

**DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS À PROPOSTA DE REVISÃO DO
REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SECTOR ELÉCTRICO**

Julho 2011

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

1 INTRODUÇÃO	1
COMENTÁRIOS RECEBIDOS E OBSERVAÇÕES DA ERSE.....	1
RT – CONSELHO TARIFÁRIO.....	3
RT – ACOP – Associação de Consumidores de Portugal	11
RT – APIGCEE – Associação Portuguesa dos Industriais Grandes consumidores de Energia Eléctrica	13
RT – CIP – Confederação Empresarial de Portugal	31
RT – COOPERATIVAS ELÉCTRICAS A CELER, A LORD E S. SIMÃO DE NOVAIS	39
RT – DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor	43
RT – EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES	69
RT – EDP COMERCIAL	87
RT – EDP DISTRIBUIÇÃO	91
RT – EDP ENERGIAS DE PORTUGAL	109
RT – EDP PRODUÇÃO	115
RT – EDP SERVIÇO UNIVERSAL	119
RT – EEM – Empresa de Electricidade da Madeira	135
RT – ENDESA ENERGIA	153
RT – ENONDAS.....	157
RT – FENACOOOP – Federação Nacional das Cooperativas de Consumidores.....	159
RT – FORTIA ENERGIA.....	181
RT – GALP ENERGIA	187
RT – IBERDROLA	193
RT – Prof. JOÃO SANTANA (IST).....	203
RT – REN	211
RT – REN TRADING.....	231
RT – SIDERURGIA NACIONAL	235
RT – SOLVAY PORTUGAL.....	249
RT – UGC – União Geral dos Consumidores.....	251

1 INTRODUÇÃO

Em Maio de 2011, a ERSE submeteu a discussão pública uma proposta de revisão do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), do Regulamento Tarifário (RT) e do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI) do sector eléctrico.

Esta revisão regulamentar é justificada pelo início de um novo período de regulação em 2012 e a necessidade de incorporar alterações resultantes da experiência de aplicação dos actuais regulamentos com o objectivo de melhorar a sua clareza e eficácia. A revisão regulamentar reflecte igualmente as alterações legislativas entretanto verificadas, incluindo a legislação que procedeu à transposição da Directiva 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, relativo ao mercado de electricidade (Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de Junho).

A revisão regulamentar integra também disposições que resultam da aprovação do Regulamento (CE) 714/2009, sobre as condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de electricidade, e do Regulamento (CE) 713/2009, que instituiu a Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER).

A revisão regulamentar que agora se concretiza atende igualmente à necessidade de aprofundar a liberalização do mercado eléctrico nos termos estabelecidos no Memorando de Entendimento sobre os Condicionalismos de Política Económica, celebrado entre o Governo de Portugal, a Comissão Europeia, o Banco Central Europeu e o Fundo Monetário Internacional. Nesse sentido, são aprovadas medidas que visam a transparência e a promoção da concorrência no mercado eléctrico.

No âmbito do processo de consulta que culminou com a realização de uma Audição Pública no passado dia 21 de Junho, para além do parecer do Conselho Tarifário, a ERSE recebeu comentários e sugestões de diversas entidades, designadamente de entidades públicas, empresas do sector e associações de consumidores. Estas entidades são as seguintes:

- ACOP – Associação de Consumidores de Portugal
- APIGCEE – Associação Portuguesa dos Industriais Grandes consumidores de Energia Eléctrica
- CIP – Confederação Empresarial de Portugal
- Cooperativas Eléctricas A CELER, A LORD E S. Simão de Novais
- DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor
- EDA – Electricidade dos Açores
- EDP Comercial – Comercialização de Energia, S.A.
- EDP Distribuição Energia
- EDP Produção – Gestão da Produção de Energia, S.A.

- EDP Serviço Universal
- EEM – Empresa de Electricidade da Madeira
- Endesa
- Enondas – Energia das Ondas, S.A.
- FENACOOP – Federação Nacional das Cooperativas de Consumidores
- Fortia Energia
- GALP Energia
- Iberdrola
- Prof. João Santana (IST)
- REN – Rede Eléctrica Nacional
- REN Trading
- Siderurgia Nacional
- Solvay Portugal
- UGC – União Geral dos Consumidores

Neste documento são apresentadas as respostas da ERSE aos comentários, justificando as razões de aceitação ou rejeição das propostas recebidas. Os comentários recebidos estão reproduzidos na íntegra na página da ERSE na internet.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS E OBSERVAÇÕES DA ERSE

RT – CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
1.	GENERALIDADE	<p>O CT tem sistematicamente defendido nos seus Pareceres que no caso em que os documentos que são submetidos estarem em discussão pública, a sua audição deve ocorrer em momento posterior ao encerramento da consulta na posse dos dados resultantes da mesma eventualmente sobre uma proposta diferente já incorporando as contribuições dos interessados, ainda que com redução do prazo de emissão de parecer.</p>	<p>O modelo de aprovação de regulamentos adoptado pela ERSE desde sempre contempla as seguintes fases, a saber: (i) Submissão à consulta pública de todos os interessados de uma proposta de regulamentação devidamente justificada a qual é também submetida a parecer do Conselho Tarifário, (ii) Recepção e publicação dos comentários e pareceres recebidos, (iii) Aprovação das regras e regulamentos tendo em consideração os comentários, propostas e pareceres recebidos por forma a melhorar e robustecer as opções tomadas e (iv) Justificação das opções tomadas e resposta aos comentários e pareceres recebidos justificando-se a aceitação ou recusa das proposta recebidas. Importa referir que nos processos de regulamentação em que as matérias a tratar são de índole mais geral e portanto o universo de opções é mais vasto, os procedimentos de consulta pública apresentados podem ser</p>

RT – CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			<p>precedidos por uma fase de solicitação de propostas e comentários a integrar na proposta de regulamentação. Considera-se que os procedimentos adoptados pela ERSE nas suas consultas públicas representam uma das melhores práticas a nível internacional, sendo uma estratégia fundamental para o envolvimento de todos os interessados na processo de governança do sector eléctrico e para o sufrágio pela sociedade de cada uma das regras e regulamentos aprovados.</p>
2.	Nova opção tarifária BTN $\geq 20,7$ kVA	<p>Um dos casos que o CT identifica como não sendo oportuno, face à extinção anunciada das tarifas reguladas até 1 de Janeiro de 2013, é a proposta de introdução duma nova opção tarifária BTN > 20,7 kVA, com registo da potência máxima contratada, que pode obrigar à instalação de novos equipamentos de contagem e de custos decorrentes da eliminação dos contadores existentes e das alterações a sistemas de cálculo e facturação.</p>	<p>Considerando os comentários recebidos, a ERSE não irá proceder à introdução da nova opção tarifária BTN $\geq 20,7$ kVA com registo da máxima potência contratada.</p> <p>Salienta-se no entanto que, de acordo com o documento justificativo da proposta apresentada, esta opção também se aplicaria às tarifas de acesso: “Esta proposta tem naturalmente incidência quer nas tarifas de último recurso, quer nas tarifas de Acesso às</p>

RT – CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			Redes, ambas para $BTN \geq 20,7$ kVA. Com esta proposta, ao nível das tarifas de Acesso às Redes, permite-se a oferta de uma maior diversidade de soluções tarifárias pelos comercializadores no mercado aos seus clientes em Portugal continental”.
3.	Extinção tarifa de Iluminação Pública	Um outro caso, que se avalia inoportuno, é a introdução neste momento de alterações na tarifa de Iluminação Pública (IP) cujo calendário, na prática, se identifica com o da extinção das tarifas reguladas para os consumidores. Entende o CT que o calendário para a extinção das tarifas deve ser realizado numa forma alinhada e em simultâneo.	<p>Tendo em consideração todos os comentários recebidos positivos, com a excepção do presente, e no sentido de incentivar o fornecimento da Iluminação Pública no mercado e podendo a tarifa de Iluminação Pública ser considerada como uma tarifa dependente do uso, a ERSE mantém a proposta de eliminação da tarifa de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso de Iluminação Pública a 31 de Dezembro de 2012.</p> <p>Os clientes de iluminação pública que assim o pretendam, podem continuar a ser alimentados pelo CUR, escolhendo a opção tarifária de BTN mais adequada. Estando</p>

RT – CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			<p>previsto que, nos termos do "Memorandum of Understanding on Specific Economic Policy Conditionality", as tarifas reguladas de venda a clientes finais sejam extintas no final de 2012, é previsível que a partir dessa data se apliquem tarifas transitórias para os fornecimentos do CUR em BTN.</p> <p>Adicionalmente, enquanto os equipamentos de medição instalados continuarem a ser de contagem simples justifica-se que a ERSE continue a aprovar as regras de facturação opcionais para os fornecimentos em Iluminação Pública, quer no âmbito das tarifas de último recurso, quer no âmbito das tarifas de acesso às redes.</p>
4.	Ciclo Semanal nas Regiões Autónomas	<p>Refira-se que, quanto à uniformidade tarifária seria possível atingir maior harmonização da estrutura tarifária entre o Continente e as Regiões Autónomas ao nível das opções tarifárias e dos escalões de potência (cf. introdução do ciclo semanal).</p>	<p>A adequação dos períodos horários tem sido sempre uma das preocupações da ERSE, tendo ao longo dos anos desenvolvido estudos sobre a localização dos períodos horários. Assim, apesar da ERSE concordar com a criação de um ciclo semanal, considera que a</p>

RT – CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			introdução do mesmo deve ser precedida de estudos sobre a duração e a localização dos períodos horários, solicitando-se aos operadores de rede das Regiões Autónomas informação histórica sobre os diagramas de carga.
5.	Convergência tarifária nas Regiões Autónomas	Do mesmo modo, o CT recomenda que no âmbito do processo de convergência tarifária para estas regiões, a ERSE recorra aos dados mais actualizados possíveis para determinação do valor das tarifas reguladas em NT e BTE.	<p>No Regulamento Tarifário define-se o referencial de convergência como função dos resultados da monitorização dos preços praticados no mercado e também das variações das tarifas de Acesso às Redes e das variações previstas para os preços de energia. Pretende-se prever os preços praticados em Portugal continental, para o ano seguinte, em MT e BTE. Neste sentido, a ERSE irá ter em consideração a informação mais actual disponível.</p> <p>Adicionalmente, salienta-se que o cálculo do referencial será realizado e justificado no processo de fixação das tarifas de energia eléctrica, sendo submetido a consulta do</p>

RT – CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			Conselho Tarifário.
6.	Harmonização com Espanha	<p>Numa óptica de mercado ibérico o CT sugere maior compatibilização com Espanha dos regimes de interruptibilidade e da duração dos períodos horários.</p>	<p>A definição do regime de interruptibilidade é da competência do Governo, não tendo a ERSE competências nesta matéria.</p> <p>No que diz respeito à harmonização da duração dos períodos horários, os consumidores têm a possibilidade de escolher o seu comercializador e com este acordar os períodos tarifários mais adequados a cada caso, nomeadamente os clientes de MT, AT e MAT que têm telecontagem, podendo os períodos horários praticados pelos comercializadores ser diferentes dos períodos horários praticados nas tarifas de acesso às redes.</p> <p>Importa referir que para os clientes de MAT, AT e MT a componente que mais pesa na sua factura é a parcela relativa aos custos de energia, representando cerca de 70% em MAT e AT e 60% em MT.</p>

RT – CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			No âmbito das tarifas de Acesso, os actuais períodos foram estabelecidos com base em estudos que a ERSE irá refazer de forma a verificar a sua adequabilidade à realidade das redes eléctricas nacionais.

RT – ACOP – Associação de Consumidores de Portugal			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
7.	Termo Tarifário Fixo	<p>Após análise cuidada dos regulamentos enviados, constatamos que no Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico se encontra contemplada a cobrança aos utentes do termo tarifário fixo.</p> <p>Ora, de acordo com Lei dos serviços Públicos Essenciais – Lei n.º 23/9, de 26 de Julho, o referido termo mais não é de que um consumo mínimo, o qual é proibido, de acordo com o artigo 8.º, n.º 2 alínea c) do mencionado diploma.</p> <p>Os utentes/consumidores só devem pagar o que consomem e na exacta medida em que e do que consomem, nem mais nem menos, de acordo com o corolário do princípio do direito à protecção dos interesses económicos, previsto no artigo 9.º da Lei de Defesa do Consumidor.</p> <p>Pelo que, na opinião desta associação deve ser retirado do respectivo regulamento o termo tarifário fixo contemplado em diversos artigos do mencionado regulamento.</p>	<p>As tarifas de electricidade natural incluem o ressarcimento do custo devido por cada consumidor por um conjunto de custos associados à manutenção e utilização de infra-estruturas de transporte e distribuição, bem como de gestão global do sistema, que são reconhecidos para efeito de tarifas pela entidade reguladora, os quais têm uma natureza de custos essenciais à prestação do serviço de fornecimento de electricidade.</p> <p>As tarifas de Acesso às Redes em BTN apresentam preços de potência contratada e preços de energia com diferenciação horária. Os preços de potência contratada, embora sendo apresentados em €/mês para cada escalão de potência contratada variam com o escalão de potência contratada. Estes preços visam o ressarcimento de custos de potência relativos ao uso da rede de distribuição (troços periféricos).</p>

RT – ACOP – Associação de Consumidores de Portugal			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			<p>Para cada escalão de potência contratada os preços são proporcionais à potência contratada pelo cliente no momento de celebração do contrato, cujo valor pode ser alterado a todo o momento em função das necessidades do cliente. Trata-se portanto de um termo variável dependente da potência contratada.</p> <p>Importa clarificar que o termo fixo não se destina a pagar o custo dos contadores nem de nenhum serviço mínimo associado à contagem de electricidade. Com a entrada em vigor da Lei n.º 12/2008, os custos com os contadores deixaram de ser considerados no cálculo das tarifas de electricidade. Isto tem por significado que as tarifas de electricidade deixaram de remunerar o conjunto de equipamentos de contagem da propriedade das empresas.</p>

RT – APIGCEE – Associação Portuguesa dos Industriais Grandes consumidores de Energia Eléctrica			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
8.		<p>Quer ainda reduzindo encargos financeiros ou outros,</p> <ul style="list-style-type: none"> • com o aperfeiçoamento das ferramentas informáticas, não será possível evitar os ajustamentos t-2? • Porquê a partilha do risco associado à inovação com os clientes, tal como se prevê para as “redes inteligentes”? Às empresas reguladas estão vedadas as medidas de gestão que acarretem a assumpção do risco associado a qualquer investimento? 	<p>A partilha com o consumidor do risco associado a investimentos em redes com inovação, por via do aumento da taxa de remuneração deste tipo de activos, tem como contrapartida a redução dos custos operacionais através da imposição de metas de eficiência mais exigentes para o OPEX. Salienta-se que o risco associado à tecnologia é totalmente assumido pelo accionista da empresa regulada. Por outro lado, a aplicação da taxa de remuneração diferenciada apenas vigorará até à maturação de tecnologias, que é expectável que aconteça a de médio prazo.</p>
9.	CIEG	<p>A nossa proposta relativamente às tarifas de acesso (TA), é por isso no sentido de segregar os CIEG das TA e de se recomendar a criação de um tecto máximo a aplicar aos CIEG.</p>	<p>A ERSE já disponibiliza no seu site informação sobre a composição dos preços de electricidade nas suas componentes: energia, redes e os custos de interesse económico geral (CIEG) desagregados nas suas principais componentes.</p> <p>Adicionalmente, para dar cumprimento à</p>

RT – APIGCEE – Associação Portuguesa dos Industriais Grandes consumidores de Energia Eléctrica			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			<p>alteração da Lei n.º 44/2011, relativa aos serviços públicos essenciais, a ERSE introduziu no Regulamento de Relações Comerciais obrigações adicionais aos comercializadores sobre a prestação de informação relativamente aos CIEG, nomeadamente:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Desdobrar a actual informação que consta das facturas de electricidade relativa ao valor do Acesso às Redes em duas linhas autónomas, uma para indicar o valor das Redes e outra para indicar o valor dos CIEG. 2. Anualmente, envio a cada cliente com a factura um folheto que inclua informação desagregada dos CIEG para cada tipo de fornecimento (BTN, BTE, MT, AT e MAT). 3. Para além da informação anteriormente referida, os comercializadores e a ERSE passam a disponibilizar esta informação em permanência nas suas páginas na Internet

RT – APIGCEE – Associação Portuguesa dos Industriais Grandes consumidores de Energia Eléctrica			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			<p>para cada tipo de fornecimento.</p> <p>Desta forma, dá-se cumprimento ao estabelecido na lei e, ao mesmo tempo, evita-se introduzir uma grande complexidade neste processo.</p> <p>É também importante salientar que os custos que englobam os CIEG são determinados no âmbito da legislação em vigor da competência do Governo. Neste sentido, a definição de tectos máximos terá de ser estabelecida pelo legislador, extravasando as competências da regulação.</p>
10.	Modulação nas Tarifas de Acesso	<p>Ainda sobre as TA, incluindo a componente da responsabilidade directa da ERSE, seria de prever um factor de modulação que alivie os custos dos consumos em horas de vazio, dando-se desse modo um incentivo adicional à deslocação de consumos, solução mais barata do que a de gastar energia para proceder ao seu armazenamento durante essas horas em aproveitamentos hidroeléctricos reversíveis.</p>	<p>As tarifas de Acesso às Redes resultam da adição das tarifas de Uso da Rede de Transporte, Uso das Redes de Distribuição e de Uso Global do Sistema. As tarifas de uso das redes têm uma elevada diferenciação por período horário, na medida em que os custos das actividades de redes estão a ser recuperados essencialmente na variável</p>

RT – APIGCEE – Associação Portuguesa dos Industriais Grandes consumidores de Energia Eléctrica			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			consumo em horas de ponta. Assim, as tarifas de Acesso às Redes já transmitem incentivos à modelação dos consumos, sendo de estudar o aumento dos incentivos à modulação através da introdução de diferenciação horária dos preços da tarifa de uso global do sistema e da análise dos respectivos impactes tarifários.
11.	Duração dos períodos horários	<p>A duração das HV constitui outro factor de agravamento do preço final efectivamente pago em Portugal em relação a Espanha, o qual é também sempre ignorado quando se comparam os preços aplicados ao sector industrial nos dois Países.</p> <p>A duração dos períodos de vazio, que é da ordem das 5 100 h em Espanha e de apenas 4 100 h, em Portugal, é pois outro ponto que urge harmonizar.</p> <p>Esta harmonização devia ser contemplada pela ERSE na presente revisão regulamentar, em antecipação da proposta que está a ser apresentada relativa à eventual criação dum novo período de horas de ponta móveis.</p>	<p>No que diz respeito à harmonização da duração dos períodos horários, os consumidores têm a possibilidade de escolher o seu comercializador e com este acordar os períodos tarifários mais adequados a cada caso, nomeadamente os clientes de MT, AT e MAT que têm telecontagem, podendo os períodos horários praticados pelos comercializadores ser diferentes dos períodos horários praticados nas tarifas de acesso às redes.</p> <p>Importa referir que para os clientes de MAT, AT e MT a componente que mais pesa na sua factura é a parcela relativa aos custos de</p>

RT – APIGCEE – Associação Portuguesa dos Industriais Grandes consumidores de Energia Eléctrica			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			<p>energia, representando cerca de 70% em MAT e AT e 60% em MT.</p> <p>No âmbito das tarifas de Acesso, os actuais períodos foram estabelecidos com base em estudos que a ERSE irá refazer de forma a verificar a sua adequabilidade à realidade das redes eléctricas nacionais.</p> <p>Adicionalmente, salienta-se que a estrutura tarifária definida para os preços de energia com diferenciação horária é aderente à estrutura de custos marginais. Neste sentido, o preço de energia para cada período horário terá em consideração os custos marginais previstos para esse período.</p> <p>Da observação do gráfico seguinte, verificamos que o aumento do número de horas de vazio (passagem de t=0 para t=1) pressupõe um aumento do intervalo de custos marginais, o que consequentemente irá resultar num preço médio de vazio superior, e</p>

RT – APIGCEE – Associação Portuguesa dos Industriais Grandes consumidores de Energia Eléctrica			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			<p>por conseguinte, numa redução da diferenciação dos preços de energia entre as horas de ponta e cheias e as horas de vazio.</p>
12.	Tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo ORT à produção	<p>Genericamente estamos de acordo em aliviar as tarifas tal como se pretende aparentemente com a proposta de criação de um preço de entrada na rede, desde que às TA sejam deduzidos os valores que são introduzidos como tarifa de entrada, ou seja o valor total não acabe por crescer por efeito desta nova organização das tarifas.</p> <p>Recomenda-se mesmo, que nesta matéria, a ERSE previna a situação anómala que se criou com a introdução deste mesmo tipo de taxa no Gás Natural, em que os fornecedores não diluíram esse valor na energia e, pelo contrário, aplicaram essa taxa directamente aos</p>	<p>A tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo ORT não é aplicada aos clientes.</p> <p>Esta alteração é benéfica para os consumidores sendo a sua factura de tarifa de acesso às redes desagravada, uma vez que são deduzidos à tarifa de acesso os valores pagos pelos produtores em regime ordinário com a tarifa de entrada na rede.</p>

RT – APIGCEE – Associação Portuguesa dos Industriais Grandes consumidores de Energia Eléctrica			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>clientes.</p> <p>Importa portanto ter em consideração que esse preço nunca será pago pelos produtores, e o que está em discussão é de que forma aquele preço continuará a ser pago pelos consumidores e por isso é essencial que não subsistam dúvidas de que não acabará por um acréscimo de custo nem transferência de custos entre grupos de consumidores, quer dos domésticos para os industriais quer entre estes, de forma a não prejudicar mais os consumidores intensivos, já em desvantagem competitiva com os seus homólogos em Espanha. ...</p> <p>Parece-nos pois que se deve incentivar a harmonização com Espanha, através dos contactos que, quer a nível da ERSE quer de outras entidades portuguesas, com as suas congéneres espanholas, mas procurando outras alternativas, já que a introdução do encargo "G" tal como foi feito, no País vizinho, além de ter reposto um pagamento de parte da rede espanhola, situação que tinha sido eliminada há muitos anos no sector eléctrico, irá sempre penalizar mais Portugal, que tem tradicionalmente um saldo importador e normalmente nas HV, pelo que apresenta ainda a agravante de ir aumentar o custo de energia precisamente no período em que devia ser reduzido.</p> <p>Já em relação à PRE, aparentemente a proposta é no sentido de</p>	<p>Tendo em consideração que a rede portuguesa é importadora no período de vazio, está previsto que o preço da componente G seja diferenciado por período tarifário, sendo mais reduzido no período de vazio. Com efeito, sendo justificável a adopção de encargos G por unidade de energia mais reduzidos nos níveis de tensão e períodos tarifários predominantemente importadores, a ERSE propôs que a variável de facturação para o encargo G, energia, apresentasse diferenciação por nível de tensão e por período horário.</p> <p>No que diz respeito à PRE e em termos da tarifa de acesso esta alteração é de soma nula, sendo residual relativamente ao total do sobrecusto da PRE. Adicionalmente a proposta do RT já prevê a alocação exacta estabelecida nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006.</p>

RT – APIGCEE – Associação Portuguesa dos Industriais Grandes consumidores de Energia Eléctrica			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>transferir o encargo com a rede de transporte para o comercializador de último recurso que, por sua vez, irá ser pago pelo ORD em conjunto com o sobrecusto de PRE.</p> <p>Isto significa que, quando se quiser segregar os custos que constituem as TA, haverá o risco desta verba passar a ser somada aos actuais sobrecustos da PRE, agravando-os, numa altura os quais já são considerados elevados e o próprio memorando assinado com a troika prevê a sua redução.</p> <p>Importa por outro lado garantir que ao proceder a esta transferência, o referido encargo, no que respeita às renováveis, não irá deixar de ser alocado nos exactos termos estabelecidos no DL nº 90/2006, ou seja, que não passará a ser pago através do termo energia e a sobrecarregar por essa via os consumidores intensivos.</p> <p>Em conclusão, sem mais explicações e algumas garantias, parece-nos existir vários inconvenientes nesta transferência.</p>	
13.	Tarifas de Acesso às Redes Tarifas do tipo “Critical Peak Pricing”	<p>Para os consumidores intensivos de electricidade, em que a aquisição de energia eléctrica constitui factor crítico da sua competitividade, há total disponibilidade para estudar todas as medidas de gestão da procura que, devidamente remuneradas, possam contribuir para um</p>	<p>O objectivo de levar a discussão pública a introdução de tarifas dinâmicas ao nível das tarifas de Acesso às Redes, foi solicitar a participação dos operadores de redes na</p>

RT – APIGCEE – Associação Portuguesa dos Industriais Grandes consumidores de Energia Eléctrica			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>abaixamento do preço final.</p> <p>O significativo reforço numa produção de origem renovável, naturalmente intermitente e imprevisível, tornou a oferta mais rígida e inelástica, pelo que, em contraponto ao paradigma clássico em que a gestão era feita exclusivamente pelo lado da oferta, impõe-se criar e remunerar adequadamente novas medidas de gestão que possam incentivar a procura a acompanhar a oferta.</p> <p>Os consumidores intensivos de energia, pelas suas características, poderão pois dispor da flexibilidade que lhes permita responder a estas novas necessidades, como será o caso da criação de tarifas do tipo CPP, mas convém lembrar que algumas medidas simples já disponíveis, deviam ser desde já implementadas, como sejam:</p> <ul style="list-style-type: none"> - uma maior diferenciação das tarifas de acesso por período horário, o que poderá ser conseguido pela introdução dum factor de modulação a aplicar às tarifas de acesso; - uma harmonização com Espanha, no que respeita à duração anual da HV. <p>No que respeita às tarifas dinâmicas do tipo CPP, relativamente às quais não temos conhecimento da experiência noutros países,</p>	<p>realização de estudos sobre esta temática, tendo sido introduzida esta disposição no Regulamento Tarifário.</p> <p>Considera-se importante aperfeiçoar as tarifas de Acesso às Redes, introduzindo o conceito de tarifas dinâmicas. Contudo, a ERSE também partilha da opinião dos agentes na medida em que defende que a introdução e o desenho deste tipo de opção tarifária está dependente de estudos.</p> <p>Adicionalmente, salienta-se que uma eventual introdução deste tipo de tarifas ocorrerá só no próximo período regulatório, após a realização dos referidos estudos.</p> <p>Em relação à maior diferenciação das tarifas de acesso por período horário, conforme já referido, a tarifa de acesso já apresenta incentivos à modulação, indo a ERSE estudar o aumento dessa diferenciação horária.</p>

