibilitados de proceder à dedução do IVA.

Consequentemente, o actual contexto requer da parte da ERSE a implementação de um enquadramento regulatório ambicioso no sentido de **aumentar a eficiência do sector eléctrico e minimizar as subidas tarifárias, sob pena de prejudicar ainda mais os consumidores finais, cujas facturas de electricidade já serão fortemente afectadas pelo aumento da taxa de IVA**. Num contexto de crise e incerteza, o Regulador deve assumir que as *utilities* eléctricas (nos segmentos regulados ou não) se actuarem racionalmente como é expectável, deverão tomar diversas iniciativas com possível impacto no preço final da energia eléctrica, nomeadamente:

- ✓ proceder a revisões profundas do seu portefólio de investimentos,
- ✓ corte de custos,
- ✓ moderação do CAPEX.
- ✓ redefinição do seu portfolio (de centrais) de despacho devido à crescente participação das renováveis. EM 2010 a procura residual térmica foi apenas de 20 042 GWh (32 589 GWh em 2008).

Adicionalmente, atendendo ao contexto actual e em conformidade com as posições assumidas pela Troika, consideramos que a ERSE deverá actuar **proactivamente junto do Ministério da Economia, com o objectivo de promover a revisão da política energética, nomeadamente no sentido de estabelecer a redução dos preços garantidos previstos nos contratos com os PRE, sobretudo no que respeita a tecnologias mais maduras**.

II. Alterações regulamentares críticas para os consumidores

Nesta secção procede-se à análise das alterações sugeridas no regulamento tarifário consideradas mais críticas do ponto de vista dos consumidores, designadamente:

- 2.1 Introdução de preços de entrada na tarifa de Uso da Rede de Transporte a pagar pelos produtores de energia eléctrica em regime ordinário e em regime especial;

- 2.2 Adopção de tarifas dinâmicas do tipo “critical peak pricing”;
- 2.3 Mecanismo de cálculo das tarifas transitórias de venda a clientes finais em MAT, AT, MT e BTE;
- 2.4 Aperfeiçoamento do mecanismo de convergência das TVCF para as tarifas aditivas;
- 2.5 Regime de interruptibilidade (Portaria n.º 592/2010, de 29 de Julho) e exploração de zona piloto para aproveitamento de energia a partir de ondas marítimas (Resolução do Conselho de Ministros n.º 49/2010);
- 2.6 Novo modelo de reporte da REN à ERSE relativo a informação de imputação de custos de serviços prestados por empresas do grupo REN;
- 2.7 Melhoria da metodologia de aplicação do *price-cap* da actividade de distribuição de energia eléctrica: tratamento diferenciado do OPEX e CAPEX e reanálise dos *drivers* de custos;
- 2.8 Promoção da inovação nas redes;
- 2.9 Alteração do mecanismo de aprovisionamento do CUR:
 - Separação de funções de aquisição de energia eléctrica para fornecimento dos clientes CUR e da aquisição de energia eléctrica aos PRE;
 - Mecanismo de aprovisionamento racional do CUR;
- 2.10 Reforço da regulação por incentivos da actividade de comercialização de energia eléctrica;
- 2.11 Alteração do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição.

2.1 Introdução de preços de entrada na tarifa de Uso da Rede de Transporte a pagar pelos produtores de energia eléctrica em regime ordinário e em regime especial

Actualmente o operador da rede de transporte (ORT) aplica uma tarifa pelo uso da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT, ou seja, a tarifa é aplicada ao consumo. A ERSE propõe a introdução de uma tarifa de uso da rede de transporte a aplicar à entrada na rede, ou seja, uma tarifa aplicada à produção (designado de encargo G). Esta opção parece-nos justificável, até porque o Governo Espanhol se antecipou e, através do Real Decreto-Ley nº 14/2010, já implementou a tarifa à produção. Adicionalmente a opção espanhola quanto à variável utilizada para efectuar a facturação à produção recaiu sobre o termo energia em alternativa ao termo potência utilizado por alguns países que já introduziram esta tarifa. Se bem que a escolha do termo potência enquanto variável de facturação tenha justificativo racional, a harmonização com a opção espanhola é importante.