RT – APIGCEE – Associação Portuguesa dos Industriais Grandes consumidores de Energia Eléctrica			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>devíamos iniciar os seus estudos e acompanhar os que estão em curso nos outros países, mas ter alguma prudência na sua implementação, até porque tem de ficar claro de que forma o encarecimento destes períodos considerados críticos para o sistema vai ser compensado pelo embaratecimento nos restantes períodos horários.</p> <p>Entretanto, parecia-nos preferível prever um maior leque de opções tarifários e/ou de períodos horários, a exemplo do que existe em Espanha.</p>	<p>Em relação ao número de horas de vazio, o aumento do mesmo iria conduzir a um aumento do preço de vazio, reduzindo-se a actual diferenciação dos preços de energia entre períodos horários.</p> <p>Quanto ao leque de opções tarifárias importa referir que nas tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, o leque de opções tarifárias em Portugal não é inferior ao de Espanha. Efectivamente o número de períodos tarifários é distinto. Contudo, é importante esclarecer que em Espanha as tarifas aplicadas a grandes consumidores apesar de terem 6 períodos tarifários num ano, só têm 3 períodos horários (ponta, cheias e vazio). Neste sentido, ao compararmos as tarifas aplicadas em Portugal e Espanha a grandes consumidores, verificamos que em Portugal existe uma maior diferenciação horária, na medida em que estão definidos no Regulamento Tarifário 16 períodos tarifários: 4 períodos horários</p>

RT – APIGCEE – Associação Portuguesa dos Industriais Grandes consumidores de Energia Eléctrica			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			(pontas, cheias, vazio normal e super vazio), com preços diferenciados por trimestre. Após análise dos custos marginais por trimestre a ERSE considerou que se justificava a agregação dos trimestres I e IV e dos trimestres II e III, publicando assim 8 preços de energia distintos por ano, que comparam com 6 preços de energia distintos em Espanha.
14.	Extinção das opções tarifárias dependente do uso nas Regiões Autónomas	<p>Como referido anteriormente, no actual contexto económico difícil, que se irá certamente prolongar até ao final do próximo período tarifário, há que evitar criar novos encargos para os clientes do Continente.</p> <p>Já bastará a tarifa social que irá certamente ter um impacto possivelmente mais forte do que se está a prever e que, pela sua finalidade, devia ser suportado pelo orçamento geral de estado.</p>	<p>Nos termos do RT, e após discussão deste tema na revisão regulamentar que decorreu em 2008, as opções tarifárias transitórias dependentes do uso que se mantiveram em vigor (em virtude da necessidade de limitação de impactos tarifários elevados), deveriam ser progressivamente extintas, estando a sua extinção prevista para o ano de 2012, pelo que a ERSE se limita a cumprir o calendário anteriormente estabelecido.</p> <p>Adicionalmente a EDA e a EEM já procederam à transferência da maioria dos clientes sendo</p>

RT – APIGCEE – Associação Portuguesa dos Industriais Grandes consumidores de Energia Eléctrica			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			que actualmente o n.º de clientes nas opções tarifárias dependentes do uso é residual. Não são desta forma criados novos encargos para os clientes do Continente.
15.	Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT e BTE	<p>O objectivo de incentivar a transferência dos clientes para o mercado livre, através dum agravamento a determinar pela ERSE nas respectivas TVCF, parece-nos correcto.</p> <p>Julgamos até que o referido agravamento, já previsto no n.º 2, do art.º 6.º, do D.L. n.º 104/2010, de 29 de Setembro, deve ser mais fortemente incentivador da transferência para o ML, do que se verificou com as TVCF definidas pela ERSE para o corrente ano de 2011.</p> <p>O proveito daí resultante deve ir, obviamente, beneficiar a tarifa de UGS.</p>	<p>É objectivo da ERSE incentivar a transferência dos clientes para o mercado livre, pelo que tomamos boa nota do comentário.</p> <p>Adicionalmente o RT já prevê que o agravamento beneficie a tarifa de UGS.</p>
16.	Proveitos Permitidos Gestão Global do Sistema. Mecanismo de Interruptibilidade	<p>Sobre este mecanismo, já anteriormente nos referimos à sua importância na formação do preço final e, conseqüentemente, ao seu peso como factor de competitividade para alguns sectores industrias como é o caso das empresas consumidoras intensivas de energia eléctrica.</p> <p>Como medida de gestão da procura importa, no entanto, recordar que</p>	<p>A ERSE não acolhe o comentário, recordando que o mecanismo de interruptibilidade, tal como está concebido, é mais uma ferramenta do ORT integrada nos serviços de sistema de que dispõe para conduzir o sistema em adequadas condições de operação e</p>

RT – APIGCEE – Associação Portuguesa dos Industriais Grandes consumidores de Energia Eléctrica			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>o mecanismo de interruptibilidade não poderá ser utilizado nas mesmas condições doutras medidas que já estão à disposição do ORT, ou que poderão ser ainda criadas.</p> <p>Efectivamente, é oportuno sublinhar que terá de ser respeitada a Portaria nº 592/2010, de 29 de Julho, quando estabelece no seu nº1, do artº 4º, que “As necessidades de utilização do serviço de interruptibilidade são identificadas pelo ORT em função das necessidades de segurança na operação do sistema eléctrico”.</p> <p>Há portanto, sobre este ponto, uma inconformidade no procedimento aprovado pela ERSE, constante do Despacho nº 122/2011, que no seu nº 7.2, estabelece que “O ORT emitirá ordens de redução de potência sempre que o sistema eléctrico não dispõe de reserva de regulação suficiente ou quando a segurança do mesmo se encontre em risco”.</p> <p>Na realidade, nos termos da referida portaria, só poderão ser emitidas ordens de redução apenas “quando a segurança do sistema eléctrico se encontre em risco”, situação que não será aceitável se a mesma resultar duma mera deficiência de gestão do operador que não previu adequadamente a reserva de regulação necessária.</p> <p>Importa pois que o Manual de Procedimentos da Gestão Global do</p>	segurança.

RT – APIGCEE – Associação Portuguesa dos Industriais Grandes consumidores de Energia Eléctrica			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		Sistema, cuja alteração se aguarda e que supomos venha a ser sujeito a consulta pública, não transcreva o que indevidamente foi previsto no referido procedimento.	
17.	Intercâmbio de Apoio entre os Sistemas Eléctricos de Portugal e Espanha	<p>Cabe aqui um comentário final mais genérico sobre a gestão global do sistema.</p> <p>No âmbito dum mercado ibérico de electricidade, em que irá existir um único operador de mercado, e em que a capacidade das interligações já tem um valor aceitável, faz todo o sentido começar a prever os mecanismos que permitam a futura gestão conjunta do sistema ibérica, quer do lado da oferta:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Prevendo reservas comuns a nível ibérico, reduzindo inclusivamente os encargos com a garantia de potência; <p>Quer do lado da oferta:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Prevendo uma utilização do mecanismo de interruptibilidade a nível ibérico. 	A ERSE tem vindo a analisar diferentes soluções para ultrapassar o problema, uma das quais resultou no actual plano para harmonização dos serviços de sistema a nível Ibérico, cuja primeira fase correspondeu à assinatura do Acordo Conjunto REN-REE para o Estabelecimento de Intercâmbios de Apoio entre os Sistemas Eléctricos de Portugal e Espanha.
18.	Planos de Desenvolvimento e Investimento na Rede de	<p>Terá de haver a maior exigência na aceitação dos respectivos custos.</p> <p>Os referidos Planos, depois de elaborados, devem ser colocados em</p>	A ERSE recorda que nos termos do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de Junho, a aprovação dos PDIRT e PDIRD é da responsabilidade do

RT – APIGCEE – Associação Portuguesa dos Industriais Grandes consumidores de Energia Eléctrica			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
	Transporte e na Rede de Distribuição	<p>consulta pública e não como foi feito recentemente pelo ORD, que lançou uma consulta pública unicamente para conhecer novas necessidades.</p> <p>Os ritmos de desenvolvimento destas redes e conseqüentemente dos seus investimentos, devem ser alinhados com o actual período de dificuldades que o País atravessa e, em consequência, dos juros elevados que terão de ser pagos pelo seu financiamento e que previsivelmente se irão prolongar até 2014, data em que terminará o próximo período regulatório.</p> <p>Terá pois de haver um grande rigor nos investimentos em expansão das redes até porque o consumo de energia eléctrica do País está a diminuir.</p> <p>Pelos motivos apontados, a mesma contenção deve existir nos investimentos em novos centros electroprodutores.</p>	<p>membro do Governo responsável pela área da energia, após parecer da ERSE. A ERSE tem defendido ao longo do tempo a importância do processo de consulta pública aos agentes por parte dos operadores de rede, e defende que o PDIRD deve ser colocado na sua totalidade em consulta pública à semelhança do que sucede com o PDIRT.</p> <p>Neste quadro, a ERSE pretende aumentar a responsabilização das empresas pelos planos investimento traçados, de forma a garantir uma maior racionalidade dos mesmos e a previsibilidade da evolução dos custos. A ERSE considera que a remuneração do investimento em excesso, acima de um determinado nível, aplicando uma taxa de remuneração inferior à do restante activo, poderá contribuir para este efeito.</p>
19.	Qualidade de serviço	<p>O acompanhamento da evolução da qualidade de serviço e aplicação de correspondentes incentivos tem sido baseado na monitorização do TIEPI – tempo de interrupção equivalente da potência instalada,</p>	<p>A monitorização da qualidade da onda de tensão é efectuada no âmbito da aplicação do Regulamento da Qualidade de Serviço, não</p>

RT – APIGCEE – Associação Portuguesa dos Industriais Grandes consumidores de Energia Eléctrica			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>deixando de fora os micro-cortes, cavas de tensão e sobre tensões, que são muito prejudiciais a determinadas actividades industriais e noutros caso causam mesmo danos em equipamentos, sempre muito difíceis de provar.</p> <p>Em nosso entender estes aspectos deviam ser monitorizados e integrados na gestão da qualidade de serviço, a fim de serem incorporados posteriormente no respectivo regulamento.</p>	<p>estando enquadrada no âmbito da revisão em curso, já que a sua aprovação é da responsabilidade da DGEG.</p> <p>Sabendo-se que não é técnica nem economicamente viável construir e manter uma rede em que a onda de tensão seja perfeita, a regulação da qualidade da onda de tensão deve ser melhorada, estabelecendo um quadro claro de partilha de responsabilidades entre os operadores das redes, fabricantes de equipamentos, projectistas das instalações eléctricas e clientes. Pretende-se, assim, atingir um melhor equilíbrio entre o nível assegurado de qualidade e o custo adicional nas redes a suportar pelos clientes.</p> <p>A necessidade de revisão do Regulamento da Qualidade de Serviço, que tem vindo a ser sugerida pela ERSE, poderá ser uma oportunidade para melhorias neste domínio.</p>
20.	Ajustes de custos do	Com o alargamento do mercado liberalizado e eliminação das tarifas	Ao longo do processo de extinção das tarifas

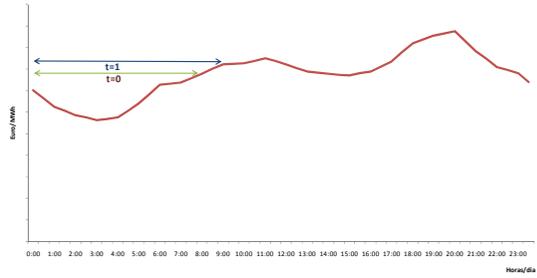
RT – APIGCEE – Associação Portuguesa dos Industriais Grandes consumidores de Energia Eléctrica			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
	CUR, a partir de 01/01/2013	reguladas em 01/01/2013, conforme acordado com a troika, deve ser criteriosamente analisado o modo de proceder para que se evitem custos induzidos para os clientes do mercado liberalizado, quer resultantes dos custos directos do mercado regulado, quer do modo de funcionamento do CUR.	de venda a clientes finais, que tem ocorrido cumulativamente por nível de tensão, tem sido prática da ERSE garantir que este processo não impacte na sustentabilidade do funcionamento dos mercados regulado e liberalizado. Esta preocupação espelha-se não só nos procedimentos adoptados pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos, bem como na adaptação do Regulamento Tarifário, designadamente na parcela II da tarifa UGS.

RT – CIP – Confederação Empresarial de Portugal			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
21.	CIEG	<p>A verdade é que, de um modo geral, a evolução das tarifas de uso da rede de transporte e de uso da rede de distribuição tem sido moderada, sendo visível, neste particular, a acção da ERSE; mas a agregação dos custos de usos global do sistema, que têm aumentado sem regras nem limites, está a criar situações que não são desejáveis.</p> <p>Os CIEG, parte principal dos custos de uso global do sistema, deverão ser autonomizados da tarifa de acesso às redes, primeiro passo para a criação de condições de imposição de um tecto máximo para este encargo que não é fixo mas sim, crescente.</p>	<p>A ERSE publica anualmente o valor para cada uma destas rubricas com elevado detalhe e exige que os custos reportados sejam devidamente auditados.</p> <p>Adicionalmente, a ERSE disponibiliza no seu site informação sobre a estrutura dos preços de electricidade nas suas componentes: energia, redes e os custos de interesse económico geral (CIEG) desagregados nas suas principais componentes.</p> <p>Adicionalmente, para dar cumprimento à Lei n.º 44/2011, relativa aos serviços públicos essenciais, a ERSE introduziu no Regulamento de Relações Comerciais obrigações adicionais aos comercializadores sobre a prestação de informação relativamente aos CIEG, nomeadamente:</p> <p>1. Desdobrar a actual informação que consta das facturas de electricidade relativa ao valor</p>

RT – CIP – Confederação Empresarial de Portugal			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			<p>do Acesso às Redes em duas linhas autónomas, uma para indicar o valor das Redes e outra para indicar o valor dos CIEG.</p> <p>2. Anualmente, envio a cada cliente com a factura um folheto que incluía informação desagregada dos CIEG para cada tipo de fornecimento (BTN, BTE, MT, AT e MAT).</p> <p>3. Para além da informação anteriormente referida, os comercializadores e a ERSE passam a disponibilizar esta informação em permanência nas suas páginas na Internet para cada tipo de fornecimento.</p> <p>Desta forma, dá-se cumprimento ao estabelecido na lei e, ao mesmo tempo, evita-se introduzir uma grande complexidade a este processo.</p> <p>É também importante salientar que os custos que englobam os CIEG são determinados no âmbito da legislação em vigor da competência</p>

RT – CIP – Confederação Empresarial de Portugal			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			do governo. Neste sentido, a definição de tectos máximos terá de ser estabelecida pelo legislador, extravasando as competências do regulador.
22.	Duração dos períodos horários	<p>É patente a discrepância entre Portugal e Espanha na questão do número anual de horas de vazio.</p> <p>É importante que se caminhe para a uniformidade de condições, também neste campo.</p> <p>Aparentemente, um aumento do número de horas de vazio irá provocar um encarecimento das tarifas ou preços de energia nos períodos cheios ou de ponta; mas tudo deve ser feito para uma maior regularização do diagrama diário de potência pedida à rede.</p> <p>A “cava” nas horas de vazio atinge valores baixos, muito preocupantes; um diagrama diário de potências pedidas à rede menos assimétrico ajusta-se melhor à política energética que o país assumiu e evitará investimentos excessivos em meios de produção cuja única justificação é a já referida assimetria.</p> <p>Além do mais, há que minimizar exportações de energia a preço nulo ou excessivamente baixo.</p>	<p>No que diz respeito à harmonização da duração dos períodos horários, os consumidores têm a possibilidade de escolher o seu comercializador e com este acordar os períodos tarifários mais adequados a cada caso, nomeadamente os clientes de MT, AT e MAT que têm telecontagem, podendo os períodos horários praticados pelos comercializadores ser diferentes dos períodos horários praticados nas tarifas de acesso às redes.</p> <p>Importa referir que para os clientes de MAT, AT e MT a componente que mais pesa na sua factura é a parcela relativa aos custos de energia, representando cerca de 70% em MAT e AT e 60% em MT.</p>

RT – CIP – Confederação Empresarial de Portugal			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>Esta medida, conjugada com a criação de horas de ponte móveis, muito poderia contribuir para a eficiência do sistema.</p>	<p>No âmbito das tarifas de Acesso, os actuais períodos foram estabelecidos com base em estudos que a ERSE irá refazer de forma a verificar a sua adequabilidade à realidade das redes eléctricas nacionais.</p> <p>Adicionalmente, salienta-se que a estrutura tarifária definida para os preços de energia com diferenciação horária é aderente à estrutura de custos marginais. Neste sentido, o preço de energia para cada período horário terá em consideração os custos marginais previstos para esse período.</p> <p>Da observação do gráfico seguinte, verificamos que o aumento do número de horas de vazio (passagem de t=0 para t=1) pressupõe um aumento do intervalo de custos marginais, o que consequentemente irá resultar num preço médio de vazio superior e por conseguinte numa redução da diferenciação dos preços de energia entre as</p>

RT – CIP – Confederação Empresarial de Portugal			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			<p>horas de ponta e cheias e as horas de vazio.</p> 
23.	Tarifa de entrada na rede	<p>É um preço a pagar em prol da harmonização com Espanha, que já adoptou esta medida e utiliza como variável de facturação para este termo o termo de energia.</p> <p>É pena, pois seria mais eficiente a escolha, neste caso, do termo de potência.</p> <p>No que respeita ao pagamento deste novo encargo, temos dúvidas quanto ao regime a aplicar à produção em regime especial - isenção deste pagamento, com os encargos a serem suportados pelo comercializador de último recurso.</p> <p>Temos aqui dois receios: que a parcela Uso Global do Sistema tenha mais uma razão para crescer, ou que este encargo venha a recair no</p>	<p>A ERSE concorda com a CIP no que se refere à escolha do termo de potência como mais eficiente. Todavia, em prol da harmonização com Espanha e da generalidade das situações adoptadas nos restantes países europeus, opta-se pelo preço de energia.</p> <p>No que concerne a produção em regime especial, uma vez que a sua remuneração é efectuada através de preços garantidos, considera-se que o pagamento do encargo da rede de transporte pela PRE não deve afectar a sua remuneração garantida por via legislativa.</p>

RT – CIP – Confederação Empresarial de Portugal			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		termo energia, o que é inconveniente.	De notar que em termos da tarifa de acesso esta alteração é de soma nula e que este valor é residual relativamente ao valor da parcela de UGS. O valor que deixa de ser pago pelos consumidores na tarifa de URT é muito superior ao valor residual adicionado à tarifa de UGS.
24.	Tarifas de acesso dinâmicas	A proposta de introdução de tarifas do tipo “critical peak pricing” é muito positiva mas, como já se mencionou, deve ser sujeita a uma análise de impacto junto dos sectores consumidores que se preveja serem os destinatários desta alteração.	<p>O objectivo de levar a discussão pública a introdução de tarifas dinâmicas ao nível das tarifas de Acesso às Redes, foi solicitar a participação dos operadores de redes na realização de estudos sobre esta temática, tendo sido introduzida esta disposição no Regulamento Tarifário.</p> <p>Considera-se importante aperfeiçoar as tarifas de Acesso às Redes, introduzindo o conceito de tarifas dinâmicas. Contudo, a ERSE também partilha da opinião dos agentes na medida em que defende que a introdução e o desenho deste tipo de opção tarifária está</p>

RT – CIP – Confederação Empresarial de Portugal			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			<p>dependente de estudos a realizar.</p> <p>Por último, salienta-se que uma eventual introdução deste tipo de tarifas ocorrerá só no próximo período regulatório, após a realização dos referidos estudos.</p>
25.	O apoio à inovação	<p>Reconhece-se o papel indispensável da inovação nos sistemas energéticos; mas, nesta conjuntura, a prudência e a contenção devem ser a regra.</p> <p>Aceita-se o que já está contratado, mas não se assumam novos compromissos sem a aprovação de uma nova estratégia para a energia, com excepção dos que apresentem prazos curtos de retorno do investimento.</p>	<p>A ERSE regista a preocupação face à nova conjuntura económica, tendo sempre em conta nas suas decisões o contexto e o enquadramento das actividades reguladas. Além disso, a aceitação dos investimentos para efeitos de remuneração, independentemente do tipo de rede, é sempre alvo de uma avaliação custo /benefício. De salientar que os investimentos em “redes inteligentes”, apesar de terem associado um risco superior, terão como contrapartida a aplicação de metas de eficiência para o OPEX mais exigentes.</p>

RT – CIP – Confederação Empresarial de Portugal			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
26.	Alterações na metodologia de remuneração da actividade de distribuição	<p>A proposta de remuneração dos custos de investimento de acordo com o custo de capital da empresa está bem fundamentada e parece correcta, mas tem vulnerabilidades.</p> <p>A ERSE tem menos informação do que a empresa regulada e terá de monitorizar de perto o seu custo de capital.</p>	<p>A ERSE no cumprimento das suas funções, procede ao longo de cada período regulatório à monitorização e acompanhamento da actividade das empresas reguladas. Para tal existem mecanismos que permitem ter algum conforto relativamente à informação recebida, nomeadamente as auditorias a que as empresas estão obrigadas, quer estatutariamente, quer por via da regulação a que estão sujeitas.</p>
27.	A extensão da regulação por incentivos	<p>Saúdam-se como positivas todas as propostas da ERSE neste sentido</p>	<p>A ERSE regista com agrado a concordância da CIP relativamente a este assunto.</p>

RT – COOPERATIVAS ELÉCTRICAS A CELER, A LORD E S. SIMÃO DE NOVAIS			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
28.	Incentivos às empresas reguladas	<p>O n.º 2 do artigo 2.º inclui, na lista dos intervenientes do SEN, entre outros:</p> <p>A alínea c) do artigo 5.º estabelece:</p> <p>Pergunta-se:</p> <p>Apresentando os 3 ORD BT e CUR BT subscritores destes comentários os melhores indicadores de qualidade de serviço (técnica e comercial) como claramente é expresso no Relatório da Qualidade de Serviço da responsabilidade da ERSE quais os incentivos previstos neste regulamento para estes operadores?</p> <p>Da leitura desta proposta de revisão do RT só vimos incentivos no domínio da redução de perdas, da qualidade de serviço e outros atribuídos à EDP Distribuição.</p> <p>Aliás, nesta versão de regulamento como em todas as anteriores continua a ERSE, erradamente, a tratar os 10 ORD BT/CUR BT como clientes finais de MT, obrigando-os a comprar a energia em mercado livre a preços actualmente incomportáveis e a vender a sua energia a preços regulados, conforme já referimos na apreciação à proposta e revisão do RRC.</p>	<p>A consideração dos proveitos permitidos destas empresas não foi objecto da presente revisão regulamentar mantendo-se a posição da ERSE sobre o referido assunto, considerando nos direitos e nas obrigações as especificidades das cooperativas enquanto operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso.</p>

RT – COOPERATIVAS ELÉCTRICAS A CELER, A LORD E S. SIMÃO DE NOVAIS			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		Bem diferente é a posição do Regulador Espanhol (CNE) que calcula os proveitos específicos, em função da realidade de cada um, para os cerca de 320 pequenos distribuidores daquele país.	
29.	Proveitos na actividade de compra e venda de energia eléctrica do comercializador de último recurso	<p>O n.º 1 do artigo 84.º determina, por recurso a irrefutáveis de expressões matemáticas, os proveitos garantidos ao CUR na sua actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes.</p> <p>Pergunta-se o motivo dessa garantia não ser dada aos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT. Na verdade, a estes obriga a ERSE a aquisição da energia necessária ao fornecimento dos seus consumidores no mercado livre, como meros clientes de MT, a preços que, conforme já demonstrámos, subiram, num ano, 40%, obrigando-os a praticar, na venda, preços regulados que tiveram a variação, em 2011 face a 2010, de 3,8%.</p>	A consideração dos proveitos permitidos destas empresas não foi objecto da presente revisão regulamentar mantendo-se a posição da ERSE sobre o referido assunto, considerando nos direitos e nas obrigações as especificidades das cooperativas enquanto operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso.
30.	Plano de Promoção do Desempenho Ambiental	<p>A alínea b) do n.º 2.º do artigo 102.º da proposta de revisão do RT que se reproduz: exclui os ORD exclusivamente em BT de se candidatarem a este plano que, como sabemos, vai à tarifa e, conseqüentemente, também é paga pelos seus clientes.</p> <p>Bem sabemos ser mais uma a adicionar às muitas discriminações</p>	Esta matéria não foi objecto da presente revisão regulamentar mantendo-se a posição da ERSE sobre a mesma, considerando nos direitos e nas obrigações as especificidades das cooperativas enquanto operadores das

RT – COOPERATIVAS ELÉCTRICAS A CELER, A LORD E S. SIMÃO DE NOVAIS			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		negativas que a ERSE determina para estes operadores do SEN (com mais de 75 anos de existência). Pode a ERSE explicar os motivos dessa discriminação sabendo nós que muitas das obras levadas a efeito pelo ORD incumbente são ao nível da baixa tensão?	redes de distribuição e comercializadores de último recurso.
31.	Incentivo à redução de perdas (art.º 103º)	<p>Trata-se de um tema muito caro aos 3 ORD BT subscritores destes comentários que têm realizado pesados investimentos nos seus postos de transformação e nas suas redes de distribuição (visando as perdas técnicas por efeito de Joule) e, mais recentemente, nos seus equipamentos de medição (visando as perdas comerciais, dificultando a fraude).</p> <p>Só o reduzido valor das perdas verificadas nas suas redes tem permitido a sua sobrevivência face aos cenários extremamente negativos que a ERSE lhes tem criado.</p> <p>Pergunta-se que incentivos de redução de perdas reserva a ERSE para os ORD exclusivamente em BT?</p>	Esta matéria não foi objecto da presente revisão regulamentar mantendo-se a posição da ERSE sobre a mesma, considerando nos direitos e nas obrigações as especificidades das cooperativas enquanto operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso.
32.	Artigo 169.º - Início do Processo e artigo 170.º - Soluções a adoptar	<p>Propõe-se que o n.º 2 do artigo 169.º passe a ter a seguinte redacção:</p> <p>2- A entidade concessionária da RND informa a ERSE da separação ou integração da distribuição em BT no concelho em causa, nas situações previstas nas alíneas a) e b). Na situação prevista na alínea c) a informação será dada directamente à ERSE pelo distribuidor em causa.</p>	Esta matéria não foi objecto da presente revisão regulamentar mantendo-se a posição da ERSE sobre a mesma, considerando nos direitos e nas obrigações as especificidades

RT – COOPERATIVAS ELÉCTRICAS A CELER, A LORD E S. SIMÃO DE NOVAIS			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>Propõe-se ainda que o n.º 1 do artigo 170.º passe a ter a seguinte redacção:</p> <p style="text-align: center;"> Artigo 170.º Definição da solução a adoptar ou do equilíbrio económico-financeiro do concessionário de distribuição em BT </p> <p>1 - A ERSE analisa o impacte da alteração de concessões na situação económico-financeira das empresas em causa, solicitando toda a informação necessária.</p>	<p>das cooperativas enquanto operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso.</p> <p>Acrescentando-se ainda que, nos termos da legislação em vigor, as cooperativas não estão sujeitas à separação jurídica das actividades de distribuição e de comercialização.</p>

RT – DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
33.	Introdução de preços de entrada na tarifa de Uso da Rede de Transporte a pagar pelos produtores	<p>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.</p> <p>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?</p> <p>A ERSE descreve ainda dois mecanismos alternativos para operacionalizar esta isenção de pagamento pelos PRE:</p> <p>i) O CUR efectua os pagamentos do encargo G ao ORT.</p> <p>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 a assegurar o preço garantido.</p>	<p>No que concerne a produção em regime especial com remuneração garantida por via legislativa, uma vez que a sua remuneração é efectuada através de preços garantidos, considera-se que o pagamento do encargo da rede de transporte pela PRE não deve afectar a sua remuneração garantida por via legislativa, uma vez que tal extravasa as competências da ERSE.</p> <p>Quanto à operacionalização da isenção do pagamento, a ERSE optou pelo mecanismo que lhe pareceu mais simples, centralizando os pagamentos no CUR, uma vez que já existe relacionamento do CUR com estes promotores, assegurando-se assim a minimização dos custos de transacção.</p> <p>De notar que as receitas do ORT provenientes dos pagamentos dos produtores serão claramente identificadas, identificando-se os pagamentos efectuados pelo CUR relativos à</p>

RT – DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>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.</p> <p>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:</p> <p>"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]"</p>	<p>PRE.</p> <p>Por fim é de salientar que quando a PRE deixar de ter um preço garantido passará, em termos desta tarifa, a ser tratada como qualquer outro produtor em regime ordinário.</p>
34.	Adopção de tarifas dinâmicas do tipo	<p>A ERSE propõe a introdução de tarifas do tipo critical peak pricing e nesse sentido propõe solicitar aos operadores de redes uma proposta</p>	<p>O objectivo de levar a discussão pública a introdução de tarifas dinâmicas ao nível das</p>

RT – DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
	"critical peak pricing"	<p>que defina as variáveis fundamentais para implementar este tipo de tarifa.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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).</p>	<p>tarifas de Acesso às Redes, foi solicitar a participação dos operadores de redes na realização de estudos sobre esta temática, tendo sido introduzida esta disposição no Regulamento Tarifário. É de salientar que esta proposta é apenas para os clientes com telecontagem.</p> <p>Considera-se importante aperfeiçoar as tarifas de Acesso às Redes, introduzindo o conceito de tarifas dinâmicas. Contudo, a ERSE também partilha da opinião dos agentes na medida em que defende que a introdução e o desenho deste tipo de opção tarifária está dependente de estudos a realizar.</p> <p>Salienta-se que uma eventual introdução deste tipo de tarifas ocorrerá só no próximo período regulatório, após a realização dos referidos estudos.</p> <p>No que diz respeito aos consumidores domésticos, tomamos em boa nota o</p>

RT – DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			<p>comentário e salientamos que existe um conjunto de medidas que estão a ser desenvolvidas no âmbito do PPEC, relativas a sistemas de gestão de consumos no sector residencial, que poderão fornecer informação sobre a elasticidade da procura deste segmento de consumidores.</p> <p>Adicionalmente, salienta-se que a estrutura tarifária definida para os preços de energia com diferenciação horária é aderente à estrutura de custos marginais e que recentemente foram alterados os períodos horários em BTN por forma a maximizar essa aderência e a facilitar a adesão dos clientes pelas tarifas bi-horárias e tri-horárias.</p>
35.	Mecanismo de cálculo das tarifas transitórias de venda a clientes finais em MAT, AT, MT e BTE	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	<p>Uma das competências da ERSE é a supervisão dos mercados, em particular do mercado retalhista de energia eléctrica.</p> <p>A ERSE publica já alguma informação sobre o nível de concorrência no mercado retalhista de</p>

RT – DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>que a ERSE monitorize o nível de concorrência existente no mercado livre em matéria de comercialização de electricidade.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>electricidade na síntese mensal que elabora sobre o mercado liberalizado de electricidade.</p> <p>Neste contexto a ERSE estabeleceu também um processo de recolha da informação de preços de referência e dos preços médios praticados. Este processo tem vindo a ser implementado e robustecido com o objectivo de em breve se publicarem os resultados dos estudos.</p> <p>A ERSE toma nota da solicitação da DECO para realização de um estudo mais aprofundado sobre o nível de concorrência no sector eléctrico.</p>

RT – DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>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).</p> <p>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).</p>	
36.	Aperfeiçoamento do mecanismo de convergência das TVCF para as tarifas aditivas	<p>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.</p> <p>A ERSE prevê também a possibilidade de aplicar parâmetros diferenciados de limitação das descidas tarifárias relativas, com o</p>	<p>O mecanismo de convergência para tarifas aditivas agora aprovado permite definir variações tarifárias máximas por preço de cada opção tarifária. A definição de limites máximos às variações tarifárias por preço de cada opção aumenta a flexibilidade na</p>

RT – DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>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.</p>	<p>operacionalização do mecanismo de convergência, permitindo uma convergência mais rápida ao nível dos preços das TVCF em BTN para as tarifas aditivas, ou seja, para os preços de mercado previstos.</p> <p>A imposição de limites às variações máximas será realizada por forma a preparar a extinção das TVCF em BTN, antecipando parte dos impactes que irão ocorrer e, ao mesmo tempo, tentará proteger os clientes de impactes tarifários anuais significativos. Esta tem sido a prática sempre seguida pela ERSE no processo de fixação de tarifas, publicando sempre no documento “Estrutura Tarifária do Sector Eléctrico” informação detalhada sobre os impactes, para cada opção tarifária, resultantes da aplicação do mecanismo de convergência.</p>
37.	<p>Regime de interruptibilidade (Portaria n.2 592/2010, de</p>	<p>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,</p>	<p>A ERSE regista com agrado a concordância manifestada. De facto, a implementação de um novo modelo de reporte, a facultar pela</p>

RT – DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
	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)	<p>evitando assim black outs.</p> <p>Apenas se lamenta que, só agora, ela entre em prática no mercado português de electricidade, posteriormente ao que se verificou em Espanha.</p> <p>A ERSE incorporou as alterações decorrentes da Portaria nB592/2010 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.</p> <p>A Portaria n9 117/2011 de 25 de Março veio alterar o âmbito de aplicação da Portaria n91309/2010, eliminando assim os casos das empresas que fiquem excluídas das duas Portarias anteriores, criando</p>	<p>REN à ERSE, é essencial para a obtenção de forma transparente da informação acerca dos custos prestados por empresas do grupo e imputados às diferentes actividades, num contexto em que existem dentro do grupo, actividades reguladas de forma diferenciada coexistindo com actividades não reguladas. A segregação dos custos alocados a cada actividade é assim essencial para minimizar os riscos de subsidiação cruzada.</p>

RT – DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>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 n5592/2010.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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).</p>	

RT – DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>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,</p> <p>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.</p> <p>Neste contexto, justifica-se a intervenção materializada na <u>Resolução do Conselho de Ministros n949/2010</u>. Não obstante, atendendo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 	

RT – DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>concretas de desenvolver capacidades competitivas</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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, <p>RECOMENDA-SE A MAIOR CONTENÇÃO E A EVENTUAL SUSPENSÃO DESTA INICIATIVA.</p> <p>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 Moei, 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.</p> <p>A aprovação do contrato vai ao encontro da aposta do Executivo</p>	

RT – DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>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".</p> <p>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 Moei 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".</p> <p>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.</p>	
38.	Novo modelo de reporte da REN à ERSE relativo a informação de imputação de custos de serviços prestados por empresas	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 I, A do Ari.5 134º da Revisão do Regulamento Tarifário, a ERSE propõe que a REN,	A ERSE regista com agrado a concordância manifestada. De facto, a implementação de um novo modelo de reporte, a facultar pela REN à ERSE, é essencial para a obtenção de forma transparente da informação acerca dos

RT – DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
	do grupo REN	<p>enquanto entidade concessionária da RNT, envie informação sobre os custos imputados pela empresa de serviços partilhados a cada actividade subdivididos da seguinte forma:</p> <p>a) Custos imputados pela empresa de serviços partilhados</p> <p>b) Custos directos, indirectos, de estrutura e outros (caso existam) e por natureza de custos;</p> <p>c) Critérios de imputação por natureza de custos;</p> <p>d) Percentagem de imputação dos custos da empresa de serviços partilhados por cada um dos seus clientes regulados e por natureza de custos;</p> <p>e) Custos totais da empresa de serviços partilhados por natureza de custos.</p> <p>No número 3A do artigo 141e, a ERSE dispõe obrigações similares relativamente à informação periódica a fornecer pelo comercializador de último recurso.</p> <p>Consideramos extremamente positiva a preocupação manifestada pela ERSE na revisão do regulamento tarifário em relação à transparência</p>	<p>custos prestados por empresas do grupo e imputados às diferentes actividades, num contexto em que existem dentro do grupo, actividades reguladas de forma diferenciada coexistindo com actividades não reguladas. A segregação dos custos alocados a cada actividade é assim essencial para minimizar os riscos de subsidiação cruzada.</p>

RT – DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>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).</p> <p>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.</p>	

RT – DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>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 subsídição 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 subsídição cruzada, incluindo juros devidamente calculados de acordo com metodologia a definir pela ERSE.</p>	
39.	<p>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</p>	<p>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.</p> <p>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</p>	<p>O custo de capital é um parâmetro regulatório que pretende dar o sinal adequado aos agentes para tomarem as suas decisões num horizonte de médio e longo prazo. A estabilidade deste indicador é essencial, sendo que uma alteração extemporânea do mesmo poderia acarretar custos acrescidos para o sistema por via do respectivo incremento do risco. A definição do custo de</p>

RT – DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>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.</p> <p>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 propôs efectuar no início do período regulatório.",</p> <p>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</p>	<p>capital é efectuada com a devida profundidade em sede de definição de parâmetros. Tal verificar-se-á igualmente para o período regulatório 2012-2014 e consistirá na avaliação do custo de oportunidade do capital das actividades reguladas. Nesse exercício, serão consideradas, à semelhança dos anteriores períodos regulatórios, as características das actividades, bem como o seu enquadramento.</p>

RT – DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>informação.</p> <p>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.</p>	
40.	Promoção da inovação nas redes	<p>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".</p> <p>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.</p> <p>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</p>	<p>O modelo proposto pela ERSE visa promover o desenvolvimento de redes inteligentes de forma sustentada, com partilha de custos e benefícios entre empresas reguladas e consumidores.</p> <p>O ORD terá necessariamente que apresentar as propostas de investimentos com carácter inovador acompanhadas da estimativa do potencial de redução dos custos operacionais, justificada com base nas melhorias e alterações introduzidas nos processos operacionais e na afectação de recursos.</p> <p>Caberá à ERSE decidir a aplicação da taxa de remuneração diferenciada para este tipo de investimentos, que terá como contrapartida</p>

RT – DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>deverá acautelar devidamente os interesses dos consumidores, nomeadamente a três níveis:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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. <p>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</p>	<p>imediate a imposição de metas de eficiência mais exigentes. Salienta-se que o risco associado à tecnologia é totalmente assumido pelo accionista da empresa regulada.</p> <p>Concorda-se com a posição da DECO relativamente à necessidade de conhecer os parâmetros para melhor poder avaliar os benefícios desta proposta, estando em fase de preparação pela ERSE um trabalho com vista à definição dos parâmetros para serem oportunamente submetidos ao Conselho Tarifário.</p>

RT – DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>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.</p> <p>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.</p>	

RT – DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>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.</p> <p>Por fim, no que respeita à selecção criteriosa de investimentos, a ERSE deve garantir que existem mecanismos para evitar</p>	

RT – DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>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.</p> <p>Não obstante, questionamos:</p> <p>Quem define o que é o investimento inovador?</p> <p>Como evitar o sobre-investimento inovador?</p> <p>Como se determinam os benefícios e quando serão estes obtidos?</p> <p>Qual será a taxa de remuneração?</p>	
41.	Alteração do mecanismo de aprovisionamento do CUR	<p>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.</p> <p>Contudo, a actividade de aquisição de energia eléctrica pelo CUR está</p>	<p>A ERSE regista positivamente a concordância da DECO quanto à proposta de alteração apresentada reafirmando que as medidas aprovadas vão no sentido de induzir uma maior eficiência a esta actividade e por esta via beneficiar os consumidores e o mercado.</p>

RT – DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>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.</p> <p>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.</p> <p>Com a separação das duas funções será possível a introdução de mecanismos de incentivos à eficiência relativamente ao desempenho da primeira função.</p> <p>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 <i>a priori</i> o peso da aquisição por contrato a prazo e a</p>	

RT – DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>aquisição no mercado à vista.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	
42.	Reforço da regulação por incentivos da actividade de comercialização de energia eléctrica	<p>Saúda-se esta iniciativa da ERSE que vai no sentido das preocupações da CE e da CEER (Conselho Europeu dos Reguladores de Energia).</p> <p>A Proposta da ERSE suscita-nos apenas o seguinte pedido de esclarecimento:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 <u>de um estudo de benchmark</u>. SE BEM QUE A EXPERIÊNCIA DA DELLOITTE A NÍVEL INTERNACIONAL NA ÁREA DA ENERGIA 	<p>À semelhança de outras análises de <i>benchmarking</i>, o referido estudo efectuado pela Deloitte assume um carácter de confidencialidade acerca das empresas que fornecem os seus dados para efeitos de comparação. A análise de benchmarking a disponibilizar ao Conselho Tarifário tem em conta as especificidades da empresa em causa.</p>

RT – DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		E, EM PARTICULAR, DAS UTILITIES É INCONTESTÁVEL, PARECE-NOS ESSENCIAL, JÁ QUE ESTA QUESTÃO TEM SIDO OBJECTO DE DIVERSOS ESTUDOS A NÍVEL EUROPEU.	
43.	Alteração do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição	<p>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).</p> <p>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 deixa 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.</p> <p>Uma vez que os níveis de perdas nas redes de distribuição ainda são consideravelmente superiores em Portugal face ao que se verifica em</p>	<p>A ERSE terá em consideração o comentário no processo de definição dos parâmetros associados à banda morta.</p> <p>A ERSE recorda ainda que o mecanismo de incentivo existente aplica-se apenas às perdas nas redes de distribuição.</p>

RT – DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		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.	

RT – EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
44.	Custos com o gasóleo e lubrificantes para a produção de energia eléctrica	<p>O Gasóleo e Lubrificantes para a produção de energia eléctrica, são produtos contratados tendo por base a realização periódica dum concurso internacional, por lotes, correspondendo cada lote a uma das nove ilhas dos Açores.</p> <p>Gasóleo:</p> <p>O produto contratado é o GASÓLEO RODOVIÁRIO, uma vez que não está disponível nos Açores outro produto como o Gasóleo para aquecimento ou marítimo.</p> <p>O preço na Região Autónoma dos Açores (RAA) está regulado sob a forma de PMVP (Preço Máximo de Venda ao Público) que é determinado pelo Governo Regional, de acordo com a Resolução do Conselho do Governo n.º 15/2010, de 27 de Janeiro de 2010.</p> <p>O PMVP do Gasóleo é calculado tendo por base o preço de custo do produto em cada ilha (PA – Preço ilha Açores, que é diferente para cada uma das ilhas), sobre o qual incidem o ISP e o IVA.</p> <p>O preço para a EDA está isento de ISP, pelo que, sobre o PREÇO ILHA, é contratado um desconto com os fornecedores (resultante do Concurso Internacional acima referido). O preço definido é para o</p>	<p>Não é intenção da ERSE colocar os custos com a aquisição de gasóleo, lubrificantes e amónia, no âmbito do price-cap a aplicar aos custos de exploração da EDA (número 4 do artigo 87.º do Regulamento Tarifário). A ERSE entende que o nível destes custos é decorrente do processo produtivo da Empresa, sendo contratados com base em concursos internacionais de fornecimento. Assim, a sua internalização no cálculo dos proveitos permitidos da Actividade de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, será efectuada por custos aceites, e a ERSE, procederá à inclusão de uma parcela que evidencie os referidos custos na fórmula constante do número 1 do artigo 87.º.</p>

RT – EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>produto entregue nas Centrais termoeléctricas da EDA em cada ilha.</p> <p>Lubrificantes:</p> <p>Os diversos óleos contratados têm de estar aprovados pelos fabricantes das máquinas e de acordo com o seu regime de funcionamento.</p> <p>É contratado um preço inicial, entregue na Central em embalagens devidamente seladas, que é constante durante o prazo de validade da proposta e é periodicamente revisto de acordo com fórmula proposta pela EDA no Caderno de Encargos, durante a vigência do contrato. Os factores que determinam a revisão de preço são a taxa de câmbio do USD e a média das cotações do óleo base SN 150, publicada no mercado de referência ICIS-LOR FOB NEW SPOT. A fórmula de revisão é a seguinte:</p> $PP_n = PP_{n-1} * ((80\% * (C_{n-1} / C_{n-2}) * (A_{n-1} / A_{n-2})) + 20\%)$ <p>Em que:</p> <p>PP_n = PREÇO DO PRODUTO para o trimestre em curso;</p> <p>PP_{n-1} = PREÇO DO PRODUTO no trimestre anterior;</p>	

RT – EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>C n-1= Média trimestral das cotações de venda do Banco de Portugal para o USD, do trimestre que se pretende corrigir;</p> <p>C n-2= Média trimestral das cotações de venda do Banco de Portugal para o USD, do trimestre anterior ao que se pretende corrigir;</p> <p>A n-1= Média trimestral das cotações do óleo base SN 150, publicadas no mercado de referência ICIS-LOR FOB NWE, do trimestre que se pretende corrigir;</p> <p>A n-2= Média trimestral das cotações do óleo base SN 150, publicadas no mercado de referência ICIS-LOR FOB NEW, do trimestre anterior ao que se pretende corrigir.</p> <p>A imposição de factores de eficiência a uma componente de custo que resulta dum concurso público internacional, não parece que seja realista e dificilmente terá uma aderência à realidade. Parece-nos mais racional excluir os custos com a aquisição de gasóleo e lubrificantes dos custos controláveis - regulação por Price Cap, passando os mesmos a ser objecto de uma regulação por custos aceites.</p>	
45.	Custos com a operação e	Quanto aos custos com a operação e manutenção de equipamento	A ERSE regista com agrado a concordância

RT – EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
	manutenção de equipamento produtivos	<p>produtivos, importa referir que a EDA explora 9 centrais termoeléctricas com uma gama de grupos diversificada, adaptados às distintas realidades dos sistemas onde se inserem. As operações de manutenção, quer seja curativa ou preventiva, diferem consoante a respectiva marca e modelo, com durações e custos associados também muito distintos.</p> <p>Embora a EDA desenvolva esforços para homogeneizar os ciclos de manutenções dos seus sistemas electroprodutores, existem diversas variáveis que restringem esses ciclos. Não se tratando de sistemas interligados, os factores de carga e o número de horas de funcionamento dependem estreitamente da procura, do escalonamento dos grupos, bem como do nível da produção renovável. O escalonamento tem como objectivo a procura do óptimo técnico-económico e a satisfação total da procura.</p> <p>Intimamente ligadas ao número de horas de funcionamento e ao desgaste dos equipamentos, as manutenções, embora sejam programadas com base nos escalonamentos previsíveis das máquinas, podem sofrer num ano alterações significativas. A cada período anual, podem existir flutuações consideráveis nos custos das manutenções, dependendo dos programas standard referidos pelo fabricante (horas de funcionamento), a especificidade do(s) grupo(s) a</p>	da EDA relativamente à metodologia a implementar no novo período regulatório.

RT – EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>intervir e o nível de dimensão da manutenção. Se considerarmos a variedade de equipamentos existente nas diversas ilhas, será lógico que os custos das revisões standard sejam também díspares.</p> <p>Numa situação em que num ano n apenas se realizem manutenções assinaláveis em equipamentos de menor dimensão, e pequenas manutenções em equipamentos de maior envergadura, se no ano n+1 ou n-1 a situação for inversa, teremos certamente diferenças significativas ao nível dos custos incorridos. Face ao exposto concordamos com o tratamento diferenciado para as operações de manutenção previstas na presente proposta de revisão do RT, que deve ter subjacente os princípios atrás enunciados.</p>	
46.	Materiais diversos	Os custos com materiais são função das manutenções realizadas em determinado ano, pelo que deve ser assumido como um custo variável.	Os custos com materiais diversos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema estão incluídos na parcela C_{mnt}^{AGS} da fórmula de proveitos permitidos (número 1 do artigo 87.º) sendo a sua aceitação objecto de avaliação anual por parte da ERSE.
47.	CO2 - Limites às quantidades de licenças	A Electricidade dos Açores, S.A. (EDA) está abrangida pelo Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE) e como tal é-lhe aplicável o	A referida questão será tratada em sede de sub-regulamentação.