Importa também salientar que tal como é referido nos documentos apresentados, e no que concerne exclusivamente aos pequenos consumidores (BT), como a rede de BT é uma rede importadora, há isenção do pagamento de acesso à rede de toda a produção

a ela ligada, o que se deve traduzir por um benefício para o consumidor final respectivo na medida em que o preço final da energia não vem acrescido. Porém, não devemos esquecer que este sistema implica que, de forma geral, os custos das redes exportadoras são suportados em parte pelos consumidores das redes importadoras.

A ERSE propõe ainda a definição de um regime particular a aplicar aos produtores em regime especial (PRE), de forma a manter o seu regime de remuneração garantida, neste momento assegurada por via legislativa. O regime proposto pela ERSE resulta na isenção de pagamento do encargo G pelos PRE, contrariamente ao que sucede para os restantes produtores. A ERSE propõe que seja o comercializador de último recurso (CUR) a suportar o encargo G, reflectindo este encargo na parcela Uso Geral do Sistema II. Daqui resulta que serão os consumidores de electricidade que suportarão a isenção de pagamento do encargo G dos PRE.

O que nos leva a colocar a seguinte questão: existe de facto a necessidade de isentar a PRE, ou deve esta ser uma oportunidade de rever as condições contratuais de forma igualitária?

A ERSE descreve ainda dois mecanismos alternativos para operacionalizar esta isenção de pagamento pelos PRE:

- i) O CUR efectua os pagamentos do encargo G ao ORT.
- ii) Os PRE efectuam o pagamento do encargo G ao ORT, havendo depois uma transferência do CUR para os PRE, tal como neste momento acontece para assegurar o preço garantido.

A ERSE manifesta preferência pelo primeiro mecanismo. Contudo, parece-nos que o segundo mecanismo tem diversas vantagens. Com o segundo mecanismo o ORT recebe o encargo G de todos os produtores de forma idêntica e sem discriminação por tipo de produtor, havendo assim uma clara identificação das receitas do ORT provenientes do pagamento dos produtores.

Este regime parece-nos também preferível num cenário de revisão da legislação que assegura a remuneração garantida aos PRE no sentido da redução dos regimes favoráveis atribuídos a estes produtores (preço garantido) relativamente aos restantes produtores. É aliás este o sentido da recomendação incluída no MEMORANDO DE ENTENDIMENTO SOBRE AS CONDICIONALIDADES DE POLÍTICA ECONÓMICA assinado recentemente pelo Governo português, tal como está expresso no ponto seguinte:

“5.7. Avaliar a eficiência dos esquemas de apoio à co-geração e propor as opções para ajustar em baixa a tarifa bonificada de venda (*feed-in tariff*) da co-geração (reduzir o subsídio implícito).[T4-2011]”

2.2 Adopção de tarifas dinâmicas do tipo “critical peak pricing”

A ERSE propõe a introdução de tarifas do tipo *critical peak pricing* e nesse sentido propõe solicitar aos operadores de redes uma proposta que defina as variáveis fundamentais para implementar este tipo de tarifa.

A ideia de utilizar *critical peak pricing* pode ser muito positiva, na medida em que diminui os custos dos consumidores participantes e permite aos operadores desempenhar um papel na gestão da procura, evitando investimentos excessivos.

Contudo, como é referido no documento justificativo, **o sucesso deste tipo de tarifas depende, em grande parte, da elasticidade da procura, o que, no caso dos consumidores domésticos, vimos com alguma dificuldade a aplicação dessa medida.** Na realidade, só um conhecimento razoável da elasticidade da procura permitirá tomar uma decisão acerca das variações possíveis dos preços e dos seus efeitos. Nestas circunstâncias, **a ERSE deveria desenvolver um estudo acerca da elasticidade da procura para apoiar a definição das variáveis fundamentais para a implementação deste tipo de tarifa.**

Nesta perspectiva, consideramos que para a BT, existem seguramente outras opções mais adequadas relacionadas com a gestão da procura (mais e melhores horas de vazio).

2.3 Mecanismo de cálculo das tarifas transitórias de venda a clientes finais em MAT, AT, MT e BTE

Com a liberalização da actividade de comercialização de electricidade a clientes finais em MAT, AT, MT e BTE, a maioria dos clientes finais de electricidade nestes níveis de tensão, passariam idealmente a ser servidos por comercializadores em mercado livre. O Decreto-Lei n.º 104/2010 prevê que os clientes que decorrido período transitório (até 31 de Dezembro de 2011) ainda não tenham encontrado um comercializador em regime de preços livres, possa continuar a ser fornecido pelo comercializador de último recurso, aplicando-se neste caso uma tarifa transitória a estabelecer pela ERSE.

No sentido de fomentar a migração do mercado regulado para o mercado livre, no artigo 131º B da revisão do regulamento tarifário, **a ERSE propõe um agravamento das tarifas transitórias de venda a clientes finais em MAT, AT, MT e BTE: “As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT e BTE são determinadas nos termos do n.º 2 do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro, pela soma da tarifa de Energia, da tarifa de Comercialização e da tarifa de Acesso às Redes, em cada nível de tensão, sendo agravadas por uma percentagem a determinar pela ERSE e publicada no despacho anual de publicação das tarifas.”**

Em nosso entender, de um ponto de vista teórico, faz sentido estabelecer um agravamento das tarifas transitórias de venda a clientes finais nos referidos níveis de tensão, na medida em que promove uma rápida migração dos clientes do mercado regulado para o mercado livre. Não obstante para que esta medida não resulte num agravamento dos preços de venda em mercado livre, é fundamental que a ERSE monitorize o nível de concorrência existente no mercado livre em matéria de comercialização de electricidade.

Dado que a procura de electricidade é tendencialmente caracterizada por uma baixa elasticidade face ao preço, verifica-se que, quando o mercado livre é caracterizado por um baixo nível de concorrência, os comercializadores em mercado livre podem aproveitar a subida transitória da tarifa regulada (que aumenta o custo de oportunidade da manutenção no mercado regulado) para aumentar o preço praticado em mercado livre de forma permanente (pelo menos se não existirem grandes pressões concorrenciais). Tal questão não se coloca quando existe um nível de concorrência suficientemente alto, na medida em que o processo de concorrência entre comercializadores impede-os do aproveitamento das rendas associadas ao aumento do custo de oportunidade da manutenção dos clientes em mercado regulado.

Apesar do grau de concorrência no mercado da electricidade ser claramente superior ao verificado noutros sectores (como por exemplo, o gás natural), no sentido de impedir uma subida (permanente) dos preços da electricidade devido ao agravamento das tarifas transitórias, consideramos desejável a elaboração de um estudo de concorrência no sector eléctrico por parte da ERSE. Nesse estudo, seria desejável, (i) identificar e analisar a evolução do peso da empresa incumbente (EDP SC) e do peso de novos *players* no que respeita à actividade de comercialização de electricidade em mercado livre, (ii) analisar eventuais discrepâncias geográficas no que respeita ao dinamismo da concorrência em mercado livre, (iii) analisar o impacto da liberalização no preço da electricidade pago pelos consumidores (pelo menos, no que respeita a um conjunto representativo de perfis de consumo).

A análise rigorosa e objectiva ao nível de concorrência no sector é assim fundamental, não só para aferir o sucesso do processo de liberalização do mercado de electricidade mas também para averiguar a razoabilidade de medidas como o agravamento das tarifas transitórias (que como já foi referido, podem originar aumentos tarifários no mercado livre, caso este não esteja suficientemente exposto a pressões concorrenciais).

2.4 Aperfeiçoamento do mecanismo de convergência das TVCF para as tarifas aditivas

A simplificação proposta pela ERSE com o intuito de acelerar a convergência dos preços das TVCF em BTN para as tarifas aditivas parece-nos positiva.

A ERSE prevê também a possibilidade de aplicar parâmetros diferenciados de limitação das descidas tarifárias relativas, com o objectivo de acelerar a convergência tarifária, bem como controlar as variações tarifárias por escalão. À partida esta opção é razoável mas será necessária uma análise muito cuidada na definição dos parâmetros, acompanhada de uma avaliação detalhada dos efeitos sobre cada escalão uma vez que a diferenciação poderá significar que a convergência para as tarifas aditivas recai de forma diferente sobre os diversos escalões de consumo.