RT – EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
	de emissão do CO2 na posse do operador no final de cada ano	<p>mecanismo de incentivo à óptima gestão das licenças de emissão previsto no Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico.</p> <p>Através do artigo 12 do Despacho nº 11210/2008, está previsto um limite mínimo para a venda do excesso anual de licenças, o qual é de 70%, não sendo possível ao operador do sector eléctrico manter mais de 30% do excesso anual em carteira.</p> <p>Este mecanismo de gestão das licenças previsto no Regulamento Tarifário foi criado em 2008, atendendo às regras do CELE existentes para o período 2008-2012.</p> <p>Desde o início de 2009 que a EDA tem estado a acompanhar atentamente a preparação das novas regras para o período pós-2012 (2013-2020), estando decidido pela Directiva 2009/29/EC, de 23 de Abril de 2009, que para este novo período não serão atribuídas licenças gratuitas às centrais termoeléctricas. Adicionalmente, na referida Directiva, está igualmente previsto a possibilidade de banking ilimitado para as licenças de emissão, do período 2008-2012, para o próximo período 2013-2020.</p> <p>Face ao exposto e estando as regras previstas para o período pós-2012, claramente alteradas face ao enquadramento legislativo actual</p>	

RT – EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>do CELE, é do nosso entender que o Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico deverá, desde já, contemplar estas alterações.</p> <p>A principal e urgente alteração de aplicação imediata deverá ser a eliminação ou, pelo menos, a redução do limite de 70% imposto para a venda do excesso anual de licenças de emissão. Esta alteração é de extrema relevância numa altura em que já é certo que o total de emissões anual para cada ano do próximo período terá que ser comprado ou via leilão ou via bolsa de carbono, o qual irá representar vários milhões de euros por ano a pesar na tarifa eléctrica.</p> <p>A possibilidade de banking aliada à eliminação ou redução do limite de venda do excesso anual, poderá permitir que os operadores das centrais termoeléctricas mantenham em carteira uma componente interessante do seu excesso de 2011/2012, aliviando um pouco o défice que se fará sentir no próximo período e directamente minimizando o seu impacto na tarifa de electricidade.</p>	
48.	Custos de exploração – Componente fixa e variável / Indutor de custo	<p>Consideramos que deve existir uma relação directa entre os drivers de custo e os recursos consumidos pela actividade de AEEGS. Importa referir que os gastos com pessoal e os custos com sistemas de informação representam uma parcela relevante dos custos da AEEGS, sendo que, no caso dos Gastos com Pessoal, a sua</p>	<p>A definição dos parâmetros de regulação das actividades reguladas da EDA serão objecto de estudo por parte da ERSE, que permita avaliar o peso relativo das componentes fixa e variável para a determinação dos custos de</p>

RT – EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES																														
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE																											
		<p>evolução decorre das progressões nas carreiras e actualização salarial dos respectivos colaboradores. Os sistemas de informação, em certa medida, são função do número de colaboradores.</p> <p>No que diz respeito ao mix percentual entre a componente fixa e componente variável, inerente aos custos de exploração da actividade de AEEGS, consideramos, pela natureza dos custos associados, que deve ser efectuada a seguinte agregação, em função dos custos incorridos em 2009, 2010 e estimados para 20111:</p> <table border="0"> <tr> <td>Componente Variável (Custos "Variáveis")</td> <td>%</td> <td>Indutor de custos</td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> Materiais (Manutenção grupos geradores)</td> <td>16,4%</td> <td> </td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>16,4%</td> <td>Energia produzida</td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td>Componente Fixa (Custos "Fixos")</td> <td>%</td> <td> </td> </tr> <tr> <td> Gastos com Pessoal</td> <td>63,5%</td> <td> </td> </tr> <tr> <td> FSE – Sistemas de Informação / Outros</td> <td>20,1%</td> <td> </td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>83,6%</td> <td> </td> </tr> </table> <p>Assim, consideramos que a componente fixa deverá assumir uma percentagem significativamente superior à componente variável.</p>	Componente Variável (Custos "Variáveis")	%	Indutor de custos				Materiais (Manutenção grupos geradores)	16,4%		Total	16,4%	Energia produzida				Componente Fixa (Custos "Fixos")	%		Gastos com Pessoal	63,5%		FSE – Sistemas de Informação / Outros	20,1%		Total	83,6%		exploração, bem como do indutor de custo a aplicar.
Componente Variável (Custos "Variáveis")	%	Indutor de custos																												
Materiais (Manutenção grupos geradores)	16,4%																													
Total	16,4%	Energia produzida																												
Componente Fixa (Custos "Fixos")	%																													
Gastos com Pessoal	63,5%																													
FSE – Sistemas de Informação / Outros	20,1%																													
Total	83,6%																													

RT – EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
49.	Actividade de Distribuição e Comercialização de Energia Eléctrica	<p>A proposta apresentada merece a concordância da EDA.</p> <p>Importa agora promover a elaboração dos estudos previstos, para as actividades de DEE e CEE, onde se evidencie que, quer o mix entre a componente fixa e a componente variável, quer os indutores de custos, permitirão satisfazer o princípio inerente à regulação por price cap, que consiste em incentivar a EDA a aumentar a eficiência, ao estimular que se gerem ganhos de produtividade, caso ocorra uma evolução de custos inferior àqueles que resultam da aplicação do normativo constante da proposta de revisão do RT, sendo permitido à empresa reter parte dos ganhos, mantendo necessariamente o fornecimento do serviço com a qualidade adequada e exigida. Caso contrário, ocorrerá decerto a imposição de níveis de eficiência inatingíveis, não existindo portanto nenhum incentivo real que se possa traduzir em ganhos de produtividade para a empresa.</p> <p>Relativamente aos estudos de Benchmarking, consideramos que a sua realização deve ser efectuada atendendo à dimensão e especificidades de cada ilha, propondo-se que o mesmo seja efectuado de acordo com a seguinte agregação: Ilhas com energia anual emitida ≥ 200 GWh, Ilhas com energia anual emitida > 10 GWh e < 200 GWh, Ilhas com energia anual emitida ≤ 10 GWh</p>	<p>A definição dos parâmetros de regulação das actividades reguladas da EDA serão objecto de estudo por parte da ERSE, que permita avaliar o peso relativo das componentes fixa e variável para a determinação dos custos de exploração a aceitar em cada ano, bem como dos indutores de custo a aplicar.</p> <p>Para a realização dos estudos previstos, a ERSE terá em consideração as especificidades em que a EDA desenvolve a sua actividade, bem como os acréscimos de custos decorrentes de exigências de regulação.</p>

RT – EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>Consideramos ainda que seria desejável que as empresas fossem envolvidas na realização dos estudos de Benchmarking.</p> <p>Salienta-se que os custos com os Sistemas de Informação têm vindo a ser incrementados em função das necessidades de tratamento de dados decorrentes da regulamentação emitida pela ERSE, factor que deve ser considerado no âmbito da determinação dos parâmetros para o próximo período regulatório.</p>	
50.	Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	<p>Consideramos relevante salientar que, face à localização geográfica da RAA e à reduzida área de cada ilha, a região está exposta a intensidades de ventos e salinidade consideráveis, o que se traduz na necessidade de realização de inspecções e intervenções com ciclos mais curtos, relativamente a outras empresas.</p> <p>Com base no histórico recente, os gastos com a actividade de manutenção situam-se na ordem dos 2 milhões de euros, sendo despendidos anualmente nas ilhas de S. Miguel e Terceira, respectivamente, cerca de 40% e 20% daquele valor e os restantes 40% são divididos pelas restantes ilhas. Os montantes em causa não são suficientemente aliciantes para cativar os empreiteiros a permanecerem em todas as ilhas a tempo inteiro, podendo daí inferir-</p>	<p>A definição das componentes fixa e variável dos custos de exploração da EDA, bem como do indutor de custos para a determinação dos custos de exploração da Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, serão objecto de estudo por parte da ERSE. As considerações apontadas pela EDA serão ponderadas nas decisões a tomar.</p>

RT – EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>se a dificuldade em conseguir preços mais competitivos. Devido à impossibilidade de oferecermos aos empreiteiros uma carteira de trabalhos mais alargada e duradoura, estes não se têm dotado dos meios materiais, como geradores móveis, por exemplo, nem de colaboradores habilitados para a execução de trabalhos em TET. Assim, nos casos onde os tempos de interrupção tenham de ser reduzidos, ou nulos, ou por razões regulamentares as indisponibilidades tenham de ocorrer ao domingo, a presença das nossas equipas é imprescindível. Essa presença nos trabalhos imprevistos e quando acontecem fora do horário normal tem como consequência sobrecustos na realização de trabalho extraordinário. Isto significa que a imposição de factores de eficiência ao desempenho de uma actividade crucial da DEE, como a manutenção das linhas AT, MT e BT, Subestações e Postos de Transformação, fortemente condicionada, quer por factores atmosféricos, quer pela disponibilidade de empreiteiros, sobretudo nas ilhas mais pequenas, deve ser objecto de uma análise aprofundada, por forma a evitar o estabelecimento de parâmetros de regulação sem qualquer significado em termos de metas de eficiência atingíveis pela EDA.</p>	

RT – EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
51.	Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	<p>A Electricidade dos Açores, S.A. produz, distribui e comercializa energia eléctrica na RAA, que é composta por nove ilhas dispersas por mais de 600 km, sem qualquer ligação eléctrica entre si. No âmbito da Comercialização de Energia Eléctrica, a EDA possui 19 lojas e centros de energia, integradas em 18 dos 19 Concelhos existentes nesta Região. Para além de instalações próprias, a EDA tem protocolos estabelecidos com Agentes (Comerciantes e redes RIAC2), de modo a alargar a rede de postos disponíveis para os seus clientes, com vista ao pagamento de facturas.</p> <p>Orientada numa lógica de controlo de custos, a Actividade Comercial tem adoptado uma estratégia de maximização dos recursos, ao nível de desempenho e de produtividade, procurando tirar o máximo partido dos regulamentos por que se rege. No entanto, a dispersão geográfica e a insularidade restringem esta optimização, assistindo-se a situações extremas no que respeita, por exemplo, aos rácios consumidores/n.º de atendedores e consumidores/agentes. Estes valores oscilam entre 258 clientes por atendedor e por agente (uma loja com um atendedor e um agente) na ilha do Corvo e cerca de 6 mil clientes por atendedor e 4 mil consumidores por agente no Concelho de Ribeira Grande (uma loja com dois atendedores e 3 agentes).</p>	<p>A definição das componentes fixa e variável dos custos de exploração da EDA, bem como do indutor de custos para a determinação dos custos de exploração da Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, serão objecto de estudo por parte da ERSE. As considerações apontadas pela EDA serão ponderadas nas decisões a tomar.</p>

RT – EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>Neste contexto, os principais processos que sustentam a Comercialização de Energia Eléctrica nos Açores situam-se ao nível das “Actividades Orientadas para o Cliente”, que representam a maioria dos custos de exploração da CEE (custos controláveis e não controláveis - excluem-se Custos Financeiros e Extraordinários). Outra componente importante prende-se com as “Actividades de Suporte”.</p> <p>O artigo 86.º B da proposta de revisão do RT, apresentada pela ERSE, prevê que “No início de cada período de regulação, é definido o nível de referência dos custos de exploração por indutor e por natureza, para os níveis de tensão MT e BT.”</p> <p>Consideramos que a análise dos custos de exploração por indutor e por natureza, deve ser efectuado em função dos dois principais agregados de custos, FSE e Gastos com pessoal.</p> <p>(...)</p> <p>Consideramos, também, relevante que:</p> <ul style="list-style-type: none"> - sejam definidos os conceitos de custos de comercialização aderentes e não aderente aos custos de referência do continente; 	

RT – EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		- os indutores de custos previstos no Artigo 86.ºB do Regulamento Tarifário, sejam construídos tendo por base os agregados de custos anteriormente referenciados e com a envolvimento das empresas reguladas.	
52.	Mecanismo de convergência das Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	<p>Parece-nos que aquando da fixação das tarifas para determinado ano, a ERSE tem disponível a informação sobre os preços médios (Despacho 18 637/2010) do primeiro semestre do ano anterior ao das tarifas a publicar. Isto quer dizer que o processo de convergência terá como input dados históricos, que serão “ajustados” em função das variações esperadas para as tarifas de acesso às redes e das variações esperadas dos preços de energia nos mercados grossistas. Consideramos fundamental que no final de cada semestre se efectue a análise da evolução da convergência tarifária entre as TVCF da RAA e as tarifas em Portugal continental. Esta análise, poderá também vir a constituir mais um input no processo de fixação das tarifas para o ano seguinte, já que poderá evidenciar procedimentos que, eventualmente, necessitem de ser melhorados, constituindo ainda uma etapa fundamental, para a prossecução do principio consagrado no DL 69/2002, quando se refere que: “O fornecimento de energia eléctrica é um serviço público essencial devendo ser assegurado à generalidade dos consumidores nacionais em</p>	<p>A ERSE considera positiva a sugestão da EDA para no final de cada semestre efectuar a análise da evolução da convergência tarifária entre as TVCF da RAA e as tarifas em Portugal continental. Os resultados do exercício de monitorização dos preços realizado pela ERSE, com base na informação recebida trimestralmente dos comercializadores, serão tidos em conta para avaliar a evolução da convergência tarifária entre as TVCF das Regiões Autónomas e os preços praticados em Portugal continental. Adicionalmente, esses resultados vão também orientar eventuais melhoramentos a realizar na metodologia de cálculo do referencial de convergência.</p>

RT – EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		condições de igualdade.	Por último, salienta-se que o cálculo do referencial será realizado e justificado no processo de fixação das tarifas de energia eléctrica, sendo submetido a consulta do Conselho Tarifário.
53.	Consideração de custos nas Regiões Autónomas	<p>“Uma componente fundamental na prestação deste serviço público, o tarifário, não é independente do local de residência dos consumidores. Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira o custo inerente à disponibilização da electricidade é consideravelmente superior ao do continente donde resulta uma clara penalização para os cidadãos e agentes económicos residentes naquelas Regiões.</p> <p>Importa, pois, dentro do actual quadro jurídico-constitucional adoptar as soluções conducentes à uniformização do tarifário, desejavelmente a partir de 1 de Janeiro de 2003, salvaguardando a energia eléctrica de produção local que, por imperativo constitucional, continuará a ter um tratamento autónomo à semelhança, aliás, do que acontece no continente.”.</p>	A ERSE considera que os custos de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica são estruturalmente diferentes nas Regiões Autónomas e no Continente. No entanto, algumas das rubricas de custos associados aos processos de comercialização (emissão de facturas, cobrança bancária, etc) não dependem da localização geográfica.
54.	Definição Comum de BTE	Concordamos com a referida uniformização.	A ERSE concorda que a criação e a

RT – EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
	e BTN em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas	<p>Importa, contudo, salientar, relativamente às regras transitórias para efeitos de facturação, até à adequação dos equipamentos de medida, que no documento justificativo, do Regulamento Tarifário (pág 15), refere-se: “De acordo com o artigo 127.º do Regulamento de Relações Comerciais, os respectivos operadores de redes de distribuição devem submeter à aprovação da ERSE, no prazo máximo de 30 dias, um programa das intervenções a realizar para substituição dos equipamentos de medição. Até à conclusão da aplicação do referido programa são aplicadas, em regime transitório, as regras de facturação actuais.”</p> <p>Por outro lado, o art.º 127 (novo 143) do regulamento das Relações Comerciais, refere, no ponto 3, que: “Até à conclusão da aplicação do programa referido no número anterior são aplicadas as regras de facturação transitórias aprovadas pela ERSE, destinadas a salvaguardar os interesses económicos dos consumidores, enquanto se verificar a inadequação dos equipamentos de medição”.</p> <p>Importa, assim, clarificar o procedimento a adoptar.</p> <p>Consideramos que a criação e a consequente implementação de regras transitórias é um cenário que se afigura complicado. As</p>	<p>implementação de regras transitórias é algo complexa, dadas as diferenças existentes em termos de regras de facturação entre a BTN e a BTE.</p> <p>Assim, foi incluída no RT uma disposição transitória que esclarece que durante 2012 a ERSE continuará a publicar as tarifas para os escalões de potência actualmente em vigor, podendo continuar a ser aplicadas aos clientes em questão, até que o seu equipamento de medição seja alterado.</p> <p>A EDA terá assim o ano de 2012 para proceder à alteração dos equipamentos de medição nos clientes visados.</p>

RT – EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>diferenças existentes em termos de regras de facturação entre a BTN e a BTE tornam a definição e correspondente implementação de regras transitórias algo complexo e com custos de implementação significativos.</p> <p>A solução ideal passaria por alterar o disposto no art.º 127 (novo 143) do RRC, prevendo-se, para a situação em análise, que, durante o período de adequação dos equipamentos, se mantivessem as regras de facturação actuais.</p> <p>Refira-se que, em Dezembro 2010, existiam 301 clientes com contrato BTN e potência contratada superior a 41,4 KVA.</p>	
55.	Nova Opção Tarifária BTN ≥ 20,7 kVA com registo de máxima potência contratada	<p>Parece-nos que a referida tarifa (BTN Tetra Horária de 20,7 a 41,4 kVA) é criada tendo em consideração os clientes BTE com potências contratadas de 20,7 a 41,4 da RAA, por forma a que estes continuem a usufruir da possibilidade de gerirem, com a maior racionalidade possível, os seus consumos.</p> <p>Atendendo ao reduzido universo dos clientes em causa, consideramos que não se justifica a adopção desta medida. Consideramos que estes clientes deveriam ser sensibilizados para as novas alterações tarifárias, com a opção de se manterem na BTE</p>	Considerando os comentários recebidos, a ERSE não irá proceder à introdução da nova opção tarifária BTN ≥ 20,7 kVA com registo da máxima potência contratada.

RT – EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		com os respectivos aumentos de Potência Contratada ou aderir à BTN. Nesta acção de sensibilização, a EDA deveria proceder à apresentação de simulações individuais, com o objectivo de que o cliente venha a dispor duma estimativa comparativa entre as duas opções e daí possa escolher a mais favorável.	
56.	Ciclo semanal na RAA	Na presente proposta de revisão do Regulamento Tarifário não se encontra prevista a aplicação do ciclo semanal na RAA, facto que consideramos deverá ser equacionado pela ERSE, com o objectivo de que os consumidores da região disponham das mesmas opções tarifárias face às existentes no continente.	A adequação dos períodos horários tem sido sempre uma das preocupações da ERSE, tendo ao longo dos anos desenvolvido estudos sobre a localização dos períodos horários. Assim, apesar da ERSE concordar com a criação de um ciclo semanal, considera que a introdução do mesmo deve ser precedida de estudos sobre a duração e a localização dos períodos horários, solicitando-se aos operadores de rede das Regiões Autónomas informação histórica sobre os diagramas de carga.

RT – EDP COMERCIAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
57.	Tarifas de Acesso às Redes – adopção de tarifas do tipo Critical Peak Pricing (CPP)	<p>Sem prejuízo da necessária reflexão que será necessário efectuar e dos desenvolvimentos futuros, comenta-se desde já a indicação constante do "documento justificativo" que aponta no sentido do ORD ou ORT poderem notificar consumidores através de e-mail, sms ou telefone. No âmbito do actual quadro regulamentar (RRC), o relacionamento comercial com os clientes é assegurado pelo comercializador, exceptuando matérias relativas a ligações às redes, avarias e leitura dos equipamentos de medição, que podem ser tratadas directamente com o operador da rede. Sendo este um tema associado a medidas de DSM (Demand Side Management), questiona-se se este assunto deve ser enquadrado no âmbito dos temas previstos no relacionamento entre o cliente e os operadores de redes.</p>	<p>O objectivo de levar a discussão pública a introdução de tarifas dinâmicas ao nível das tarifas de Acesso às Redes, foi solicitar a participação dos operadores de redes na realização de estudos sobre esta temática, tendo sido introduzida esta disposição no Regulamento Tarifário.</p> <p>Considera-se importante aperfeiçoar as tarifas de Acesso às Redes, introduzindo o conceito de tarifas dinâmicas. Contudo, a ERSE também partilha da opinião dos agentes na medida em que defende que a introdução e o desenho deste tipo de opção tarifária está dependente de estudos a realizar. Esses estudos irão debruçar-se sobre vários aspectos, entre eles alguns que dizem respeito à forma de relacionamento entre os operadores de rede e os clientes.</p> <p>A eventual introdução deste tipo de tarifas ocorrerá só no próximo período regulatório,</p>

RT – EDP COMERCIAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			após a realização dos referidos estudos.
58.	Referencial de convergência das TVCF em MT e BTE nas RA para as tarifas de Portugal continental	<p>A ERSE propõe que o referencial de preços para o qual devem convergir as TVCF de MT e BTE nas Regiões Autónomas seja determinado tendo em conta:</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) os resultados da monitorização dos preços de electricidade praticados no mercado, no âmbito da obrigação imposta regulamentarmente a todos os comercializadores de reportarem trimestralmente os preços históricos praticados; (ii) as variações das tarifas de acesso às redes; e (iii) as variações dos preços de energia nos mercados grossistas. <p>Importará primeiramente dar nota que, atentos os compromissos do Estado Português relativos à extinção de tarifas reguladas até 1 de Janeiro de 2013, poderá ser necessário estender as regras de referencial de convergência que vierem a ser adoptadas também à BTN.</p> <p>Relativamente à alteração do referencial, considera-se que, no pressuposto que se pretende manter o princípio da uniformidade tarifária em todo o território nacional, pode ser de facto adequado</p>	<p>No Regulamento Tarifário define-se o referencial de convergência como função dos resultados da monitorização dos preços praticados no mercado e também das variações das tarifas de Acesso às Redes e das variações previstas para os preços de energia. Pretende-se prever os preços praticados em Portugal continental, para o ano seguinte, em MT e BTE. Neste sentido, a ERSE irá ter em consideração a informação mais actual disponível.</p> <p>Adicionalmente, salienta-se que o cálculo do referencial será realizado e justificado no processo de fixação das tarifas de energia eléctrica, podendo então ser validado.</p> <p>No que se refere à extinção das tarifas em BTN a ERSE aguarda a publicação de legislação para poder adaptar os regulamentos em conformidade.</p>

RT – EDP COMERCIAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		considerar os preços históricos praticados reportados pelos comercializadores livres como referencial para a convergência pretendida. No entanto, sugerimos que este referencial de preços praticados, uma vez que se reporta ao passado, seja devidamente ajustado em função das melhores expectativas de evolução do mercado grossista e das tarifas de acesso às redes.	
59.	Mecanismo de convergência das TVCF para tarifas aditivas	<p>Importará notar que, atentos os compromissos do Estado Português relativos à extinção de tarifas reguladas até 1 de Janeiro de 2013, este mecanismo de convergência poderá não ter uma aplicação suficientemente alargada no tempo que permita uma convergência suave para tarifas aditivas e para o próprio regime de mercado.</p> <p>Há, no entanto, que garantir que os procedimentos a adoptar e a escolha de parâmetros diferenciados que é referida na proposta regulamentar não vem prejudicar a dinamização do mercado livre.</p>	<p>O mecanismo de convergência para tarifas aditivas agora aprovado permite definir variações tarifárias máximas por preço de cada opção tarifária. A definição de limites máximos às variações tarifárias por preço de cada opção aumenta a flexibilidade na operacionalização do mecanismo de convergência, permitindo uma convergência mais rápida ao nível dos preços das TVCF para as tarifas aditivas, ou seja, para os preços de mercado previstos.</p> <p>A imposição de limites às variações máximas será realizada por forma a preparar a extinção das TVCF, antecipando parte dos impactes que irão ocorrer e, ao mesmo tempo, tentará</p>

RT – EDP COMERCIAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			proteger os clientes de impactes tarifários anuais significativos. Esta tem sido a prática sempre seguida pela ERSE no processo fixação de tarifas, publicando sempre no documento “Estrutura Tarifária do Sector Eléctrico” informação detalhada sobre os impactes, para cada opção tarifária, resultantes da aplicação do mecanismo de convergência.

RT – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
60.	Efeito da Metodologia Actual de Price Cap no Nível de Investimento	<p>1. A ilustração do efeito teórico de que se a empresa estiver a incumprir “na meta de redução do Opex existe a hipótese da mesma diminuir o nível de investimento dispendido, de modo a que o nível de proveitos permitidos estabelecido pela ERSE não se altere” (figura 3-12) é falaciosa e claramente não sustentada. Não existe demonstração de uma relação de causa e efeito, sendo que a evolução dos investimentos tem um conjunto de drivers muito maior do que o grau de cumprimento das metas de Opex. Aliás, a prossecução do comportamento estratégico que é invocado nesta secção do documento justificativo poderia trazer consequências muito mais nefastas para a empresa de distribuição.</p> <p>Ainda neste tema, observando conjugadamente as figuras 3-11 e 3-12, verifica-se que o afastamento da remuneração real face à prevista está associado a um patamar de investimentos superior, demonstrando claramente que o comportamento que a ERSE invoca não foi seguido. Acresce ainda que as rentabilidades poderão não estar relacionadas com o investimento, como se pode concluir da análise do ano de 2008 onde a rentabilidade foi o reflexo de custos não controláveis.</p>	Os exemplos apresentados pela ERSE apenas procuram ilustrar graficamente os potenciais efeitos decorrentes da manutenção a médio ou longo prazo da aplicação da metodologia do tipo <i>Price Cap</i> conjuntamente para o CAPEX e o OPEX. Apesar de não constituírem uma regra, alguns dos efeitos referidos são conhecidos, tendo-se verificado noutros países, designadamente no Reino Unido.
61.	Comparação Internacional e	<p>2. A comparação efectuada pela ERSE relativa à qualidade de serviço em Portugal e Espanha (figura 3-23 – evolução do TIEPI em</p>	A ERSE tem utilizado ao longo do tempo a comparação internacional como ferramenta

RT – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
	Qualidade de Serviço	<p>Portugal e Espanha entre 2003 e 2010) é metodologicamente incorrecta e pode induzir em erro.</p> <p>Com efeito, na figura 3-23 comparam-se realidades totalmente distintas quer a nível técnico/operacional, quer a nível regulamentar e, portanto, são elementos cuja comparação não pode ser realizada sob pena de se produzirem afirmações sem sustentação estatística.</p> <p>A título de exemplo, é sabido que as redes portuguesa e espanhola apresentam características de implantação geográfica totalmente distintas, seja pelo facto da rede nacional ter uma capilaridade bastante superior, seja por a rede espanhola servir conglomerados populacionais de maior dimensão podendo concentrar os seus esforços de melhoria do TIEPI.</p> <p>Outra distinção entre Portugal e Espanha, são as regras existentes para definir o que é um evento excepcional. Com efeito, em Espanha, a definição de evento excepcional permite uma abrangência temporal superior à vigente em Portugal, deduzindo esse tempo ao TIEPI e enviesando o indicador que não traduz a realidade subjacente.</p>	<p>essencial do exercício da regulação.</p> <p>Na elaboração das comparações internacionais participam elementos de vários países, bem como especialistas internacionais, e apesar das dificuldades de comparação directa dos valores dos vários países, a conclusão é que as redes de Portugal apresentam um nível de qualidade inferior à generalidade das redes europeias.</p> <p>Os números apresentados (Portugal e Espanha) consideram em ambos os casos apenas as interrupções acidentais da responsabilidade do próprio operador da rede.</p> <p>As situações de casos fortuitos ou de força maior em Espanha obedecem a uma regulação mais apertada, sendo o seu reconhecimento efectuado por uma entidade administrativa regional ou nacional.</p>
62.	Tarifas de Acesso às	Esta proposta poderá ser encarada como o reconhecimento de alguns	O objectivo de levar a discussão pública a

RT – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
	Redes – adopção de tarifas do tipo Critical Peak Pricing (CPP)	<p>dos benefícios que a introdução das Smart Grids em Portugal irá trazer.</p> <p>Considera-se que as reflexões que a ERSE despoleta, solicitando uma proposta conjunta do ORD e ORT, são extremamente úteis no sentido de vir a integrar os seus resultados no âmbito da implementação de Smart Grids em Portugal.</p> <p>Apesar de se considerar que a eventual opção de CPP pode trazer algumas vantagens teóricas a nível da gestão do sistema eléctrico, importa verificar se também do ponto de vista prático essa adopção se traduz efectivamente num mecanismo eficaz. Com efeito, do ponto de vista tecnológico existe evolução significativa que poderá ser um facilitador de iniciativas deste género, mas importará garantir a sua maturidade e roll-out significativo para que os benefícios que se pretende atingir possam assumir uma dimensão relevante.</p> <p>Considera-se à partida ser de evitar iniciativas imediatistas que possam vir a ser adoptadas sem uma análise custo-benefício, caso sejam necessários equipamentos ou desenvolvimentos de sistemas informáticos significativos e sem garantias da compatibilidade com a integração nas Smart Grids. Assim, sugere-se que deverá existir uma evolução, mas que esta deverá ser prudente. Aliás, a referência efectuada pela ERSE ao exemplo espanhol é importante e relevante,</p>	<p>introdução de tarifas dinâmicas ao nível das tarifas de Acesso às Redes, foi solicitar a participação dos operadores de redes na realização de estudos sobre esta temática, tendo sido introduzida esta disposição no Regulamento Tarifário.</p> <p>Considera-se importante aperfeiçoar as tarifas de Acesso às Redes, introduzindo o conceito de tarifas dinâmicas. Contudo, a ERSE também partilha da opinião dos agentes na medida em que defende que a introdução e o desenho deste tipo de opção tarifária está dependente de estudos a realizar. Mediante os resultados destes estudos será ponderada a introdução de tarifas dinâmicas no próximo período regulatório.</p>