2.5 Regime de interruptibilidade (Portaria n.º 592/2010, de 29 de Julho) e exploração de zona piloto para aproveitamento de energia a partir de ondas marítimas (Resolução do Conselho de Ministros n.º 49/2010)

O mecanismo de interruptibilidade é uma ferramenta de gestão da procura de electricidade que permite uma resposta rápida e eficiente às necessidades do sistema eléctrico em situações de emergência, evitando assim *black outs*.

Apenas se lamenta que, só agora, ela entre em prática no mercado português de electricidade, posteriormente ao que se verificou em Espanha.

A ERSE incorporou as alterações decorrentes da Portaria nº592/2010 de 29 de Julho relativa ao regime de interruptibilidade. Observe-se contudo, que a referida Portaria sofreu, até ao momento, duas alterações. A base de consumidores que podem beneficiar deste regime, beneficiando dos descontos previstos, é agora mais ampla, não se restringindo aos clientes de MAT e passando a incluir os clientes em AT e MT. Esta medida, que tem dado bons resultados em Espanha, é do maior interesse quer para as empresas quer para uma melhor gestão do sistema eléctrico nacional. Isto porque, ao permitir à REN – o Operador de Sistema – cortar o abastecimento de energia às empresas com aviso prévio, tendo como contrapartida uma redução do preço final (que o Ministério da Economia calculou poder atingir 13%), evita a entrada de centrais para cobrir picos de consumo pontuais.

A Portaria nº 117/2011 de 25 de Março veio alterar o âmbito de aplicação da Portaria nº1309/2010, eliminando assim os casos das empresas que fiquem excluídas das duas Portarias anteriores, criando um patamar de remuneração para as empresas com potência contratada superior a 4MW e, simultaneamente, garantindo a exclusão dos consumidores que já prestem o serviço de interruptibilidade ao abrigo da Portaria nº592/2010.

A maioria esmagadora das empresas que podem beneficiar deste regime consome em MT. O serviço de interruptibilidade obriga a REN a conceder um pré-aviso mínimo

entre duas horas e zero minutos, sendo a duração máxima dos cortes de 12 horas a uma hora.

As alterações introduzidas alargam também o acesso ao regime de interruptibilidade pelas empresas que contratam energia fora da tarifa regulada. Mas tal não é inovador, já que esta alteração se impunha com a extinção dos preços regulados.

De uma forma geral, o que se apresenta na Proposta ora apresentada pela ERSE, apenas nos suscita uma chamada de atenção para a clarificação das regras transitórias e a necessidade de uma monitorização muito cuidadosa deste período como pré-condição para uma boa implementação desta ferramenta com provas já dadas a nível internacional. Por outro lado, a ERSE deverá seguir de perto outras experiências do mesmo tipo e suas possíveis implicações legais de âmbito comunitário (recorde-se o caso das ilhas italianas) .

O apoio à inovação constitui uma das razões para a intervenção do Estado no mercado de energia. Em concreto, em paralelo com a existência de monopólio e a questão ambiental, a inovação é assumidamente uma Falha de Mercado que justifica a intervenção no mercado.

A inovação envolve externalidades positivas evidentes mas que exigem, da parte do Regulador, uma monitorização cuidadosa e dinâmica. Em princípio, os investimentos numa determinada tecnologia inovadora deverá proporcionar futuras reduções no custo dessa tecnologia e assim beneficiar futuros investimentos. Contudo, os investidores privados geralmente não internalizam completamente os benefícios que daí poderão advir para a sociedade. Por isso, o sub-investimento em inovação tecnológica é frequente.

Neste contexto, justifica-se a intervenção materializada na Resolução do Conselho de Ministros nº49/2010. Não obstante, atendendo:

- À experiência existente nos sistemas de apoio à energia eólica – tecnologia agora madura mas que continua a beneficiar de um sistema de apoio muito vantajoso – e ao solar fotovoltaico – tecnologia demasiado cara nesta fase e em que o nosso país não tem hipóteses concretas de desenvolver capacidades competitivas
- À actual situação de profunda crise económica e financeira que irá incidir pesadamente sobre as Famílias e as Empresas, em especial na área da electricidade e gás natural,

RECOMENDA-SE A MAIOR CONTENÇÃO E A EVENTUAL SUSPENSÃO DESTA INICIATIVA.

Note-se, aliás, que o Executivo cessante tinha aprovado em Junho de 2010, o contrato de concessão para a produção de energia a partir das ondas em S. Pedro de Moel, cerca de dois anos depois de ter sido anunciada a instalação de um projecto experimental. Segundo a informação oficial, "trata-se de uma concessão em regime

público, que visa regular a utilização privativa dos recursos hídricos do domínio público e promover o desenvolvimento do aproveitamento das ondas marítimas para a produção de energia eléctrica". Assim, "o concessionário poderá depois licenciar a entidades privadas a instalação de equipamentos e unidades aptas a produzir energia a partir das ondas do mar no espaço da zona piloto", lê-se ainda no documento.

A aprovação do contrato vai ao encontro da aposta do Executivo cessante nas energias renováveis, com vista a "promover o desenvolvimento de uma fileira industrial indutora do crescimento económico e do emprego, gerando benefícios para a sociedade que, progressivamente internalizados no preço da energia final, permitirão assegurar melhores condições de competitividade para a economia".

Relembre-se que Portugal estabeleceu a meta de reduzir em 2 mil milhões de euros as importações de combustíveis fósseis até 2020. O aproveitamento das ondas do mar em S. Pedro de Moel junta-se ao projecto para uma outra concessão em Peniche. O objectivo então definido era o "desenvolvimento de projectos de energia das ondas, visando ter as infraestruturas necessárias concluídas em 2012".

Não nos parece que os pressupostos assumidos na altura da decisão se cumprissem plenamente e muito menos neste momento. A menos que o impacto sobre o consumidor final seja mínimo – e mesmo assim, a definir e regular cuidadosamente.

2.6 Novo modelo de reporte da REN à ERSE relativo a informação de imputação de custos de serviços prestados por empresas do grupo REN

A ERSE propõe a aplicação de um novo modelo de reporte, a facultar pela REN à ERSE, para que se consiga obter de forma transparente e inequívoca, informação acerca da imputação dos custos prestados por empresas do grupo às actividades reguladas. No nº 1. A do Art.º 134º da Revisão do Regulamento Tarifário, a ERSE propõe que a REN, enquanto entidade concessionária da RNT, envie informação sobre os custos imputados pela empresa de serviços partilhados a cada actividade subdivididos da seguinte forma:

- a) Custos imputados pela empresa de serviços partilhados*
- b) Custos directos, indirectos, de estrutura e outros (caso existam) e por natureza de custos;*
- c) Critérios de imputação por natureza de custos;*
- d) Percentagem de imputação dos custos da empresa de serviços partilhados por cada um dos seus clientes regulados e por natureza de custos;*
- e) Custos totais da empresa de serviços partilhados por natureza de custos.*

No número 3A do artigo 141º, a ERSE dispõe obrigações similares relativamente à informação periódica a fornecer pelo comercializador de último recurso.

Consideramos extremamente positiva a preocupação manifestada pela ERSE na revisão do regulamento tarifário em relação à transparência que deve existir nas contas associadas à REN (bem de como de outros *players* do sector, como a EDP) e à correcta afectação dos custos com serviços partilhados das diversas actividades desenvolvidas pela REN e pela EDP. De facto a incorrecta afectação dos custos com serviços partilhados entre actividades reguladas e não reguladas pode ser altamente prejudicial nomeadamente porque cria situações de subsídio cruzada (em regra, a actividade não regulada acaba por ser subsidiada pela actividade regulada) que acabam por gerar situações de distorção de concorrência no âmbito das actividades não reguladas (uma vez que estas podem estar a ser beneficiadas face à concorrência devido à subsídio cruzada por parte da actividade regulada).

Uma alocação rigorosa e objectiva dos custos com actividades reguladas e não reguladas é assim essencial, resultando em (i) tarifas de electricidade mais reduzidas, uma vez que só passam a estar incluídos nos proveitos permitidos, proveitos referentes aos custos com serviços prestados por conta de actividades reguladas; e (ii) a eliminação dos problemas de subsídio cruzada, atenuando os problemas de distorção da concorrência causados pela subsídio cruzada de actividades em mercado livre por parte de actividades reguladas.