RT – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		pois as iniciativas de CPP referidas no documento justificativo não representam na realidade uma revolução do paradigma das tarifas de acesso, mas sim uma evolução gradual que deverá ser prudente.	
63.	Nova opção tarifária BTN ≥ 20,7 kVA, com registo da potência máxima contratada	<p>No âmbito da harmonização do conceito de BTE e BTN entre as regiões autónomas e Portugal continental a ERSE propõe para este último território a criação de uma opção tarifária BTN ≥ 20,7 kVA, com registo da máxima potência contratada, da energia activa em quatro períodos horários e da energia reactiva indutiva e capacitiva.</p> <p>Importará avaliar esta proposta a dois níveis:</p> <p>i. Custos com equipamento necessário ao exercício da opção tarifária</p> <p>A criação da nova opção tarifária poderá obrigar à instalação de cerca de 250.000 novos equipamentos de contagem, visto que os actualmente instalados em clientes BTN ≥ 20,7 kVA não estão preparados ou capacitados para prestarem o serviço pretendido.</p> <p>Aos custos de equipamentos novos (que de acordo com a interpretação da ERSE relativa à Lei n.º 12/2008 não são reconhecidos na base de activos regulados) e de mão-de-obra necessária a essa instalação (que poderá atingir valores da ordem do 15 milhões de</p>	<p>Considerando os comentários recebidos, a ERSE não irá proceder à introdução da nova opção tarifária BTN ≥ 20,7 kVA com registo da máxima potência contratada.</p> <p>Salienta-se no entanto que, de acordo com o documento justificativo da proposta apresentada, esta opção também se aplicaria às tarifas de acesso: “Esta proposta tem naturalmente incidência quer nas tarifas de último recurso, quer nas tarifas de Acesso às Redes, ambas para BTN ≥ 20,7 kVA. Com esta proposta, ao nível das tarifas de Acesso às Redes, permite-se a oferta de uma maior diversidade de soluções tarifárias pelos comercializadores no mercado aos seus clientes em Portugal continental.”</p>

RT – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>euros), acrescem os custos decorrentes da eliminação provável dos contadores existentes e das imprescindíveis alterações aos sistemas de cálculo e facturação.</p> <p>ii. Extinção anunciada das tarifas até 1 de Janeiro de 2013</p> <p>Conforme já foi expresso, o Estado Português assumiu o compromisso de extinguir as tarifas reguladas até 1 de Janeiro de 2013. Este compromisso despoleta claramente a necessidade de revisão da oportunidade desta proposta. Será efectivamente vantajoso criar esta nova opção tarifária, podendo ela estar vigente apenas por um ou dois anos, e acarretar custos elevados, designadamente a nível de sistemas?</p> <p>Atento o exposto, considera-se não ser oportuna a introdução da opção tarifária em causa. Tal resultaria numa convergência entre Portugal continental e as regiões autónomas que, para além de ser temporária e de necessidade não evidente, imputaria custos bastante relevantes e muito provavelmente não recuperáveis pela EDP Distribuição, considerando-se ainda que não deverá ser papel do ORD o financiamento da convergência em questão.</p>	
64.	Melhoria da metodologia	Considera-se que a proposta apresentada pela ERSE no sentido de	A definição do custo de capital será efectuada

RT – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
	<p>de aplicação do Price Cap: tratamento diferenciado do Opex e Capex</p>	<p>diferenciar o tratamento do Opex e do Capex é uma alteração relevante, embora a EDP Distribuição não se reveja em alguns dos argumentos apresentados no documento justificativo, designadamente no que concerne à afirmação de que caso a empresa falhe o objectivo de eficiência do OPEX, esta poderá ser tentada a sacrificar Capex no sentido de não ter custos acima dos proveitos pré-estabelecidos.</p> <p>Não obstante se efectuar uma apreciação globalmente positiva da metodologia teórica subjacente à alteração proposta, é evidente que a sua adequação terá que ser confirmada no seu desenvolvimento e na sua aplicação concreta.</p> <p>Neste âmbito, um tema que causa grande apreensão à EDP Distribuição diz respeito à afirmação realizada na página 46 do “documento justificativo” e com a qual não se pode de todo concordar. Afirma o referido texto:</p> <p>“[...] Outra vantagem desta metodologia prende-se com a uniformização do tratamento das actividades de redes, no que diz respeito ao risco considerado no cálculo do WACC, designadamente com a taxa aplicada à actividade de transporte de energia eléctrica”.</p> <p>Podendo reconhecer-se que, com a proposta da ERSE, o risco</p>	<p>em sede de definição de parâmetros para o período regulatório 2012-2014 e consistirá, tal como nos restantes períodos regulatórios, na avaliação do custo de oportunidade do capital das actividades reguladas. Nesse exercício, serão consideradas as características das actividades, bem como o seu enquadramento. O tipo de regulação aplicada às actividades reguladas tem impacte no risco sistemático da empresa, devendo por isso ser considerado aquando da definição do custo de capital da actividade.</p>

RT – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>regulatório da actividade de distribuição será impactado, este continua a ser significativamente distinto da actividade de transporte, uma vez que à actividade de distribuição não se aplica o modelo de preços de referência e tem incentivos de eficiência sobre uma base de custos bastante mais alargada. Por outro lado, a remuneração da distribuição é impactada por indutores de custo com uma evolução dependente de factores exógenos às decisões da empresa (por exemplo, consumo ou clientes) e portanto não controláveis por esta. Este facto aumenta claramente o risco do seu proveito face ao risco de proveito da actividade de transporte, que está imune a estas variações pois os seus indutores são físicos, endógenos e controláveis pela empresa em causa. Por último, a actividade de distribuição tem vindo a ser substancialmente afectada pela Lei n.º 12/2008, que, segundo a interpretação da ERSE, não considera a amortização e a remuneração do investimento em contadores, ao contrário do que se passa na actividade de transporte.</p> <p>Quanto ao risco operacional, este é consideravelmente superior na actividade de distribuição, na medida em que as redes de distribuição e transporte continuam a ter características muito distintas, designadamente a nível de presença geográfica, capilaridade, volatilidade dos custos de operação e manutenção, e também na</p>	

RT – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>exposição a factores ambientais.</p> <p>Assim, embora as alterações ao modelo de remuneração da EDP Distribuição possam resultar numa redução da volatilidade dos proveitos permitidos, o risco da actividade de distribuição continua a ser superior ao da actividade de transporte de energia eléctrica justificando-se a consideração de um WACC superior para a primeira.</p>	
65.	Melhoria da Metodologia de Aplicação do Price Cap: tratamento do investimento em excesso	<p>Ainda relativamente a este tema, importará efectuar uma menção à proposta de remunerar “investimento em excesso, acima de um determinado nível” a uma taxa de remuneração inferior à do restante activo. Esta é uma proposta cujo impacto apenas se pode aferir após a concretização dos respectivos parâmetros.</p> <p>De um ponto de vista de clarificação desta proposta de regulamentação do investimento em excesso, importaria precisar claramente que o investimento considerado para efeitos da determinação da ocorrência de excesso, deve ser o investimento realmente efectuado e não o que entrou em exploração. Com efeito, do ponto de vista das operações, a data de entrada em exploração do investimento é menos controlável e está naturalmente dependente de uma série de factores externos que a EDP Distribuição não pode controlar.</p>	Os investimentos considerados para efeitos de integração nos activos sujeitos a remuneração seguem as regras aplicadas pela ERSE e conhecidas das empresas reguladas. A definição da taxa a aplicar em caso de verificação de investimento em excesso será efectuada em sede de definição dos parâmetros para 2012-2014, no quadro da garantia do equilíbrio económico-financeiro das empresas.

RT – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>Sem prejuízo do disposto no n.º 6A do artigo 82.º da proposta de RT, seria útil também apresentar exemplos que se possam enquadrar no âmbito das situações excepcionais aí mencionadas por forma a reduzir a incerteza regulatória.</p> <p>A título ilustrativo, poderiam ser mencionados factores como o crescimento da procura ou a ocorrência de catástrofes que possam exigir investimentos adicionais aos previstos e propostos.</p> <p>Assim, considera-se que a aferição das propostas efectuadas no âmbito do tratamento diferenciado do Capex e Opex apenas poderá ser realizada com rigor e na sua plenitude aquando da definição dos parâmetros regulamentares, sendo que deverá continuar a existir um diferencial significativo no risco considerado no cálculo do WACC da actividade de distribuição e de transporte.</p> <p>Considera-se também que poderá haver vantagem em reflectir sobre a conveniência e utilidade de impor regras que, à partida e pelo histórico, aparentemente não serão aplicáveis, designadamente a relativa ao investimento “excedentário”. Se a ERSE entender que deverá manter o princípio subjacente à regra, importará então revê-la e clarificá-la por forma a tornar a sua operacionalização possível e reduzir a incerteza</p>	

RT – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		regulatória.	
66.	Consolidação regulamentar da metodologia de fixação do WACC	<p>A ERSE tem vindo a adoptar desde o período regulatório 2009-2011 uma metodologia de fixação do WACC que consiste na sua indexação à taxa das Obrigações do Tesouro a 10 anos acrescida de um spread. A adopção desta metodologia baseou-se, segundo a ERSE, no facto de assim se conseguir uma “menor exposição do custo de capital à incerteza que caracteriza a evolução das taxas de juro de mercado, que permite “imunizar” perdas desnecessárias para os consumidores”. No entanto, esta actuação não encontra ainda suporte na regulamentação em vigor, designadamente no Regulamento Tarifário.</p> <p>Seria conveniente que esta metodologia fosse consolidada a nível regulamentar, plasmando o que tem sido a prática. Tal traria benefícios a nível da transparência e previsibilidade cuja importância é crescente no actual contexto em que os mercados financeiros valorizam a mitigação da incerteza e atribuem-lhe valores relevantes.</p>	<p>Tal como para os restantes parâmetros dos proveitos, a ERSE não define no Regulamento Tarifário a fórmula de cálculo do custo de capital.</p> <p>Os parâmetros regulatórios são definidos para os períodos regulatórios, tendo em conta as metodologias mais adequadas face à informação disponível no sentido de promover a eficiência económica, garantindo o equilíbrio económico-financeiro das empresas.</p> <p>No caso particular do custo de capital, no anterior período regulatório considerou-se que a remuneração das Obrigações de Tesouro a 10 anos reflectiam a taxa de juro de um activo financeiro sem risco. Para o próximo período regulatório, e tal como é prática da ERSE, os pressupostos subjacentes à taxa de juro sem risco, bem como as restantes componentes do custo de capital serão revistos.</p>

RT – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			Aceita-se, contudo, a inclusão no RT do princípio da indexação da taxa de juro sem risco, componente do WACC, à base que se considere mais adequada em cada período regulatório.
67.	Melhoria da metodologia de aplicação do Price Cap: Inovação nas Redes	<p>A diferenciação que a ERSE se propõe efectuar do investimento inovador a nível da respectiva remuneração é naturalmente induzida pelo facto de o pioneirismo que as empresas reguladas assumem, não apenas em benefício próprio mas de todo o sector eléctrico (designadamente dos consumidores, produtores e da eficiência energética), poder implicar níveis de risco tecnológico ou operacional superior.</p> <p>Naturalmente, e não obstante os princípios assumidos serem partilhados pela EDP Distribuição, este novo modelo apenas poderá ser aferido aquando da sua implementação e da definição concreta dos parâmetros que lhe estão associados. Com efeito, uma definição desequilibrada dos parâmetros – que se espera não venha a acontecer – poderia até resultar num retrocesso face à actual situação.</p> <p>Na proposta de revisão regulamentar, é referido que o ORD deverá</p>	<p>O modelo proposto pela ERSE visa promover o desenvolvimento de redes inteligentes de forma sustentada, com partilha de custos e benefícios entre empresas reguladas e consumidores.</p> <p>A justificação dos valores a atribuir aos parâmetros associados a esta metodologia, será divulgada na fase de cálculo de parâmetros para o próximo período regulatório.</p> <p>Contudo, para a aplicação desta metodologia reforça-se o seguinte:</p> <p>- O ORD terá necessariamente que apresentar as propostas de investimentos com carácter</p>

RT – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>apresentar propostas de investimentos com carácter inovador acompanhadas da estimativa do potencial de redução dos custos operacionais, justificada com base nas melhorias e alterações introduzidas nos processos operacionais e na afectação de recursos.</p> <p>Por um lado, a remuneração do activo associado a investimentos inovadores deverá ser maior, do que o das restantes, mas por outro lado, a meta de eficiência exigida a aplicar ao Opex também deverá ser maior.</p> <p>A respeito desta proposta é necessário ponderar devidamente os efeitos de eficiência (por vezes difusos e subjectivos) que se espera conseguir uma vez que a tecnologia está na sua infância e os benefícios podem apenas sentir-se a prazo e não necessariamente a nível do ORD, como é sabido.</p> <p>Assim, importará não assumir uma postura extremamente ambiciosa a nível das exigências de eficiência ou poderá acabar-se por provocar os desequilíbrios já mencionados.</p> <p>Num outro âmbito – o de reporte da informação relativa a este aspecto - é exigida a apresentação de contas separadas e devidamente auditadas para os investimentos de carácter inovador e também uma</p>	<p>inovador acompanhadas da estimativa do potencial de redução dos custos operacionais e o horizonte temporal em que se prevê que venham a ocorrer, justificação da decisão de investir baseada nas melhorias e alterações previstas nos processos operacionais e na afectação de recursos.</p> <p>- A infância das tecnologias e o risco tecnológico a elas associadas, justificam a aplicação de uma taxa de remuneração diferenciada para este tipo de investimentos. Eventuais benefícios directos para os consumidores que possam advir de novas funcionalidades introduzidas por estas tecnologias (e.g. redução da factura energética por via da eficiência energética, por via de opções tarifárias optimizadas, por via de decisão de consumo baseada em sinal preço), devem também ser elencadas e quantificadas pelo ORD.</p>

RT – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>referência à maturidade das novas tecnologias.</p> <p>Sem prejuízo de se compreender a necessidade da ERSE em obter esta informação, importa desde já esclarecer que esses elementos poderão enformar alguma subjectividade pois é naturalmente complexo antecipar a maturidade de uma tecnologia inovadora.</p>	
68.	Melhoria da metodologia de aplicação do Price Cap: Drivers de custos	<p>A EDP Distribuição tem vindo a defender desde há algum tempo a eliminação da variável “consumo” enquanto driver na medida em que este não reflecte de modo adequado a evolução dos custos da empresa.</p> <p>No entanto, nesta proposta regulamentar não existe uma definição de drivers para os anos seguintes, podendo a sua alteração frequente criar alguma volatilidade que a própria ERSE afirma querer evitar.</p> <p>Adicionalmente, a própria ponderação entre componente fixa e componente variável dos custos de exploração da actividade de distribuição de energia eléctrica considerada para efeitos do Price Cap não encontra aderência nos custos que a empresa realmente enfrenta, tendo por base a evidência dos 12 últimos anos.</p> <p>Importará apenas realçar a propósito desta proposta de alteração regulamentar que, à semelhança do sucedido no início de outros</p>	<p>No quadro da definição dos parâmetros para a actividade de distribuição de energia eléctrica para o próximo período regulatório para além das metas de eficiência serão igualmente definidos os drivers de custos considerados mais adequados, assim como, o peso da componente fixa.</p>

RT – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		períodos regulatórios, a EDP Distribuição envidará os seus melhores esforços para corresponder aos requisitos de informação previsional que é agora requerida, apesar das limitações temporais óbvias.	
69.	Alteração do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição	<p>O elevado nível de exigência no que respeita à redução de perdas que a ERSE definiu para o último período regulatório coloca a EDP Distribuição num patamar de difícil gestão pelo que se considera racional reduzir a volatilidade e a incerteza relativa a prémios e penalidades dentro de uma banda de insensibilidade considerada razoável.</p> <p>Neste âmbito apenas se considera oportuno mencionar que o sucesso desta proposta está extremamente dependente não apenas do nível de perdas de referência, mas também da amplitude e simetria da banda de insensibilidade. Terá naturalmente que ser equacionado um equilíbrio de parâmetros que mantenha os incentivos à procura constante de soluções para a redução das perdas de distribuição, mas que não seja extremamente volátil a nível do sentido do incentivo (penalidade ou prémio).</p>	Ver resposta ao comentário n.º 42
70.	Contas reguladas	Na redacção do artigo 12.º da proposta de revisão do RT foi adicionado um novo número – 6ºA - que determina que as entidades reguladas enviem à ERSE, no início de cada período de regulação a designação	A ERSE concorda alterar o 6 A de forma a considerar as preocupações da empresa expostas na redacção do 6-B proposto.

RT – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>da empresa de auditoria que irá certificar as contas e as regras contabilísticas para efeitos da regulação.</p> <p>Atendendo a que:</p> <p>i. A auditoria das contas da empresa, em particular para as pertencentes a grupos empresariais cotados em bolsa, obedece a um conjunto de regras legais específicas e rígidas e de boas práticas de corporate governance, designadamente no que concerne à identidade das empresas que podem fornecer esse serviço;</p> <p>ii. Os períodos regulatórios não coincidem necessariamente com o período de contratação dos auditores das empresas;</p> <p>iii. No início do período regulatório pode até já se saber que dentro de 1 ou 2 anos será necessário mudar o auditor, em obediência às regras legais mencionadas em i. mas poderá ser impossível dizer com segurança quem será o auditor dentro de 1 ou 2 anos,</p> <p>sugere-se a eliminação do referido n.º 6 A, pelo menos no que respeita a empresas pertencentes a grupos empresariais cotados nos mercados financeiros.</p>	

RT – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>Caso a ERSE considere fundamental a manutenção deste n.º 6 A e não atendível a sugestão efectuada, então propõe-se a introdução de um novo n.º 6 B que salvguarde alterações na identidade do auditor, sugerindo-se a seguinte redacção:</p> <p>Artigo 12.º</p> <p>Contas reguladas</p> <p>1 – [...]</p> <p>2 – [...]</p> <p>3 – [...]</p> <p>4 – [...]</p> <p>5 – [...]</p> <p>6 – [...]</p> <p>6A – [...]</p> <p>6B – Caso durante o período de regulação ocorra a cessação</p>	

RT – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		contratual com a empresa de auditoria, deverá ser designada no prazo de 90 dias nova empresa de auditoria que irá certificar as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação, dando-se conhecimento à ERSE.	
71.	Indexante de remuneração de desvios e ajustamentos	<p>Actualmente a generalidade dos desvios e ajustamentos contidos no RT são remunerados utilizando como indexante a taxa Euribor a 3 meses, acrescida de um spread.</p> <p>Esta situação encontra-se totalmente desfasada da realidade e não reflecte os custos em que as empresas reguladas incorrem ao estarem efectivamente a financiar o sector eléctrico por 1 ou mais anos. Com efeito, a regularização de desvios e ajustamentos é efectuada 1 a 2 anos após a sua concretização, sendo por isso mais compatível com a Euribor a 12 meses do que a Euribor a 3 meses.</p> <p>Por outro lado, a reduzida liquidez a nível do financiamento bancário e do mercado de capitais dificulta a obtenção de novos financiamentos por parte da empresa, o que obriga à sua antecipação por um período razoável, contribuindo para o dilatamento do tempo acima referido.</p> <p>Assim, sugere-se a revisão de todos os artigos da proposta de RT que se refiram a desvios e ajustamentos e determinem como indexante a</p>	A ERSE concorda com a proposta da EDP de alargar o período de referência aplicado à taxa de juro dos desvios e dos ajustamentos, passando, para todas as actividades, o indexante destes desvios, a taxa Euribor, de um prazo de referência de 3 meses para 12 meses.

RT – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		taxa Euribor a 3 meses, no sentido de passarem a indexar esses ajustamentos e desvios à taxa Euribor a 12 meses.	
72.	Informação periódica a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RND	Para efeitos de simplificação do reporte de informação à ERSE sugere-se que os n.º 2 e n.º 4 do Artigo n.º 138 e os n.º 1 e n.º 2 do Artigo n.º 165 deixem de efectuar menção a balanço por actividade, permitindo que este reporte se efectue de modo agregado.	A ERSE aceita a sugestão mencionada e irá agir em conformidade.

RT – EDP ENERGIAS DE PORTUGAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
73.	Consolidação Regulamentar da Metodologia de Fixação do WACC	<p>Ainda suportados na crescente necessidade do sector ter um enquadramento regulamento e regulatório transparente, estável e previsível (majorada agora pelo contexto de incerteza em que vivemos), consideramos que seria conveniente que a metodologia de fixação da taxa de remuneração, com indexação à taxa das Obrigações do Tesouro a 10 ano: acrescida de um spread, fosse consolidada a nível regulamentar, plasmando o que tem sido a prática no período regulatório 2009-2011. A ERSE justificou efectivamente que esta metodologia conduz a uma "menor exposição do custo de capital à incerteza que caracteriza a evolução das taxas de juro de mercado, que permite "imunizar" perdas desnecessárias para os consumidores". Adicionalmente, a manutenção da metodologia utilizada, reflectindo o aumento do custo de financiamento que as empresas reguladas têm vindo a enfrentar, é essencial para o seu equilíbrio económico e financeiro.</p>	<p>Tal como para os restantes parâmetros dos proveitos, a ERSE não define no Regulamento Tarifário a fórmula de cálculo do custo de capital.</p> <p>Os parâmetros regulatórios são definidos para os períodos regulatórios, tendo em conta as metodologias mais adequadas face à informação disponível no sentido de promover a eficiência económica, garantindo o equilíbrio económico-financeiro das empresas.</p> <p>No caso particular do custo de capital, no anterior período regulatório considerou-se que remuneração das Obrigações de Tesouro a 10 anos reflectiam a taxa de juro de um activo financeiro sem risco. Para o próximo período regulatório, e tal como é prática da ERSE, os pressupostos subjacentes à taxa de juro sem risco, bem como as restantes componentes do custo de capital serão revistos.</p>

RT – EDP ENERGIAS DE PORTUGAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			<p>Sublinhe-se que a proposta da EDP teria implicações na remuneração dos activos do conjunto das empresas reguladas.</p> <p>Aceita-se, contudo, a inclusão no RT do princípio da indexação da taxa de juro sem risco, componente do WACC, à base que se considere mais adequada em cada período regulatório.</p>
74.	Alteração do Mecanismo de Aprovisionamento do CUR	<p>Também relacionado com o equilíbrio económico e financeiro, mas desta feita confinado à EDP Serviço Universal, considera-se importante a ponderação da introdução, neste momento, das alterações à metodologia de aquisição de energia por parte daquela empresa para a satisfação das necessidades dos seus clientes.</p> <p>Com efeito, se por um lado concordamos com a separação de funções e pensamos que esta poderá trazer maior transparência, por outro lado, a proposta de alteração do modelo de aquisição suscita-nos algumas reservas, não tanto pela metodologia em si mesmo, mas pela incerteza que paira sobre o papel da EDP Serviço Universal. Com efeito, faltando neste momento definir a sub-regulamentação e</p>	<p>Esta metodologia tem a virtude de clarificar o processo de aquisição de energia eléctrica por parte do CUR.</p> <p>A metodologia proposta permite adaptar-se às alterações nos prazos de extinção das tarifas decorrentes de futuras alterações legislativas, consoante os parâmetros definidos em sede sub-regulamentação. Para determinados valores de parâmetros, esta metodologia permite, inclusive, que não se altere a situação actual em termos de aceitação dos custos com</p>

RT – EDP ENERGIAS DE PORTUGAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>reconhecendo-se que a carteira de clientes da EDP Serviço Universal, já de si propícia a volatilidade e a uma maior dificuldade de previsão (pois abarca a quase totalidade de clientes não tele-contados), se poderá reduzir de forma muito Significativa até 1 de Janeiro de 2013, sugere-se que o modelo só seja adoptado quando houver uma maior definição dos aspectos enquadradores já atrás mencionados.</p> <p>Desta forma estar-se-á a contribuir para a salvaguarda do equilíbrio económico e financeiro da EDP Serviço Universal.</p>	<p>aquisição de energia eléctrica do CUR.</p> <p>A definição dos parâmetros dependerá da avaliação feita sobre as condições de funcionamento do mercado de electricidade, a realizar pela ERSE, até 15 de Outubro de cada ano, no âmbito do processo de fixação das tarifas.</p>
75.	Uniformização do WACC entre Actividades de Rede	<p>Outra questão a salientar prende-se com uma afirmação efectuada no "Documento Justificativo" das alterações propostas ao Regulamento Tarifário que nos suscita alguma apreensão e que se relaciona com a metodologia de separação de tratamento do CAPEX e OPEX. É afirmado nesse documento que "[...] Outra vantagem desta metodologia prende-se com a uniformização do tratamento das actividades de redes, 00 que diz respeito ao risco considerado no cálculo do WACC, designadamente com a taxa aplicada à actividade de transporte de energia eléctrica".</p> <p>Podendo reconhecer-se que, com a proposta da ERSE, o risco regulatório da actividade de distribuição será impactado de uma forma mais positiva, este continua a ser significativamente distinto da</p>	<p>A definição do custo de capital será efectuada em sede de definição de parâmetros para o período regulatório 2012-2014 e consistirá, tal como nos restantes períodos regulatórios, na avaliação do custo de oportunidade do capital das actividades reguladas. Nesse exercício, serão consideradas as características das actividades, bem como o seu enquadramento. O tipo de regulação aplicada às actividades reguladas tem impacte no risco sistemático da empresa, devendo por isso ser considerado aquando da definição do custo de capital da actividade.</p>