Sobre esta matéria, consideramos ainda que a ERSE deveria promover um estudo retrospectivo sobre os custos com serviços partilhados da REN e da EDP em anos transactos, aferindo a magnitude de eventuais problemas de subsídio cruzada das actividades não reguladas por parte das actividades reguladas. **Caso estas situações se tenham verificado no passado (resultando portanto num agravamento das tarifas por um excessivo nível de proveitos permitidos por conta de custos com serviços partilhados), consideramos que os consumidores de electricidade deverão ser ressarcidos dos aumentos tarifários decorrentes da subsídio cruzada, incluindo juros devidamente calculados de acordo com metodologia a definir pela ERSE.**

2.7 Melhoria da metodologia de aplicação do *price-cap* da actividade de distribuição de energia eléctrica: tratamento diferenciado do OPEX e CAPEX e reanálise dos drivers de custos

Com o objectivo de melhorar a metodologia de aplicação da *price-cap* à distribuição, a ERSE propõe que o CAPEX seja retirado do mecanismo de *price-cap*, passando os investimentos a ser remunerados ao custo de capital da empresa. A justificação para esta alteração da aplicação da *price-cap* é bem explicada no documento justificativo.

Saúda-se a opção tomada de remunerar os investimentos aceites ao custo de capital da empresa e de integrar as amortizações respectivas nos proveitos permitidos. As

metas de eficiência são aplicadas ao OPEX (ou aos custos controláveis). Contudo, esta opção envolve pressupostos que exigem ser cumpridos não apenas pela empresa responsável e pelo regulador mas por todas as entidades oficiais competentes, já que a contrapartida desta diminuição do risco sistemático da empresa de distribuição de energia eléctrica deverá ser o cumprimento rigoroso e atempado dos investimentos de acordo com o PDIRD. De forma alguma deverão ser admitidos casos semelhantes ao sucedido no gás natural.

Adicionalmente, no que respeita aos CAPEX, tal como é salientado no documento justificativo, esta situação pode criar condições para investimento ineficiente, devido ao efeito Averch Johnson (efeito AV). A ERSE propõe, para solucionar este problema, a vinculação da empresa “ao nível dos investimentos que se propõe efectuar no início do período regulatório.”.

Tendo em consideração que a retirada do CAPEX da *price-cap* introduz o problema da assimetria de informação na relação do regulador com a empresa e que esta pode antecipar o efeito AV, a simples monitorização do investimento para verificação de que se mantém ao nível a que a empresa se vinculou no início do período regulatório, pode não ser suficiente, sendo necessário verificar se esse nível de investimento é eficiente, o que é difícil em situação de assimetria de informação.

Nestas circunstâncias, era importante que a ERSE fizesse periodicamente um estudo muito aprofundado sobre o custo do capital, pois se este estiver bem definido é mais fácil evitar o efeito AV.

2.8 Promoção da inovação nas redes

A ERSE propõe a promoção de investimentos conducentes a inovação nas redes, admitindo em contrapartida o reconhecimento dos *“ganhos de eficiência para os consumidores decorrentes dos investimentos com carácter inovador, reduzindo custos operacionais como contrapartida desses investimentos, aplicando uma meta de eficiência adicional ao OPEX, tendo em conta a integração de investimentos de carácter inovador na base de activos regulada”*.

No sentido de promover os referidos investimentos com carácter inovador, a ERSE propõe uma maior remuneração do activo associado a investimentos inovadores do que a remuneração dos activos associados a outros investimentos.

De um ponto de vista estritamente teórico, a proposta da ERSE parece-nos aceitável e até desejável. Não obstante, consideramos que a **implementação prática desta proposta pode revelar-se especialmente complexa**, pelo que o enquadramento

regulamentar deverá acautelar devidamente os interesses dos consumidores, nomeadamente a três níveis:

- Definição da **taxa de remuneração dos activos associados a investimentos inovadores** e definição da taxa de remuneração dos activos associados a investimentos não inovadores;
- **Concretização efectiva de reduções nos OPEX** em resultado dos investimentos inovadores;
- **Seleccção criteriosa dos investimentos inovadores**, faltando esclarecer quem define o que são investimentos inovadores.

Relativamente à remuneração dos activos afectos aos investimentos em inovação nas redes, a ERSE argumenta que a remuneração do activo associado a investimentos inovadores deverá ser maior do que o das restantes. Tal opção parece-nos justificável do ponto de vista teórico. Não obstante, importa referir (tal como reconhecido pela ERSE), que a aplicação desta metodologia obriga à apresentação separada dos investimentos convencionais e dos investimentos com carácter inovador. Nestas circunstâncias, **gera-se um problema de informação assimétrica entre a ERSE e a empresa regulada, na medida em que esta está mais informada sobre a verdadeira natureza do investimento e pode tentar aproveitar-se desta informação privilegiada para sobrestimar os investimentos inovadores no sentido de tentar obter uma maior remuneração**, o que resulta num agravamento do preço da electricidade, penalizando os consumidores. Face ao exposto, conclui-se que para avançar com esta proposta, consideramos que a ERSE deve garantir que apenas são remunerados a uma taxa mais elevada investimentos directamente relacionados com inovação nas redes, definindo um mecanismo de exclusão dos demais investimentos.

Por outro lado, ainda no que respeita à remuneração dos activos, *ceteris paribus*, a separação dos investimentos inovadores e investimentos convencionais, deverá resultar numa redução da taxa de remuneração dos activos afectos a investimentos convencionais, uma vez que a taxa de remuneração dos activos anteriormente definida tinha como referencial a totalidade dos activos da empresa (independentemente de estarem associados a investimentos inovadores ou não). Com a separação dos dois tipos de investimentos, **os activos afectos a investimentos convencionais respeitam a tecnologias maduras e têm inerente um grau de risco bastante reduzido, facto que se deverá reflectir numa menor remuneração** face à actualmente adoptada para a globalidade dos investimentos.

Relativamente à concretização efectiva dos ganhos de eficiência associados a investimentos inovadores na redução dos OPEX, a ERSE argumenta que os investimentos inovadores permitem uma redução mais significativa dos OPEX, facto que nos parece teoricamente válido. A ERSE propõe a aceitação pelo regulador dos objectivos de investimentos com carácter inovador para o período regulatório, após

proposta do operador, devidamente acompanhadas da estimativa do potencial de redução dos custos operacionais. Uma vez que há um desfasamento temporal entre o momento em que é efectuado o investimento e o momento em que há uma redução efectiva dos OPEX, uma vez recebido o valor do investimento (a uma taxa remuneratória mais elevada), **a empresa regulada pode aproveitar-se da situação de assimetria de informação face ao regulador, para subestimar a magnitude da redução dos OPEX, limitando o impacto tarifário dos investimentos inovadores.** Como tal, consideramos essencial que fique regularmente estabelecido uma forma de compromisso da empresa em atingir metas mínimas de redução do OPEX (devidamente calendarizados), de acordo com parâmetros estabelecidos pelo regulador em sede de sub-regulamentação.

Por fim, no que respeita à selecção criteriosa de investimentos, a ERSE deve garantir **que existem mecanismos para evitar situações de sobre-investimento, que seriam particularmente gravosas atendendo ao actual contexto macro-económico.** Os critérios de selecção de investimentos adoptados devem garantir que apenas são implementados projectos com viabilidade económica. Uma vez mais, **o estabelecimento de metas de eficiência mínimas ambiciosas** para a redução de OPEX pode facilitar este processo de selecção de investimentos, uma vez que nesse caso, a própria empresa só pretenderá avançar com o projecto se este assegurar (pelo menos) o cumprimento das metas mínimas estabelecidas pela ERSE.

Não obstante, questionamos:

Quem define o que é o investimento inovador?

Como evitar o sobre-investimento inovador?

Como se determinam os benefícios e quando serão estes obtidos?

Qual será a taxa de remuneração?

2.9 Alteração do mecanismo de aprovisionamento do CUR

A regulação da actividade dos CUR tem sido realizada com base em custos aceites. Por essa razão, os custos com a aquisição de energia eléctrica pelo CUR são suportados pelos consumidores, não havendo incentivos para o CUR procurar soluções mais eficientes para a aquisição de energia eléctrica.