RT – EDP ENERGIAS DE PORTUGAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>actividade de transporte, uma vez que à actividade de distribuição não se aplica o modelo de preços de referência e tem incentivos de eficiência sobre uma base de custos bastante mais alargada. Adicionalmente, a remuneração da distribuição é impactada por indutores de custo com uma evolução dependente d 5 factores exógenos às decisões da empresa (p.ex. consumo ou clientes) e, portanto, não controláveis por esta. Este facto aumenta claramente o risco do seu proveito face ao risco de proveito da actividade de transporte, que está imune a estas variações pois os seus indutores são físicos, endógenos e controláveis pela empresa em causa.</p> <p>Quanto ao risco operacional, este é consideravelmente superior na actividade de distribuição, na medida em que as redes de distribuição têm características muito distintas das de transporte, designadamente a nível de presença geográfica, capilaridade, volatilidade dos custos de operação e manutenção, e também na exposição a factores climatéricos.</p> <p>Assim, embora as alterações ao modelo de remuneração da EDP Distribuição possam resultar numa redução da volatilidade dos proveitos permitidos, o risco da actividade de distribuição continua a ser superior ao da actividade de transporte de energia eléctrica justificando-se a consideração de uma taxa de</p>	

RT – EDP ENERGIAS DE PORTUGAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>remuneração superior para a primeira.</p> <p>Finalmente, reportamo-nos à proposta de diferenciação de imagem do Operador da Rede de Distribuição e do Comercializador de Último Recurso. Como é do conhecimento da ERSE, o Grupo EDP tem, tal como foi exposto em reunião havida a 2 de Junho, trabalhado no sentido de aprofundar essa diferenciação pelo que consideramos ter, por antecipação, correspondido aos objectivos preconizados na nova regulamentação proposta.</p>	

RT – EDP PRODUÇÃO			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
76.	Tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo Operador da Rede de Transporte”	<p>Sem pretender efectuar qualquer tipo de avaliação crítica à proposta de introdução desta nova tarifa e aos argumentos que lhe servem de suporte, importa reconhecer que o Grupo EDP tem considerado a harmonização regulamentar com Espanha um dos princípios fundamentais desde o momento em que Portugal passou a integrar a realidade MIBEL. Com efeito, a construção de um mercado comum a funcionar em condições de level playing field só será possível se as regras de jogo forem similares dos dois lados da fronteira.</p> <p>No entanto, importará constatar primeiramente que apesar de em Espanha a G-Charge ter sido instituída em 1 de Janeiro de 2011, tanto quanto nos é dado a conhecer, esta tarifa ainda não é aplicada pois aguarda regulamentação. Assim sendo, não existe, de facto, e pelo menos no imediato, uma assimetria de condições concorrenciais entre produtores nacionais e espanhóis.</p> <p>Considera-se que, a ser adoptada esta nova tarifa no sistema eléctrico português, a sua introdução nunca deverá ocorrer antes da sua entrada em vigor em Espanha.</p> <p>Ainda baseando a análise no argumento da harmonização com Espanha, será então de ponderar um âmbito mais alargado. Com</p>	<p>A tarifa G foi instituída em Espanha a 1 de Janeiro de 2011, estando a ser desenvolvida a sub-regulamentação que permitirá a sua aplicação. Todavia, apesar de ainda não estar a ser cobrada aos agentes, a sua aplicação terá efeitos retroactivos a 1 de Janeiro de 2011.</p> <p>Confirma-se que a bombagem está isenta da tarifa de uso da rede de transporte aplicável às saídas (cargas). Adicionalmente, a adopção de preços de energia diferenciados por período horário para a tarifa de uso da rede de transporte aplicável nas entradas (geração) permitirá mitigar a situação referida.</p> <p>A ERSE toma boa nota das necessidades de harmonização identificadas pela EDP Produção ao nível do mercado de electricidade do Sudoeste da Europa. Sobre esta situação importa acrescentar que em França também se aplicam tarifas de uso da rede de transporte</p>

RT – EDP PRODUÇÃO			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>efeito, no contexto do futuro mercado eléctrico do Sudoeste da Europa, com a França, Espanha e Portugal, seria então importante definir que as tarifas a aplicar à produção sejam tendencialmente harmonizadas para não distorcerem a concorrência entre os produtores dos três países. Conforme é apresentado pela ERSE no documento justificativo, a produção em França está sujeita a apenas 2% dos custos das redes de transporte, enquanto a ERSE pretende implementar uma tarifa correspondente a “8% dos proveitos permitidos do transporte ao operador da rede de transporte”. Existe assim o risco que esta proposta se possa traduzir numa desvantagem competitiva da produção na Ibéria em relação aos outros países europeus.</p> <p>Um outro aspecto que importaria clarificar é que a bombagem estará naturalmente isenta desta nova tarifa. É amplamente aceite que a bombagem hidroeléctrica é um recurso cada vez mais necessário para a boa gestão do sistema electroprodutor, pelo que só se pode presumir que o consumo em bombagem deverá ficar isento do pagamento desta tarifa.</p> <p>Sem prejuízo de se defender a harmonização regulamentar com Espanha, considera-se que, sempre que as condições de partida forem distintas, então a harmonização da regulamentação deverá atender a essas especificidades, sob pena de, se não o fizer, poder estar a</p>	à geração.

RT – EDP PRODUÇÃO			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>introduzir perversões às condições concorrenciais.</p> <p>Note-se que, mesmo não aplicando a tarifa ao consumo em bombagem, a implementação da tarifa na produção irá já reflectir-se na rentabilidade do ciclo de turbinamento e bombagem, diminuindo-a. Efectivamente, quando uma central compra energia para bombear já está a pagar o encargo “G” através dos preços de mercado. As centrais de produção que estão a fornecer energia estão a pagar a tarifa de acesso à rede, pelo que a central de bombagem não a deverá pagar, para que a uma mesma energia não se aplique uma tarifa duplamente. Quando a energia armazenada for injectada na rede, será cobrada a tarifa sobre a produção.</p> <p>Finalmente, chama-se à atenção novamente o facto de a EDP partilhar da posição da ERSE relativa à necessidade de harmonização regulamentar com Espanha para invocar a necessidade de esse processo dever ser propagado a outras áreas. Considera-se que essa harmonização deveria desenvolver-se prioritariamente noutros temas – como por exemplo o tratamento das áreas de balanço e a realização de ofertas por portfolio – que têm um impacto muito maior a nível do estabelecimento de condições de concorrência efectivas e em level playing field.</p>	

RT – EDP SERVIÇO UNIVERSAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
77.	Nova opção tarifária BTN ≥ 20,7 kVA, com registo da potência máxima contratada	<p>No âmbito da harmonização do conceito de BTE e BTN entre as regiões autónomas e Portugal continental a ERSE propõe para este último território a criação de uma opção tarifária BTN ≥ 20,7 kVA, com registo da máxima potência contratada, da energia activa em quatro períodos horários e da energia reactiva indutiva e capacitiva.</p> <p>Importará avaliar esta proposta considerando que o Estado Português assumiu o compromisso de extinguir as tarifas reguladas até 1 de Janeiro de 2013. Será efectivamente vantajoso criar esta nova opção tarifária, podendo ela estar vigente apenas por um ou dois anos, e acarretar custos elevados, designadamente a nível de sistemas?</p> <p>Atento o exposto, considera-se não ser oportuna a introdução da opção tarifária em causa. Tal resultaria numa convergência entre Portugal continental e as regiões autónomas que, para além de ser temporária e de necessidade não evidente, imputaria custos ao sistema.</p>	<p>Considerando os comentários recebidos, a ERSE não irá proceder à introdução da nova opção tarifária BTN ≥ 20,7 kVA com registo da máxima potência contratada.</p> <p>Salienta-se no entanto que, de acordo com o documento justificativo da proposta apresentada, esta opção também se aplicaria às tarifas de acesso: “Esta proposta tem naturalmente incidência quer nas tarifas de último recurso, quer nas tarifas de Acesso às Redes, ambas para BTN ≥ 20,7 kVA. Com esta proposta, ao nível das tarifas de Acesso às Redes, permite-se a oferta de uma maior diversidade de soluções tarifárias pelos comercializadores no mercado aos seus clientes em Portugal continental.”</p>
78.	Eliminação da tarifa de Iluminação Pública	<p>Relativamente a esta proposta de alteração importará prever regulamentarmente a existência de um eventual período transitório pós-2012, com regras objectivas de tarifas transitórias ou de passagem destes clientes para outra tarifa na eventualidade de</p>	<p>Tendo em consideração todos os comentários recebidos positivos, no sentido de incentivar o fornecimento da Iluminação Pública no mercado e podendo a tarifa de Iluminação</p>

RT – EDP SERVIÇO UNIVERSAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>estes não optarem de forma activa pelo fornecimento em regime de mercado.</p> <p>A EDP Serviço Universal poderá orientar os clientes de BTN de IP, no sentido de os informar que a tarifa que lhes é aplicada será extinta até 31 de Dezembro de 2012, apontando-lhes a melhor opção tarifária disponível. No entanto, em caso do não exercício activo desta escolha por parte do cliente, importaria esclarecer se o CUR pode efectivamente colocar o cliente nessa opção tarifária.</p> <p>Naturalmente, no caso de extinção das tarifas reguladas anunciada nos compromissos assumidos pelo Estado Português, também estas tarifas teriam que seguir as regras aplicáveis às restantes tarifas.</p> <p>No entanto, a passagem deste tipo de clientes para o mercado levanta outras dúvidas que carecem de esclarecimento, nomeadamente qual o regime de cortes aplicável a estes clientes, pelo que se solicita à ERSE o necessário desenvolvimento regulamentar desta questão.</p> <p>Transversal a estes comentários é a assumpção de que, enquanto os equipamentos de contagem necessários à opção tarifária escolhida não estiverem instalados, aplicar-se-ão as regras transitórias de perfis para essa opção.</p>	<p>Pública ser considerada como uma tarifa dependente do uso, a ERSE mantém a proposta de eliminação da tarifa de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso de Iluminação Pública a 31 de Dezembro de 2012.</p> <p>Os clientes de iluminação pública que assim o pretendam, podem continuar a ser alimentados pelo CUR, escolhendo a opção tarifária de BTN mais adequada. Estando previsto que, nos termos do "Memorandum of Understanding on Specific Economic Policy Conditionality", as tarifas reguladas de venda a clientes finais sejam extintas no final de 2012, é previsível que a partir dessa data se apliquem tarifas transitórias para os fornecimentos do CUR em BTN.</p> <p>Adicionalmente, enquanto os equipamentos de medição instalados continuarem a ser de contagem simples justifica-se que a ERSE continue a aprovar as regras de facturação</p>

RT – EDP SERVIÇO UNIVERSAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>Considera-se assim ser da maior utilidade o esclarecimento, designadamente pela via regulamentar, das questões supra mencionadas.</p>	<p>opcionais para os fornecimentos em Iluminação Pública, quer no âmbito das tarifas de último recurso, quer no âmbito das tarifas de acesso às redes.</p> <p>O CUR deve informar os clientes sobre a extinção da tarifa IP, bem como das opções tarifárias disponíveis. Na ausência de resposta do cliente o CUR deverá manter o fornecimento, na opção tarifária mais favorável ao cliente, nos termos de uma norma transitória a prever no RRC.</p>
79.	<p>Tarifas transitórias de venda a clientes finais em MAT, AT, MT e BTE</p>	<p>A aplicação da prerrogativa legalmente prevista não levanta dúvidas. No entanto, seria desejável regulamentar a legislação em vigor (nº 4 do Artigo 6º, do Decreto-Lei n.º 104/2010) no que concerne ao procedimento necessário para que os consumidores que desejam continuar a ser fornecidos pelo CUR o continuem a ser. Em particular, seria extremamente importante detalhar tudo o que respeita à prova que estes consumidores terão que efectuar junto do CUR, na medida em que o preceito legal relevante apenas determina que os consumidores apresentem “os comprovativos das propostas apresentadas aos comercializadores em regime de mercado livre”.</p>	<p>A obrigação de apresentação de propostas de fornecimento prevista no RRC poderá minimizar as dificuldades na demonstração dos comprovativos de resposta dos comercializadores.</p> <p>Consideramos que a melhor oportunidade para a apreciação destes temas será aquando dos desenvolvimentos legislativos sobre esta matéria.</p>

RT – EDP SERVIÇO UNIVERSAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>Assim, importaria esclarecer, entre outros aspectos, os seguintes:</p> <p>i. Que procedimentos deve o CUR efectuar quando confrontado com a cópia de carta de um cliente enviada a um comercializador solicitando proposta?</p> <p>ii. Que documentos deverão ser considerados válidos? Quais os critérios objectivos para essa validação?</p> <p>iii. Qual deverá ser a actuação do CUR no caso do cliente não apresentar nenhuma documentação? Ordena-se o corte?</p> <p>Poderá ainda ser de ponderar qual o regime que deverá vigorar para 2013 e que desenvolvimentos legislativos poderão vir a ser necessários, atentos os compromissos do Estado Português relativos à extinção de tarifas reguladas até 1 de Janeiro de 2013.</p>	
80.	Consolidação regulamentar da metodologia de fixação do WACC	<p>A ERSE tem vindo a adoptar desde o período regulatório 2009-2011 uma metodologia de fixação do WACC que consiste na sua indexação à taxa das Obrigações do Tesouro a 10 anos acrescida de um spread. A adopção desta metodologia baseou-se, segundo a ERSE, no facto de assim se conseguir uma “menor exposição do custo de capital à incerteza que caracteriza a evolução das taxas de juro de mercado,</p>	<p>Tal como para os restantes parâmetros dos proveitos, a ERSE não define no Regulamento Tarifário a fórmula de cálculo do custo de capital.</p> <p>Os parâmetros regulatórios são definidos para</p>

RT – EDP SERVIÇO UNIVERSAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>que permite “imunizar” perdas desnecessárias para os consumidores”. No entanto, esta actuação não encontra ainda suporte na regulamentação em vigor, designadamente no Regulamento Tarifário.</p> <p>Seria conveniente que esta metodologia fosse consolidada a nível regulamentar, plasmando o que tem sido a prática. Tal traria benefícios a nível da transparência e previsibilidade cuja importância é crescente no actual contexto em que os mercados financeiros valorizam a mitigação da incerteza e atribuem-lhe valores relevantes.</p>	<p>os períodos regulatórios, tendo em conta as metodologias mais adequadas face à informação disponível no sentido de promover a eficiência económica, garantindo o equilíbrio económico-financeiro das empresas.</p> <p>No caso particular do custo de capital, no anterior período regulatório considerou-se que remuneração das Obrigações de Tesouro a 10 anos reflectiam a taxa de juro de um activo financeiro sem risco. Para o próximo período regulatório, e tal como é prática da ERSE, os pressupostos subjacentes à taxa de juro sem risco, bem como as restantes componentes do custo de capital serão revistos.</p> <p>Aceita-se, contudo, a inclusão no RT do princípio da indexação da taxa de juro sem risco, componente do WACC, à base que se considere mais adequada em cada período regulatório.</p>
81.	Contas reguladas	Na redacção do artigo 12.º da proposta de revisão do RT foi adicionado	A ERSE concorda alterar o número 6-A de

RT – EDP SERVIÇO UNIVERSAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>um novo número – 6ºA - que determina que as entidades reguladas enviem à ERSE, no início de cada período de regulação a designação da empresa de auditoria que irá certificar as contas e as regras contabilísticas para efeitos da regulação.</p> <p>Atendendo a que:</p> <p>i. A auditoria das contas de empresas pertencentes a grupos empresariais cotados em bolsa obedece a um conjunto de regras legais específicas e rígidas e de boas práticas de corporate governance, designadamente no que concerne à identidade das empresas que podem fornecer esse serviço;</p> <p>ii. Os períodos regulatórios não coincidem necessariamente com o período de contratação dos auditores das empresas;</p> <p>iii. No início do período regulatório pode até já se saber que dentro de 1 ou 2 anos será necessário mudar o auditor, em obediência às regras legais mencionadas em i. mas poderá ser impossível dizer com segurança qual será o auditor dentro de 1 ou 2 anos,</p> <p>sugere-se a eliminação do referido n.º 6 A, pelo menos no que respeita a empresas pertencentes a grupos empresariais cotados nos mercados financeiros.</p>	<p>forma a considerar as preocupações da empresa expostas na redacção do número 6-B sugerido, propondo, no entanto, que o prazo de designação da empresa seja de 15 dias e não de 90, como sugere a EDP SU.</p>

RT – EDP SERVIÇO UNIVERSAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>Caso a ERSE considere fundamental a manutenção deste n.º 6 A e não atendível a sugestão efectuada, então propõe-se a introdução de um novo n.º 6 B que salvguarde alterações na identidade do auditor, sugerindo-se a seguinte redacção:</p> <p style="text-align: center;">Artigo 12.º</p> <p style="text-align: center;">Contas reguladas</p> <p>1 – [...]</p> <p>2 – [...]</p> <p>3 – [...]</p> <p>4 – [...]</p> <p>5 – [...]</p> <p>6 – [...]</p> <p>6A – [...]</p> <p>6B – Caso durante o período de regulação ocorra a cessação</p>	

RT – EDP SERVIÇO UNIVERSAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		contratual com a empresa de auditoria, deverá ser designada no prazo de 90 dias nova empresa de auditoria que irá certificar as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação, dando-se conhecimento à ERSE.	
82.	Indexante de remuneração de desvios e ajustamentos	<p>Actualmente a generalidade dos desvios e ajustamentos contidos no RT são remunerados utilizando como indexante a taxa Euribor a 3 meses, acrescida de um spread.</p> <p>Esta situação encontra-se totalmente desfasada da realidade e não reflecte os custos em que as empresas reguladas incorrem ao estarem efectivamente a financiar o sector eléctrico por 1 ou mais anos. Com efeito, a regularização de desvios e ajustamentos é efectuada 1 a 2 anos após a sua concretização, sendo por isso mais compatível com a Euribor a 12 meses do que a Euribor a 3 meses.</p> <p>Por outro lado, a reduzida liquidez a nível do financiamento bancário e do mercado de capitais dificulta a obtenção de novos financiamentos por parte da empresa, o que obriga à sua antecipação por um período razoável, contribuindo para a dilatação do tempo acima referido.</p> <p>Assim, sugere-se a revisão de todos os artigos da proposta de RT que se refiram a desvios e ajustamentos e determinem como</p>	A ERSE concorda com a proposta da EDP de alargar o período de referência aplicado à taxa de juro dos desvios e dos ajustamentos, passando, para todas as actividades, o indexante destes desvios, a taxa Euribor, de um prazo de referência de 3 meses para 12 meses.

RT – EDP SERVIÇO UNIVERSAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		indexante a taxa Euribor a 3 meses, no sentido de passarem a indexar esses ajustamentos e desvios à taxa Euribor a 12 meses.	
83.	Compra e venda de energia eléctrica pelo CUR: separação de funções e mecanismo de aprovisionamento racional do CUR	<p>A diminuição de volumes de energia dos clientes da EDP Serviço Universal resultante da extinção das tarifas NT e BTE e o crescimento dos volumes de energia associados à PRE veio tornar este comercializador num vendedor líquido de energia no mercado grossista num número crescente de horas.</p> <p>Considera-se assim relevante a proposta da ERSE no sentido de clarificar de forma inequívoca estas duas funções do CUR. Uma das consequências é que deixará de ser realizado o netting entre PRE e as necessidades de consumo dos clientes da EDP SU, tendo este comercializador que comprar em mercado a totalidade da procura que lhe é dirigida, reflectindo-se os custos incorridos de uma forma mais racional.</p> <p>Para além do previsível aumento da magnitude dos desvios em valor absoluto, a separação das duas funções do CUR originará igualmente sobrecustos administrativos e um aumento dos custos com a liquidação mensal decorrente directamente do aumento do volume da Unidade de Compra.</p>	A ERSE regista com agrado a concordância da EDP Serviço Universal quanto à proposta de alteração apresentada.

RT – EDP SERVIÇO UNIVERSAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
84.	Alteração do Mecanismo de Aprovisionamento do CUR	<p>Como é do conhecimento da ERSE, a EDP Serviço Universal tem envidado todos os esforços ao seu alcance no sentido de melhorar quer a previsão da PRE quer a do consumo dos seus clientes e assim continuará, reportando sempre toda a informação relevante a essa entidade reguladora.</p> <p>No âmbito do novo modelo de aprovisionamento de energia proposto nesta revisão regulamentar, é ainda de relevar uma serie de condicionantes ao desempenho da actividade no regime ora proposta, a saber:</p> <p>i. Com a saída de clientes NT (telecontados) para outros comercializadores, a EDP Serviço Universal congregará uma carteira de clientes cuja previsão de consumos é mais complexa (não telecontados) e mais exposta a efeitos exógenos como seja a variação de temperaturas;</p> <p>ii. Os erros de previsão de consumos dos clientes do comercializador regulado também tenderão a ser afectados por outras variáveis não controláveis pelo CUR, designadamente pela agressividade comercial (ou falta dela) dos restantes comercializadores;</p>	<p>Esta metodologia tem a virtude de clarificar o processo de aquisição de energia eléctrica por parte do CUR.</p> <p>A metodologia proposta permite adaptar-se às alterações nos prazos de extinção das tarifas decorrentes de futuras alterações legislativas, consoante os parâmetros definidos em sede de sub-regulamentação. Para determinados valores de parâmetros, esta metodologia permite, inclusive, que não se altere a situação actual em termos de aceitação dos custos com aquisição de energia eléctrica do CUR.</p> <p>A definição dos parâmetros dependerá da avaliação feita sobre as condições de funcionamento do mercado de electricidade, a realizar pela ERSE, até 15 de Outubro de cada ano, no âmbito do processo de fixação das tarifas.</p>

RT – EDP SERVIÇO UNIVERSAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>iii. O CUR é o único comercializador que está legal e regulamentarmente obrigado a aceitar todos os consumidores BTN que assim o desejarem, expondo-o a um nível de volatilidade do mercado superior à dos restantes comercializadores, que poderão ter uma oferta comercial que não satisfaça os clientes, quanto mais não seja pela prática de preços acima do mercado.</p> <p>Sem prejuízo da separação de funções proposta e expressos e conhecidos que estão os factos supra citados, considera-se ser fundamental levar a cabo uma reflexão urgente sobre a oportunidade de alterar, no momento actual, o mecanismo de aprovisionamento do CUR.</p> <p>De facto, o anúncio recente dos compromissos assumidos pelo Estado Português no que respeita à extinção das tarifas reguladas até 1 de Janeiro de 2013 pode traduzir-se numa alteração sem efeitos duradouros e/ou significativos.</p> <p>Pelo que fica exposto sugere-se que, sem prejuízo da separação de funções proposta, a actividade do CUR continue a ser desenvolvida nos mesmos termos que tem sido até ao presente. Com efeito, a introdução de risco na actividade de aquisição de</p>	

RT – EDP SERVIÇO UNIVERSAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>energia neste momento não parece ser de todo aconselhável. Acresce que essa introdução acarretará necessariamente custos de adaptação, que poderão apenas servir por 1 ou 2 anos.</p> <p>No caso da ERSE manter as propostas apresentadas relativamente ao aprovisionamento de energia pelo CUR importará garantir (quer a nível regulamentar quer na sub-regulamentação em falta) o respeito e aderência a um conjunto de princípios mínimos por forma a mitigar os riscos já mencionados.</p> <p>Em particular será de acautelar que:</p> <p>i. Os riscos a nível de volume em que o CUR incorre são nulos ou reduzidos ao mínimo possível, e deverão poder ser geríveis, bem como deverá haver uma definição clara sobre o preço de referência de cada plataforma de aquisição, sendo possível ao CUR evitar o risco na totalidade caso siga uma estratégia de aquisição de energia pré-estabelecida pela entidade reguladora;</p> <p>ii. As plataformas de aquisição de energia a prazo têm que estar preparadas para dar resposta rápida e atempada às necessidades e fornecer produtos adequados à procura. Deverão ainda reportar as transacções efectuadas à área portuguesa do MIBEL</p>	

RT – EDP SERVIÇO UNIVERSAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>para evitar risco de eventual market splitting;</p> <p>iii. A previsão do consumo do CUR deverá ser realizada tão próximo do momento da compra, caso contrário os riscos de desvios aumentam significativamente tendo necessariamente que ser compensados com prémio de risco adequado;</p> <p>iv. O tratamento de desvios e serviços de sistema deve continuar a ser realizado numa lógica de passthrough dada a sua imprevisibilidade;</p> <p>v. A sub-regulamentação prevista deve ser discutida de forma aprofundada e prudente, nunca colocando em causa o equilíbrio económico e financeiro do comercializador de último recurso. Deverá haver uma postura cautelosa na definição do mecanismo de aprovisionamento do CUR pois o modelo é novo e poderá ter problemas de infância, num contexto já de si conturbado;</p> <p>vi. O risco em que o CUR possa incorrer deve ser remunerado de forma adequada, tendo já em consideração que eventuais ganhos terão que ser partilhados com os consumidores, mas as perdas poderão não ser.</p>	
85.	Identificação das	Finalmente e em benefício da clareza, sugere-se que as fórmulas (43)	Tal como a restante informação a enviar à

RT – EDP SERVIÇO UNIVERSAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
	energias de desvio facturadas pela REN	<p>e (47) da proposta de RT sejam modificadas no sentido de isolar as energias de desvio que são facturadas pela REN, o que implicaria também a alteração das definições das variáveis $\tilde{PRE}_{CV\tilde{E}E\tilde{P}RE,t}$ e $\tilde{PRE}_{FENR\tilde{P}RE2}$.</p>	ERSE, a informação relativa aos custos com aquisição de energia eléctrica deve ser suficientemente completa e devidamente justificada, devendo assim permitir identificar as energias de desvio facturadas pela REN.
86.	Reforço da regulação por incentivos da EDP SU	<p>Na sequência do estudo independente relativo aos custos comerciais da EDP Serviço Universal resultou um novo modelo de reporte de informação a prestar pela EDP Serviço Universal à ERSE que deverá ser plasmado nesta revisão regulamentar.</p> <p>Por se entender que a actual proposta de artigo n.º 141 da proposta de RT poderá beneficiar na sua clareza e rigor com algumas alterações de redacção, apresenta-se seguidamente uma proposta:</p> <p style="text-align: center;">“Artigo 141.º</p> <p>Informação a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso</p> <p>1 – [...]</p> <p>2 – [...]</p>	A ERSE concorda com a proposta da empresa quando sugere que se altere a expressão “natureza de custos” por “actividade comercial” e acresce a informação a prestar sobre as quantidades. Estas alterações estão em consonância com o modelo de reporte acordado.