Contudo, a actividade de aquisição de energia eléctrica pelo CUR está condicionada pela legislação específica da actividade dos PRE. De acordo com esta legislação o CUR tem de assegurar um preço garantido aos PRE, que depois se reflectirá nos preços a pagar por todos os consumidores, uma vez que os custos com o preço garantido são transferidos para a parcela UGS II.

De forma a introduzir um mecanismo de incentivo à procura de soluções mais eficientes pelo CUR, a ERSE propõe a separação das funções de aquisição de energia eléctrica em duas funções: i) compra e venda de energia eléctrica para fornecimento de clientes; ii) compra e venda de energia eléctrica dos PRE.

Com a separação das duas funções será possível a introdução de mecanismos de incentivos à eficiência relativamente ao desempenho da primeira função.

O mecanismo proposto pela ERSE parece-nos positivo. A metodologia proposta pretende criar incentivos para o CUR racionalizar os custos com a aquisição de energia eléctrica para fornecimento aos seus clientes através de uma melhor combinação entre a aquisição a longo prazo e a curto prazo. À semelhança do que sucede em Espanha, a ERSE propõe um mecanismo de regulação por custos aceites na qual se define a priori o peso da aquisição por contrato a prazo e a aquisição no mercado à vista.

Contudo, os efeitos concretos desta medida, quer em termos do incentivo do CUR para procurar soluções de aquisição mais eficientes, quer em termos da repartição dos ganhos de eficiência entre o CUR e os consumidores, estão fortemente dependentes dos parâmetros a definir em sede de sub-regulamentação, pelo que esta definição deverá ser efectuada de forma muito cuidada.

A ERSE propõe ainda que a parte dos ganhos a reverter para os consumidores seja realizada através de uma redução das transferências para a UGS II, o que nos parece uma boa opção.

2.10 Reforço da regulação por incentivos da actividade de comercialização de energia eléctrica

Saúda-se esta iniciativa da ERSE que vai no sentido das preocupações da CE e da CEER (Conselho Europeu dos Reguladores de Energia).

A Proposta da ERSE suscita-nos apenas o seguinte pedido de esclarecimento:

- Quais os casos considerados para efeito do estudo pela Deloitte no que respeita à alínea iii – avaliar o posicionamento dos custos da EDP SU, no que respeita aos principais processos contratados à EDP SC, através de um estudo de benchmark. SE BEM QUE A EXPERIÊNCIA DA DELLOITTE A NÍVEL INTERNACIONAL NA ÁREA DA ENERGIA E, EM PARTICULAR, DAS UTILITIES É INCONTESTÁVEL, PARECE-NOS ESSENCIAL, JÁ QUE ESTA QUESTÃO TEM SIDO OBJECTO DE DIVERSOS ESTUDOS A NÍVEL EUROPEU.

2.11 Alteração do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição

A ERSE propõe alterar o actual mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição, adicionando uma banda morta em torno das perdas de referência. Esta proposta visa atenuar as consequências do ponto de vista dos valores de incentivo (penalidade de pequenas variações do valor real das perdas em torno do valor de perdas de referência).

A proposta de alteração do regulamento nada estabelece quanto à magnitude da referida banda morta. Consideramos que caso esta medida resulte numa banda morta demasiado extensa, esta medida é indesejável na medida em que praticamente deixam de existir incentivos à redução de perdas por parte do ORD, penalizando os consumidores finais na medida em que deixam de haver incentivos por parte do ORD para a redução das perdas. Nesse sentido, consideramos que deveria ficar regularmente estabelecido um limite máximo para a magnitude da banda morta.

Uma vez que os níveis de perdas nas redes de distribuição ainda são consideravelmente superiores em Portugal face ao que se verifica em Espanha, consideramos ainda que a ERSE poderia estender esta alteração no mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição, estabelecendo um mecanismo mais ambicioso, por exemplo através de uma penalização mais forte das perdas para a ORD que assim tem mais incentivos a evitar perdas nas redes de distribuição.

REGULAMENTO DE ACESSO ÀS REDES E ÀS INTERLIGAÇÕES

Relativamente às propostas de alteração sugeridas ao texto deste regulamenta, nenhum comentário temos a fazer.