RT – EDP SERVIÇO UNIVERSAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>3A - O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, os custos imputados pela empresa de serviços comerciais a cada actividade regulada, subdivididos da seguinte forma:</p> <p>a) Quantidades e custos directos e totais de cada actividade comercial;</p> <p>b) Percentagem de imputação dos custos de cada actividade comercial da empresa de serviços comerciais por cada um dos seus clientes regulados;</p> <p>c) Critérios de imputação por actividade comercial;</p> <p>d) Custos totais da empresa de serviços comerciais por actividade comercial.</p> <p>[...]"</p>	

RT – EEM – Empresa de Electricidade da Madeira			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
87.	Tarifas de acesso às redes	<p>A EEM não se opõe à introdução de tarifas do tipo Critical Peak Pricing (CPP). No entanto, a sua eventual aplicação no sistema eléctrico regional deverá ter em conta os seguintes aspectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> > O universo reduzido de clientes abrangidos (refira-se o carácter voluntário da instalação de sistemas de telecontagem nas regiões autónomas para a BTE, conforme previsto no RRC); > O nível de adesão expectável e o impacte na potência de ponta; > A diferenciação da nova tarifa face às existentes aplicáveis; > A complexidade e o custo de operacionalização desta tarifa; > Sendo o abastecimento de energia eléctrica um serviço essencial, o planeamento do sistema electroprodutor tem, naturalmente, em conta a satisfação da procura. No caso particular das ilhas da RAM, com sistemas de reduzida dimensão e isolados, o sistema eléctrico vem sendo dimensionado para fazer face às pontas, não se prevendo períodos críticos expressivos ao longo do ano; > A implementação deste tipo de tarifa requer a realização de uma análise, recorrendo ou não a uma entidade externa, por forma a 	<p>O objectivo de levar a discussão pública a introdução de tarifas dinâmicas ao nível das tarifas de Acesso às Redes, foi solicitar a participação dos operadores de redes na realização de estudos sobre esta temática, tendo sido introduzida esta disposição no Regulamento Tarifário.</p> <p>Considera-se importante aperfeiçoar as tarifas de Acesso às Redes, introduzindo o conceito de tarifas dinâmicas. Contudo, a ERSE também partilha da opinião dos agentes na medida em que defende que a introdução e o desenho deste tipo de opção tarifária está dependente de estudos a realizar.</p> <p>Por último, salienta-se que uma eventual introdução deste tipo de tarifas ocorrerá só no próximo período regulatório, após a realização dos referidos estudos.</p>

RT – EEM – Empresa de Electricidade da Madeira			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>avaliar as vantagens e desvantagens da aplicação da referida tarifa.</p> <p>A EEM está disponível para colaborar e fornecer a informação necessária à análise atrás referida.</p>	
88.	Harmonização do conceito de BTE e BTN entre as Regiões Autónomas e Portugal Continental	<p>A EEM não coloca qualquer entrave à harmonização do conceito de BTE e BTN em todo o território nacional, embora seja necessário definir um período para a aplicação do tarifário de reactiva a estes clientes.</p>	<p>Foi incluída no RT uma disposição transitória que esclarece que durante 2012 a ERSE continuará a publicar as tarifas para os escalões de potência actualmente em vigor, podendo continuar a ser aplicadas aos clientes em questão, até que o seu equipamento de medição seja alterado.</p> <p>A EEM terá assim o ano de 2012 para proceder à alteração dos equipamentos de medição nos clientes visados.</p>
89.	Nova opção tarifária BTN>20,7kVA com registo da máxima potência contratada	<p>a) Não parece concordante que, por um lado, se pretenda uniformizar em todo o território nacional, os limites BTN/BTE e, por outro, se permita a introdução de BTE no "campo" do BTN (a partir de 20,70 kVA).</p> <p>b) As justificações apresentadas para o efeito: "a energia é registada apenas em três períodos horários e a potência contratada é</p>	<p>Considerando os comentários recebidos, a ERSE não irá proceder à introdução da nova opção tarifária $BTN \geq 20,7$ kVA com registo da máxima potência contratada.</p>

RT – EEM – Empresa de Electricidade da Madeira			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>limitada em vez de medida", no BTN, enquanto que no BTE "a energia é registada em quatro períodos horários e com medição da energia reactiva"; "...uma vez que não nos parece racional a eliminação desta possibilidade aos clientes na RAA, propõe-se a criação de uma nova opção tarifária BTN > 20,7 kVA com registo da potência máxima contratada em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas, com a energia registada em quatro períodos horários e com medição da energia reactiva" levam-nos ao comentário da alínea seguinte.</p> <p>c) A razão forte apresentada, verdadeira diferenciadora do BTN relativamente ao BTE, é o facto da "potência contratada ser limitada (no BTN) em vez de medida (como no BTE)" o que conduz à seguinte questão: se o modelo BTE se adapta melhor aos clientes, adentro dos escalões em causa, porque não passar o limite BTN/BTE para os 20,70kVA? Ou, melhor ainda, porque não utilizar o mesmo método para todo o universo BTN?</p> <p>Sugestão: Na sequência das razões apresentadas, e por questões de uniformização, a EEM é de parecer que o limite BTN/BTE se mantenha nos 41,40 kVA, mas que se adopte o "conceito tarifário" do BTE a todo o universo BTN, conforme é tratado no capítulo 2.1.3.</p>	
90.	Harmonização de	a) A EEM concorda com a introdução de escalões intermédios,	Em relação à harmonização dos escalões de

RT – EEM – Empresa de Electricidade da Madeira			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
	escalões e opções tarifárias nacionais na BTN	<p>relativamente aos existentes, desde que seja confirmado o benefício para o cliente com tal medida.</p> <p>b) Porém, caso tais escalões sejam limitados (por DCP), temos sérias reservas quanto ao benefício de tal alteração (em regra, os clientes não têm noção da potência que necessitam contratar, não reflectindo ela a realidade do cliente, que sai normalmente penalizado por esse motivo, para além dessa potência ser alterada pela aquisição/utilização de outros aparelhos), por razão dos seguintes dois efeitos:</p> <p>c) Maior número de interrupções no fornecimento de energia eléctrica, sofridas pelo cliente por motivo de disparos do DCP, o que o confronta com a necessidade de alterar a potência contratada com mais frequência;</p> <p>d) Maior número de intervenções do distribuidor nas instalações dos clientes, por razão das previsíveis reclamações/pedidos dos clientes atrás referidas, com os custos inerentes.</p> <p>Sugestão: O problema, tal como referido no ponto sobre a nova opção tarifária $BTN > 20,70$ kVA com registo de máxima potência contratada, incluído no capítulo 2.1.2, reside no facto da potência contratada ser limitada, pelo que alterando-se este conceito, como se passa a dar</p>	<p>potência considera-se que a introdução de escalões intermédios é benéfica para os consumidores. Cabe aos comercializadores apoiar os clientes na escolha do escalão de potência mais adequado para a sua situação, procurando assim minimizar o número de disparos de disjuntor de corte e protecção (DCP).</p> <p>Na ausência de concordância com a proposta sobre a nova opção tarifária $BTN \geq 20,7$ kVA com registo de máxima potência contratada, considera-se não ser de estender a toda a BTN a ausência de limite à potência.</p> <p>Apesar desta decisão, tomada tendo em consideração os comentários recebidos na consulta pública, a proposta da EEM mereceu a nossa melhor atenção.</p>

RT – EEM – Empresa de Electricidade da Madeira			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>conta, fica encontrada a solução para todo o universo BTN. Assim:</p> <ul style="list-style-type: none"> > A potência contratada, continuando a ser escalonada, deixaria de ser limitada, para efeitos tarifários (encargo de potência). > DCP passaria a desempenhar, para além da limitação da intensidade de corrente do ramal, a função de "limitador da potência aparente" (interessando esta função para limitar a potência reactiva tomada) podendo, para o efeito, ser revisto o escalonamento de regulação deste aparelho. > A potência tomada passaria, então, a ser "controlada" (em vez de limitada, como acontece presentemente no BTN, ou medida, à semelhança do BTE), através da energia activa registada no contador, e o seu encargo passaria a ser variável (em vez de fixo, como acontece actualmente no BTN). > A determinação do encargo de potência far-se-ia por escalões de energia activa, como se refere no quadro seguinte, elaborado a partir dos valores de consumo de 2010, na RAM. 	

RT – EEM – Empresa de Electricidade da Madeira																																																																																																																																								
N.º	Assunto	Comentário						Observações da ERSE																																																																																																																																
		<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="8">VENDA A CLIENTES FINAIS BTN</th> </tr> <tr> <th colspan="2">Valor contratado</th> <th colspan="4">Valor do consumo de cada cliente escalonado em 2010</th> <th colspan="2">Escalões de consumo</th> </tr> <tr> <th>[kVA]</th> <th>[A]</th> <th>[kWh]/Ano</th> <th>[kWh]/Mês</th> <th>[€/Ano]</th> <th>[€/Mês]</th> <th>[kWh]</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1,15</td> <td>5</td> <td>73,60</td> <td>6,13</td> <td>6,60</td> <td>0,55</td> <td>10</td> <td></td> </tr> <tr> <td>1,15</td> <td>5</td> <td>938,15</td> <td>78,18</td> <td>108,19</td> <td>9,02</td> <td>80</td> <td></td> </tr> <tr> <td>3,45</td> <td>15</td> <td>1780,70</td> <td>148,39</td> <td>232,55</td> <td>19,38</td> <td>150</td> <td></td> </tr> <tr> <td>4,60 (*)</td> <td>20</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>165</td> <td></td> </tr> <tr> <td>5,75 (*)</td> <td>25</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>180</td> <td></td> </tr> <tr> <td>6,90 (*)</td> <td>30 +3x10</td> <td>2479,97</td> <td>206,66</td> <td>323,86</td> <td>26,99</td> <td>200</td> <td></td> </tr> <tr> <td>10,35</td> <td>3x15</td> <td>4759,25</td> <td>396,60</td> <td>621,71</td> <td>51,81</td> <td>400</td> <td></td> </tr> <tr> <td>13,80</td> <td>3x20</td> <td>5576,86</td> <td>464,74</td> <td>728,36</td> <td>60,70</td> <td>460</td> <td></td> </tr> <tr> <td>17,25</td> <td>3x25</td> <td>8010,25</td> <td>667,52</td> <td>1 046,87</td> <td>87,24</td> <td>670</td> <td></td> </tr> <tr> <td>20,70</td> <td>3x30</td> <td>9233,05</td> <td>769,42</td> <td>1 206,26</td> <td>100,52</td> <td>770</td> <td></td> </tr> <tr> <td>27,60</td> <td>3x40</td> <td>22337,10</td> <td>1861,42</td> <td>3 069,05</td> <td>255,75</td> <td>1860</td> <td></td> </tr> <tr> <td>34,50</td> <td>3x50</td> <td>29992,22</td> <td>2499,35</td> <td>4 109,37</td> <td>342,45</td> <td>2500</td> <td></td> </tr> <tr> <td>41,40</td> <td>3x60</td> <td>36943,56</td> <td>3078,63</td> <td>5 145,11</td> <td>428,76</td> <td>3080</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>(*) O consumo anual afecto a estes três escalões: 2479,97-1780,70=699,27 kWh (anual/cliente) ou 206,66-148,39=58,27 kWh (mensal/cliente).</p> <p>> Escalonamento da potência seria efectuado de forma automática, a partir dos valores da energia consumida por software adequado (necessidade avaliar custos).</p> <p>> Teria de ser objecto de estudo detalhado, entre outros pontos:</p>						VENDA A CLIENTES FINAIS BTN								Valor contratado		Valor do consumo de cada cliente escalonado em 2010				Escalões de consumo		[kVA]	[A]	[kWh]/Ano	[kWh]/Mês	[€/Ano]	[€/Mês]	[kWh]		1,15	5	73,60	6,13	6,60	0,55	10		1,15	5	938,15	78,18	108,19	9,02	80		3,45	15	1780,70	148,39	232,55	19,38	150		4,60 (*)	20	-	-	-	-	165		5,75 (*)	25	-	-	-	-	180		6,90 (*)	30 +3x10	2479,97	206,66	323,86	26,99	200		10,35	3x15	4759,25	396,60	621,71	51,81	400		13,80	3x20	5576,86	464,74	728,36	60,70	460		17,25	3x25	8010,25	667,52	1 046,87	87,24	670		20,70	3x30	9233,05	769,42	1 206,26	100,52	770		27,60	3x40	22337,10	1861,42	3 069,05	255,75	1860		34,50	3x50	29992,22	2499,35	4 109,37	342,45	2500		41,40	3x60	36943,56	3078,63	5 145,11	428,76	3080		
VENDA A CLIENTES FINAIS BTN																																																																																																																																								
Valor contratado		Valor do consumo de cada cliente escalonado em 2010				Escalões de consumo																																																																																																																																		
[kVA]	[A]	[kWh]/Ano	[kWh]/Mês	[€/Ano]	[€/Mês]	[kWh]																																																																																																																																		
1,15	5	73,60	6,13	6,60	0,55	10																																																																																																																																		
1,15	5	938,15	78,18	108,19	9,02	80																																																																																																																																		
3,45	15	1780,70	148,39	232,55	19,38	150																																																																																																																																		
4,60 (*)	20	-	-	-	-	165																																																																																																																																		
5,75 (*)	25	-	-	-	-	180																																																																																																																																		
6,90 (*)	30 +3x10	2479,97	206,66	323,86	26,99	200																																																																																																																																		
10,35	3x15	4759,25	396,60	621,71	51,81	400																																																																																																																																		
13,80	3x20	5576,86	464,74	728,36	60,70	460																																																																																																																																		
17,25	3x25	8010,25	667,52	1 046,87	87,24	670																																																																																																																																		
20,70	3x30	9233,05	769,42	1 206,26	100,52	770																																																																																																																																		
27,60	3x40	22337,10	1861,42	3 069,05	255,75	1860																																																																																																																																		
34,50	3x50	29992,22	2499,35	4 109,37	342,45	2500																																																																																																																																		
41,40	3x60	36943,56	3078,63	5 145,11	428,76	3080																																																																																																																																		

RT – EEM – Empresa de Electricidade da Madeira			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<ul style="list-style-type: none"> • Uma penalização para o encargo de potência, quando o consumo de energia excedesse o máximo previsto para o escalão de consumo correspondente ao valor da potência do contrato, à semelhança, aliás, do que existe para o BTE (n.º 4 do artigo n.º 130 do RRC); • Uma compensação para o cliente, no encargo de potência, quando o consumo de energia fosse inferior ao escalão de consumo correspondente ao valor da potência do contrato; • A implicação das médias de consumo, nos escalões de energia definidos, para a determinação do encargo de potência. <p>> Desenvolvimento/aplicação desta nova estrutura tarifária, que aproximaria os conceitos tarifários do BTN aos do BTE (um grande passo para a uniformização de todo o sistema tarifário) traria benefício evidente para os agentes da comercialização de energia eléctrica uma vez que:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Evitaria a substituição dos DCP; • Constituiria um incentivo à utilização racional da energia, já que a um menor consumo estaria associado um menor encargo de potência. 	

RT – EEM – Empresa de Electricidade da Madeira			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
91.	Extinção da TVCF de Iluminação Pública	<p>A EEM, oportunamente, irá apresentar um programa de substituição de contadores associados às instalações de iluminação pública por forma a garantir a transferência de clientes para uma opção tarifária com discriminação horária.</p> <p>No entanto, tendo em conta que o regime de exploração de uma instalação de iluminação pública é diferente das outras instalações que podem racionalizar e até evitar o consumo nas horas de ponta, atendendo ao sinal preço, entendemos que para as instalações de IP com potência superior a 20,7 kVA, cujo tarifário apenas prevê uma opção tarifária com três períodos horários, implicando, certamente, um acréscimo elevado e desproporcional de facturação, deve prever-se a introdução de uma opção tarifária com dois períodos horários. Por outro lado, adoptando a sugestão referida no ponto 2.1.3 - Harmonização de escalões e opções tarifárias nacionais na BTN, o termo de potência seria actualizado em função da procura de energia eléctrica, introduzindo um incentivo à utilização racional da energia, contribuindo para minimizar o impacto da extinção da tarifa de IP.</p>	<p>Para os fornecimentos em BTN $\geq 20,7\text{kVA}$, as tarifas apresentam uma estrutura tarifária única tri-horária. Esta situação, comparativamente com opções tarifárias mais simplificadas (bi-horária e simples) assegura uma maior aderência dos pagamentos pela tarifa aos custos causados. Nestas circunstâncias e dada a dimensão destes clientes, opta-se por não simplificar a estrutura tarifária para estes fornecimentos.</p> <p>Em relação à actualização do termo de potência em função da procura, tal não se adopta de acordo com justificação dada no comentário anterior.</p>
92.	Referencial de convergência das TVCF em MT e BTE nas RAs	Atendendo ao processo de convergência tarifária, entre as Regiões Autónomas e o Continente, previsto no Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, que determinou que as TVCF das Regiões convergissem	A ERSE considera positiva a sugestão da EEM de acompanhar a evolução dos preços médios ao longo do ano. Os resultados do

RT – EEM – Empresa de Electricidade da Madeira			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
	para as tarifas de Portugal	para as TVCF do Continente e não havendo referencial de comparação com o Continente pela extinção destas tarifas em mercado liberalizado, a EEM concorda com a proposta da ERSE em considerar os resultados da monitorização dos preços de electricidade praticados no mercado, as variações das tarifas de acesso às redes e as variações dos preços de energia nos mercados grossistas. No entanto, é de ponderar a periodicidade de revisão das TVCF nas RA's tendo em conta que as variáveis, anteriormente enunciadas, dependem do mercado, podendo ocorrer variações significativas que serão transmitidas apenas no início de cada ano aos clientes fornecidos em MT e BTE, provocando oscilações consideráveis nas suas facturas. Neste particular, sugere-se que a ERSE acompanhe a evolução dos preços médios ao longo do ano por forma a tomar a decisão mais adequada quanto à periodicidade de mudança de tarifa.	exercício de monitorização dos preços realizado pela ERSE, com base na informação recebida trimestralmente dos comercializadores, serão tidos em conta para avaliar a evolução da convergência tarifária entre as TVCF das Regiões Autónomas e os preços praticados em Portugal continental. Adicionalmente, esses resultados vão também orientar eventuais melhoramentos a realizar na metodologia de cálculo do referencial de convergência. Salienta-se que o cálculo do referencial será realizado e justificado no processo de fixação das tarifas de energia eléctrica, sendo submetido a consulta do Conselho Tarifário.
93.	Mecanismo de incentivos à aquisição eficiente de fuelóleo	Os custos de fuelóleo representam uma parcela significativa dos custos de produção de energia eléctrica nas Regiões Autónomas, justificando a pretensão da ERSE em conseguir ganhos de eficiência, tanto nos processos logísticos de transporte, descarga e armazenamento de fuelóleo bem como na sua aquisição.	A ERSE regista as preocupações da EEM e reitera que o lançamento de concursos públicos constitui uma boa prática. Os referidos parâmetros encontram-se em fase de preparação tendo em vista a sua publicação.

RT – EEM – Empresa de Electricidade da Madeira			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>Em 2010, a ERSE solicitou a realização do estudo "Custos de Referência e Metas de Eficiência para a aquisição de fuelóleo nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira", para aferir e analisar a razoabilidade dos custos de aquisição desta matéria-prima nas Regiões Autónomas, tendo em vista a definição de metas de eficiência a aplicar a esta actividade.</p> <p>(...)</p> <p>A opção de efectuar a escolha do fornecedor através de um Concurso Público foi considerada a mais transparente e adequada para uma empresa regulada como a EEM. Este concurso deverá abranger um número de fornecedores e de players do mercado vasto e representativo, mas tendo sempre em linha de conta que esses fornecedores terão de assegurar um nível de experiência e apresentar uma reputação comprovada, quer no que se refere à fiabilidade e garantia de entrega de fuelóleo de qualidade, quer no que respeite à capacidade de resposta a contratos de entrega de médio/longo prazo.</p> <p>Assim, embora a pretensão da ERSE de obter ganhos de eficiência na aquisição de fuelóleo seja legítima, não deve, em qualquer circunstância, colocar em causa a aceitação de custos de aquisição de</p>	

RT – EEM – Empresa de Electricidade da Madeira			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>fuelóleo que sejam, comprovadamente, considerados eficientes, tais como os que têm vindo a ser apresentados pela EEM, tal como se pode aferir das conclusões do estudo realizado pela KEMA.</p> <p>Como é do conhecimento da ERSE, a EEM está a preparar o lançamento de um novo concurso para aquisição de fuel, sob consultadoria da KEMA, esperando que os custos que resultarem deste procedimento venham a ser totalmente aceites pela ERSE. A EEM entende ainda que, no âmbito da contratação pública a que está vinculada, não há forma mais transparente e competitiva que o lançamento de um concurso público para a aquisição desta matéria-prima. Caso a ERSE entenda que este processo de aquisição não é o mais adequado ou que pode ainda ser melhorado, a EEM coloca-se, desde já, totalmente à disposição da Entidade Reguladora para adiar o lançamento do referido concurso no sentido de acolher e adoptar todas as orientações práticas que a ERSE venha a apresentar com o objectivo de reduzir o peso que este custo tem no Sistema Eléctrico Nacional.</p>	
94.	Custos com a aquisição de energia a terceiros	Os custos com a aquisição de energia a terceiros, têm vindo a assumir um peso crescente no total de custos da AGS. Este facto decorre da estratégia de política energética seguida na Região Autónoma da Madeira (à semelhança de Portugal Continental), visando a	A ERSE agradece a disponibilidade da EEM para a informação que se considerar necessária para este intuito.

RT – EEM – Empresa de Electricidade da Madeira			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>sustentabilidade económica e ambiental e o combate às alterações climáticas, em que o recurso a fontes de produção de energia limpa e renovável ocupa um lugar de cada vez maior destaque.</p> <p>Na RAM, para além dos produtores independentes, que se assemelham à Produção em Regime Especial do continente, existe também um produtor vinculado com tecnologia de produção convencional (Atlantic Islands Electricity (Madeira), S.A. - "AIE") que fornece energia eléctrica à EEM.</p> <p>Os produtores independentes da RAM desenvolvem a sua actividade licenciada ao abrigo de regimes jurídicos especiais, em total consonância com o enquadramento legal existente em Portugal continental, nomeadamente no que se refere ao tarifário aplicável às vendas à rede de energia eléctrica das suas instalações, estando o preço praticado regulamentado e estabelecido por diploma legal.</p> <p>Por seu lado, as condições de aquisição de energia eléctrica ao produtor vinculado com tecnologia de produção convencional - AIE -, foram estabelecidas previamente, existindo um contrato de aquisição de energia (CAE) celebrado entre as partes, o qual é de pleno conhecimento da ERSE.</p>	

RT – EEM – Empresa de Electricidade da Madeira			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>Perante a proposta da ERSE de realização de um estudo de monitorização dos custos unitários de aquisição de energia a produtores independentes, a EEM está totalmente disponível para fornecer toda a informação que se venha a revelar necessária, à semelhança do verificado aquando da realização do estudo da KEMA.</p>	
95.	Custos Operacionais de Exploração	<p>Embora a EEM concorde com o princípio de uniformização da metodologia de regulação entre as suas actividades, a extensão de uma regulação por incentivos à AGS, recorrendo para esse efeito a um mecanismo de Price-Cap, encerra um conjunto complexo de questões para as quais, desde logo, gostaríamos alertar, nomeadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • De acordo com o artigo 94.º, os custos com combustíveis para a produção de energia eléctrica (com excepção dos custos com fuelóleo), ou seja, os custos com gasóleo, óleo, amónia e outros combustíveis, estavam expressamente incluídos nos Custos de Exploração. Na proposta de revisão do Regulamento Tarifário não existe uma menção clara a esses custos nem ao tratamento que lhes será prestado. No nosso entender, estes custos deveriam ter um tratamento semelhante aos custos com fuelóleo, sendo considerados custos não controláveis, aliás, à semelhança do que se tem, efectivamente, verificado. Estes custos estão sujeitos a fortes variações de ano para ano, sem que tal 	<p>Não é intenção da ERSE colocar os custos com a aquisição de gasóleo, óleo, amónia e outros combustíveis, no âmbito do price-cap a aplicar aos custos de exploração da EEM (número 4 do artigo 94.º do Regulamento Tarifário). A ERSE entende que o nível destes custos é decorrente do processo produtivo da Empresa. Assim, a sua internalização no cálculo dos proveitos permitidos da Actividade de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, será efectuada por custos aceites, e a ERSE, procederá à inclusão de uma parcela que evidencie os referidos custos na fórmula constante do número 1 do artigo 94.º.</p>

RT – EEM – Empresa de Electricidade da Madeira			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>facto resulte de quaisquer medidas de gestão implementadas pela EEM, na medida em que dependem directamente da produção de energia que for necessária num determinado ano, para fazer face ao consumo e às necessidades que não sejam supridas por energia eléctrica adquirida a terceiros, bem como à oscilação do seu preço nos mercados internacionais, valorizações cambiais e outros factores sobre os quais a EEM não tem qualquer controlo. Mesmo que seja pretensão da ERSE incluir estes custos na parcela referente aos "Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afectos à actividade de Aquisição e Gestão de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema", a EEM considera que a revisão em curso do Regulamento Tarifário deveria promover uma alteração da fórmula do artigo 94º, tendo em vista acomodar uma menção explícita, muito precisa, sobre estes custos, de tal maneira que possam ser objecto de tratamento autónomo (idêntico ao dispensado aos custos com fuelóleo), dada a sua natureza de custo não controlável;</p> <ul style="list-style-type: none"> • A aplicação de um mecanismo de Price-Cap nos moldes em que este nos é proposto, conduz, desde logo, ao complexo processo de definição das parcelas fixas e variáveis (e identificação dos indutores/drivers de custos de exploração a utilizar) bem como das respectivas metas de eficiência. No nosso entender, a complexidade 	

RT – EEM – Empresa de Electricidade da Madeira			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		subjacente a estas questões deveria merecer um tratamento semelhante ao referido para as actividades de Distribuição e Comercialização, conduzindo assim à realização de um estudo profundo e rigoroso. A EEM disponibiliza-se, desde já, a colaborar na realização desse mesmo estudo.	
96.	2.2.2 Melhoria da Metodologia de Aplicação do Price-Cap aplicável às actividades de Distribuição e de Comercialização de Energia Eléctrica ("DEE" e "CEE")	<p>O novo enquadramento regulatório, introduzido pela revisão do Regulamento Tarifário, em 2008, revelou-se extremamente penalizador para a EEM, tendo em conta o impacto dos parâmetros regulatórios fixados para o triénio 2009-2011, no que respeita à exequibilidade das metas de eficiência definidas, ao efeito da quebra de consumo e da inflação.</p> <p>A fórmula de regulação da actividade de Distribuição de energia eléctrica apresentava uma dependência total à evolução do consumo. O apuramento dos proveitos permitidos baseado numa única parcela variável, que incluía os custos operacionais (OPEX) e os custos de investimento (CAPEX), tem-se vindo a revelar de todo desajustado, na medida em que a Distribuição é uma actividade de capital intensivo e os operadores de redes de distribuição apresentam uma estrutura de custos que reflecte, essencialmente, custos fixos relacionados com as infra-estruturas, colocando em risco a sustentabilidade dos proveitos desta actividade.</p>	<p>A forma de regulação por <i>price cap</i> das actividades de Distribuição e de Comercialização de Energia Eléctrica, aplicada às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira no período de regulação 2009-2011 revelou-se de certa forma penalizadora para as empresas. Tal sucedeu, por assentar numa remuneração do OPEX e CAPEX a variar na totalidade com os indutores de custos definidos para cada actividade (energia distribuída e número médio de clientes). Numa conjuntura de retracção da procura de energia as empresas insulares foram penalizadas com a metodologia aplicada.</p> <p>Para o novo período de regulação, 2012-2014, a definição dos parâmetros de regulação das</p>

RT – EEM – Empresa de Electricidade da Madeira			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>No que se refere à Comercialização, o anterior modelo regulatório conduziu a que a CEE, apresentasse resultados operacionais negativos, em 2009 e 2010.</p> <p>Assim, apesar da definição dos parâmetros e dos factores de eficiência para o período regulatório 2009-2011, ter por objectivo a obtenção de ganhos de eficiência de 1% nos custos controláveis, quer na actividade da DEE quer na CEE, uma vez que os proveitos permitidos variavam na sua totalidade em função dos drivers de custos definidos (consumo de electricidade na DEE, e clientes na CEE) e os parâmetros estabelecidos terem por base estimativas de consumo substancialmente superiores às que se têm efectivamente verificado, é nosso entendimento que a ERSE deveria ter procedido à revisão extraordinária do parâmetro de eficiência (X) para corrigir esta situação. É certo que o mecanismo de efeito de reposição de quantidades considerado pela ERSE no apuramento do ajustamento de 2009 a reflectir nas tarifas de 2011, atenuou esta situação, mas não promoveu a sua total e justa correcção.</p> <p>Nesse sentido, apesar de a EEM concordar com o princípio da partilha do risco regulatório e com a implementação de metodologias de regulação que privilegiem a eficiência nas actividades da Distribuição e</p>	<p>actividades de Distribuição e de Comercialização de Energia Eléctrica, serão objecto de estudo por parte da ERSE, que permita avaliar o peso relativo das componentes fixas e variáveis, em cada actividade, bem como a definição dos indutores de custos a aplicar.</p>

RT – EEM – Empresa de Electricidade da Madeira			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>Comercialização, considera também essencial que os parâmetros e os factores em que o novo enquadramento regulatório venha a assentar, sejam os mais ajustados e adequados e que não venham a pôr em causa a operacionalidade dessas actividades, bem como o equilíbrio económico e financeiro da EEM. A EEM expressa a sua total disponibilidade para fornecer a informação, o acompanhamento e o apoio que se venham a entender necessários à realização dos estudos propostos pela ERSE, tendo em vista a definição e identificação das proporções das componentes de custos fixos e variáveis, a identificação dos indutores/drivers dos custos incluídos na componente variável, a definição das metas de eficiência a aplicar e ainda a avaliação da aderência entre os níveis de custos de Comercialização de energia eléctrica em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas.</p> <p>Neste enquadramento, a EEM sugere que a fórmula de regulação traduza o grau de eficiência que a ERSE, após consulta dos agentes de mercado, entenda como razoável e exequível de alcançar no período regulatório, ou seja, que drivers de custos (número de consumidores, quantidades consumidas e inflação) sejam anualmente actualizados no sentido de limitar, por divergências de estimativa, os desvios na exigência de eficiência que a ERSE entende impor aos</p>	

RT – EEM – Empresa de Electricidade da Madeira			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>operadores regulados. Se assim fosse, no período de regulação que agora finda, a EEM não seria tão prejudicada quanto está a ser, por sobrestimação dessas variáveis ou, tão beneficiada quanto poderia ter sido caso as tivesse subestimado.</p> <p>Importa realçar, que esta proposta, estando em consonância com o espírito da regulação, ou seja, permitindo que ganhos/perdas de eficiência adicionais sejam absorvidos pelas empresas, evita situações como as que se verificam actualmente, que muito têm vindo a prejudicar a EEM, pese embora os mecanismos que a ERSE, em boa hora, entendeu tomar para mitigar os efeitos desta situação.</p>	

RT – ENDESA ENERGIA			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
97.	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	<p>Relativamente à proposta de introdução de uma tarifa aplicável às injeções de energia eléctrica na Rede, consideramos que os regimes de excepção propostos não são adequados e poderão ser geradores de importantes distorções.</p> <ul style="list-style-type: none"> • No caso da isenção dos produtores em Regime Especial: <ul style="list-style-type: none"> i Consideramos inadequado modular a matriz de Regulação para acomodar um regime particular de Remuneração, regime esse que, como é do domínio público, está sob escrutínio e poderá conhecer importantes modificações não só ao nível de futuros projectos como também retrospectivamente e, mesmo, retroactivamente sobre projectos existentes; ii. Consideramos pois que a introduzir-se uma tal tarifação, ela deveria incidir sem excepção sobre todos os produtores eléctricos, independentemente dos regimes legais, transitórios, debaixo dos quais estes se acolham. • No caso dos produtores em Baixa Tensão: <ul style="list-style-type: none"> i Consideramos que uma redução de Tarifas com o nível de Tensão poderá constituir um incentivo económico de sinal contrário à 	<p>No que concerne a produção em regime especial com remuneração garantida por via legislativa, uma vez que a sua remuneração é efectuada através de preços garantidos, considera-se que o pagamento do encargo da rede de transporte pela PRE não deve afectar a sua remuneração garantida por via legislativa, uma vez que tal extravasa as competências da ERSE.</p> <p>É de salientar que quando a PRE deixar de ter um preço garantido passará, em termos desta tarifa, a ser tratada como a produção em regime ordinário.</p> <p>Presentemente, a rede de baixa tensão é uma rede importadora, razão que justifica a opção de isentar do pagamento de acesso à rede toda a produção ligada em BT.</p> <p>Com efeito, a instalação de produção nas zonas importadoras, próximo dos locais de</p>

RT – ENDESA ENERGIA		
		<p>eficiência técnico-económica global da gestão do sistema, levando à sobreinstalação em Baixa Tensão. Ainda que disposições legais em vigor possam limitar, na actualidade, a entrada de potência em maior escala nos escalões de tensão mais baixos, a Regulação deveria ser suficiente no controlo de distorções económicas como a mencionada.</p> <p>ii. Consideramos então desadequada a redução da tarificação em baixa tensão, sugerindo uma aplicação por igual a todos os produtores independentemente do seu escalão de ligação ao SEN.</p> <ul style="list-style-type: none"> • No caso da diferenciação entre zonas de rede exportadoras e importadoras <p>i. Consideramos que o valor em discussão para a aplicação da tarificação à produção eléctrica não é incentivo suficiente para modificar ao nível da zona de rede uma decisão de investimento complexa como é a de instalação de uma instalação de produção;</p> <p>ii. Mais, não estamos convencidos que em todos os casos seja benéfico instalar nova potência em zonas importadoras, seja por motivo de escala das unidades de produção, seja por motivo de escala dos focos de consumo, seja por motivo de acessibilidade dos recursos de energia primária (carvão, gás natural, vento, água, sol).</p> <p>iii. Desta forma, entendemos assim que a introdução desta</p>
		<p>consumo, permite reduzir custos de redes na medida em que permite adiar ou evitar investimentos em redes e em perdas de energia eléctrica. Esta opção deverá assim ser mantida enquanto a rede de BT continuar a ser uma rede importadora. Acresce que dado o número elevadíssimo dos pequenos produtores de BT, esta opção de isentar a geração em BT de pagar preços de entrada na rede, permite simplificar substancialmente o processo.</p>

RT – ENDESA ENERGIA			
		diferenciação resultaria em assimetrias competitivas aleatórias, e como tal, deveria ser desconsiderada.	
98.	Iluminação Pública	Partilhamos a preocupação da ERSE para fazer a facturação dos consumos na Iluminação Pública mais transparentes e atractivos para a concorrência, mas achamos que o processo deveria estar concluído em 2011.	O processo de eliminação da tarifa de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso de Iluminação Pública é um processo que traz grandes alterações ao sector eléctrico, razão pela qual é necessário um prazo mais alargado para o concluir.
99.	Tarifas transitórias em MAT, AT, MT e BTE	No referente às tarifas transitórias em MAT, AT, MT e BTE sugerimos a utilização da monitorização de preços e a variação do preço do gás como base para as suas estimações, deixando de lado o exercício de cálculo das tarifas de energia.	As tarifas transitórias continuam a ser determinadas de acordo com o estabelecido no n.º 2 do art. 6.º do Decreto-Lei n.º 104/2010, ou seja, pela soma das tarifas de energia, comercialização e acesso às redes, sendo agravadas por uma percentagem a determinar pela ERSE. Na determinação do agravamento serão considerados os preços praticados no mercado por forma a garantir que as tarifas transitórias incentivam a transferência dos clientes para o mercado.

RT – ENONDAS			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
100.	Recuperação dos Custos de Arranque da ENONDAS	<p>Nos termos dos artigos 12º do Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de Janeiro, da alínea f) da Base XV do Capítulo IV do anexo I do Decreto-Lei n.º 238/2008, de 15 de Dezembro e da Resolução do Conselho de Ministros n.º 49/2010, de 1 de Julho, os custos da ENONDAS relativos ao arranque e criação da Zona Piloto, os custos de operação e manutenção, bem como os custos com capital devem ser recuperados através da tarifa de uso global do sistema.</p> <p>Artigo 74º</p> <p>Concorda-se com o exposto no artigo, que transcreve o exposto no RCM 49/2010. Contudo deverá ainda ser incluído no Regulamento Tarifário, nomeadamente no artigo n.º 74.º relativo aos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, a recuperação dos custos de arranque e criação da zona piloto, tal como disposto na alínea g) do artigo 12º do Decreto-Lei 5/2008 e/ou alínea h) da cláusula 18ª do contrato de concessão (RCM 49/2010). Os custos a recuperar pela ENONDAS devem ter um ajuste com base nos custos reais ocorridos, à semelhança dos restantes desvios das actividades reguladas.</p>	<p>Os custos de arranque e criação da zona piloto, previstos na alínea g) do artigo 12º do Decreto-Lei 5/2008 e na alínea h) da cláusula 18ª do contrato de concessão (RCM 49/2010) ocorrem apenas no início da actividade da Enondas. Neste sentido, a ERSE entende, que dado o seu carácter excepcional, no primeiro ano de regulação dessa entidade, os custos de arranque e criação da zona piloto sejam acrescidos à parcela dos custos de exploração constantes da fórmula apresentada do ponto 6 do artigo 74.º do regulamento tarifário.</p> <p>A recuperação dos custos reais ocorridos é feita através do mecanismo de ajustamento do custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, através da parcela $\Delta R_{Pol,t-2}^T$.</p>

RT – FENACOOOP – Federação Nacional das Cooperativas de Consumidores			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
101.	Introdução de preços de entrada na tarifa de Uso da Rede de Transporte a pagar pelos produtores	<p>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.</p> <p>A ERSE descreve ainda dois mecanismos alternativos para operacionalizar esta isenção de pagamento pelos PRE:</p> <ul style="list-style-type: none"> - O CUR efectua os pagamentos do encargo G ao ORT. - 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 a assegurar o preço garantido. <p>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</p>	<p>No que concerne a produção em regime especial com remuneração garantida por via legislativa, uma vez que a sua remuneração é efectuada através de preços garantidos, considera-se que o pagamento do encargo da rede de transporte pela PRE não deve afectar a sua remuneração garantida por via legislativa, uma vez que tal extravasa as competências da ERSE.</p> <p>Quanto à operacionalização da isenção do pagamento, a ERSE optou pelo mecanismo que lhe pareceu mais simples uma vez que já existe relacionamento do CUR com estes promotores, permitindo assim uma minimização dos custos de transacção.</p> <p>De notar que as receitas do ORT provenientes dos pagamentos dos produtores serão claramente identificadas, identificando-se os pagamentos efectuados pelo CUR relativos à PRE.</p>

RT – FENACOOOP – Federação Nacional das Cooperativas de Consumidores			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>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.</p> <p>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 assinado recentemente pelo Governo português, tal como está expresso no ponto seguinte:</p> <p><i>"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). [T4U2011]"</i></p>	<p>Por fim é de salientar que quando a PRE deixar de ter um preço garantido passará, em termos desta tarifa, a ser tratada como a produção em regime ordinário.</p>
102.	Adopção de tarifas dinâmicas do tipo "critical peak pricing"	<p>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.</p>	<p>O objectivo de levar a discussão pública a introdução de tarifas dinâmicas ao nível das tarifas de Acesso às Redes, foi solicitar a participação dos operadores de redes na realização de estudos sobre esta temática, tendo sido introduzida esta disposição no Regulamento Tarifário.</p>

RT – FENACOOOP – Federação Nacional das Cooperativas de Consumidores			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>Contudo, como é referido no documento justificativo, o sucesso deste tipo de tarifas depende, em grande parte, da elasticidade da procura. 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.</p>	<p>Considera-se importante aperfeiçoar as tarifas de Acesso às Redes, introduzindo o conceito de tarifas dinâmicas. Contudo, a ERSE também partilha da opinião dos agentes na medida em que defende que a introdução e o desenho deste tipo de opção tarifária está dependente de estudos a realizar.</p> <p>Salientamos que existe um conjunto de medidas que estão a ser desenvolvidas no âmbito do PPEC, relativas a sistemas de gestão de consumos, que poderão fornecer informação sobre a elasticidade da procura dos consumidores.</p> <p>Por último, salienta-se que uma eventual introdução deste tipo de tarifas ocorrerá só no próximo período regulatório.</p>
103.	Mecanismo de cálculo das tarifas transitórias de venda a clientes	<p>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</p>	<p>Uma das competências da ERSE é a supervisão dos mercados, em particular do mercado retalhista de energia eléctrica.</p>

RT – FENACOOOP – Federação Nacional das Cooperativas de Consumidores			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
	 finais em MAT, AT, MT e BTE	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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,</p>	<p>A ERSE publica já alguma informação sobre o nível de concorrência no mercado retalhista de electricidade na síntese mensal que elabora sobre o mercado liberalizado de electricidade.</p> <p>Neste contexto a ERSE estabeleceu também um processo de recolha da informação de preços de referência e dos preços médios praticados. Este processo tem vindo a ser implementado e robustecido com o objectivo de em breve se publicarem os resultados dos estudos.</p> <p>A ERSE toma nota da solicitação da FENACOOOP para a realização de um estudo mais aprofundado sobre o nível de concorrência no sector eléctrico.</p>

RT – FENACOOOP – Federação Nacional das Cooperativas de Consumidores			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>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 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).</p> <p>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).</p>	
104.	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	O mecanismo de convergência para tarifas aditivas agora aprovado permite definir variações tarifárias máximas por preço de cada opção tarifária. A definição de limites máximos às variações tarifárias por preço de

RT – FENACOOOP – Federação Nacional das Cooperativas de Consumidores			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>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.</p>	<p>cada opção aumenta a flexibilidade na operacionalização do mecanismo de convergência, permitindo uma convergência mais rápida ao nível dos preços das TVCF em BTN para as tarifas aditivas, ou seja, para os preços de mercado previstos.</p> <p>A imposição de limites às variações máximas será realizada por forma a preparar a extinção das TVCF em BTN, antecipando parte dos impactes que irão ocorrer e, ao mesmo tempo, tentará proteger os clientes de impactes tarifários anuais significativos. Esta tem sido a prática sempre seguida pela ERSE no processo fixação de tarifas, publicando sempre no documento “Estrutura Tarifária do Sector Eléctrico” informação detalhada sobre os impactes, para cada opção tarifária, resultantes da aplicação do mecanismo de convergência.</p>

RT – FENACOOOP – Federação Nacional das Cooperativas de Consumidores			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
105.	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.º49/2010)	<p>A ERSE incorporou as alterações decorrentes da Portaria n.º592/2010 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.</p> <p>A Portaria n.º 117/2011 de 25 de Março veio alterar o âmbito de aplicação da Portaria n.º1309/2010, 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 n.º592/2010.</p>	<p>As alterações, e eventuais necessidades de clarificação, do regime de interruptibilidade são competência do Governo e não da ERSE. Na revisão dos regulamentos do sector eléctrico em curso, a ERSE procurou incluir as alterações introduzidas recentemente neste âmbito. O regime transitório introduzido pela Portaria n.º 1308/2010, de 23 de Dezembro, também está sujeito ao estabelecido pelo artigo 10.º da Portaria 592/2010, de 29 de Julho, segundo o qual os contratos de interruptibilidade são celebrados entre o ORT e os consumidores interessados que cumpram os requisitos para o efeito, devendo o ORT prestar informação à DGEG, ERSE e ao ORD até 15 de Novembro, sobre os contratos celebrados para o período de 1 de Novembro do ano em curso até 31 de Outubro do ano seguinte. Esta informação permitirá prever os encargos com os mesmos.</p> <p>A ERSE no cumprimento das suas obrigações</p>

RT – FENACOOOP – Federação Nacional das Cooperativas de Consumidores			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>A maioria esmagadora das empresas que podem beneficiar deste regime consomem 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.</p> <p>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.</p> <p>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</p>	<p>internalizou nesta revisão regulamentar as decisões governamentais, nomeadamente a referente à criação e exploração de uma Zona Piloto para exploração da energia das ondas (Decreto-Lei 5/2008, de 8 de Janeiro e Resolução do Conselho de Ministros n.º 49/2010, de 1 de Julho, que estabelece o contrato de concessão).</p>

RT – FENACOOOP – Federação Nacional das Cooperativas de Consumidores			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>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.</p> <p>Neste contexto, justifica-se a intervenção materializada na Resolução do Conselho de Ministros nº49/2010. Não obstante, atendendo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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, pelo que recomenda-se a maior contenção e/ou eventual suspensão desta iniciativa. 	

RT – FENACOOOP – Federação Nacional das Cooperativas de Consumidores			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
106.	Novo modelo de reporte da REN à ERSE relativo a informação de imputação de custos de serviços prestados por empresas do grupo REN	<p>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 n.º 1. A do art.º 134.º 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:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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. 	<p>A ERSE regista com agrado a concordância manifestada. De facto, a implementação de um novo modelo de reporte, a facultar pela REN à ERSE, é essencial para a obtenção, de forma transparente da informação acerca dos custos prestados por empresas do grupo e imputados às diferentes actividades, num contexto em que existem dentro do grupo, actividades reguladas de forma diferenciada coexistindo com actividades não reguladas. A segregação dos custos alocados a cada actividade é assim essencial para minimizar os riscos de subsidiação cruzada.</p>

RT – FENACOOOP – Federação Nacional das Cooperativas de Consumidores			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>No número 3A do artigo 141º, a ERSE dispõe obrigações similares relativamente à informação periódica a fornecer pelo comercializador de último recurso.</p> <p>Consideramos extremamente positiva a preocupação manifestada pela ERSE na revisão do regulamento tarifário em relação 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 subsidiação 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 subsidiação cruzada por parte da actividade regulada).</p> <p>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</p>	

RT – FENACOOOP – Federação Nacional das Cooperativas de Consumidores			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>eliminação dos problemas de subsidiação cruzada, atenuando os problemas de distorção da concorrência causados pela subsidiação cruzada de actividades em mercado livre por parte de actividades reguladas.</p> <p>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 subsidiação 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 subsidiação cruzada, incluindo juros devidamente calculados de acordo com metodologia a definir pela ERSE.</p>	
107.	Melhoria da metodologia de aplicação do price-cap da actividade de distribuição de energia eléctrica: tratamento	<p>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.</p>	<p>O custo de capital é um parâmetro regulatório que pretende dar o sinal adequado aos agentes para tomarem as suas decisões num horizonte de médio e longo prazo. A estabilidade deste indicador é essencial, sendo que uma alteração extemporânea do</p>

RT – FENACOOOP – Federação Nacional das Cooperativas de Consumidores			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
	diferenciado do OPEX e CAPEX e reanálise dos drivers de custos	<p>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.</p> <p>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 propôs efectuar no início do período regulatório,....".</p> <p>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</p>	<p>mesmo poderia acarretar custos acrescidos para o sistema por via do respectivo incremento do risco. A definição do custo de capital é efectuada com a devida profundidade em sede de definição de parâmetros. Tal verificar-se-á igualmente para o período regulatório 2012-2014 e consistirá na avaliação do custo de oportunidade do capital das actividades reguladas. Nesse exercício, serão consideradas, à semelhança dos anteriores períodos regulatórios, as características das actividades, bem como o seu enquadramento.</p>

RT – FENACOOOP – Federação Nacional das Cooperativas de Consumidores			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>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.</p> <p>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.</p>	
108.	Promoção da inovação nas redes	<p>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".</p> <p>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.</p> <p>De um ponto de vista estritamente teórico, a proposta da ERSE parece-</p>	<p>O modelo proposto pela ERSE visa promover o desenvolvimento de redes inteligentes de forma sustentada, com partilha de custos e benefícios entre empresas reguladas e consumidores.</p> <p>O ORD terá necessariamente que apresentar as propostas de investimentos com carácter inovador acompanhadas da estimativa do potencial de redução dos custos operacionais, justificada com base nas melhorias e alterações introduzidas nos processos operacionais e na afectação de recursos.</p>

RT – FENACOOOP – Federação Nacional das Cooperativas de Consumidores			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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; - Selecção criteriosa dos investimentos inovadores. <p>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</p>	<p>Caberá à ERSE decidir a aplicação da taxa de remuneração diferenciada para este tipo de investimentos, que terá como contrapartida imediata a imposição de metas de eficiência mais exigentes. Salienta-se igualmente, que o risco associado à tecnologia é totalmente assumido pelo accionista da empresa regulada.</p>

RT – FENACOOOP – Federação Nacional das Cooperativas de Consumidores			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>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.</p> <p>Por outro lado, ainda no que respeita à remuneração dos activos, 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</p>	

RT – FENACOOP – Federação Nacional das Cooperativas de Consumidores			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>reflectir numa menor remuneração face à actualmente adoptada para a globalidade dos investimentos.</p> <p>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.</p>	

RT – FENACOOOP – Federação Nacional das Cooperativas de Consumidores			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>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 macroeconómico. 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.</p>	
109.	Alteração do mecanismo de aprovisionamento do CUR	<p>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.</p> <p>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</p>	<p>A ERSE regista com agrado a concordância da FENACOOOP quanto às propostas de alteração apresentadas relativas a este tema.</p> <p>A aplicação desta medida em sede de sub-regulamentação será devidamente justificada pela ERSE.</p>

RT – FENACOOOP – Federação Nacional das Cooperativas de Consumidores			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>todos os consumidores, uma vez que os custos com o preço garantido são transferidos para a parcela UGS II.</p> <p>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.</p> <p>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</p>	

RT – FENACOOOP – Federação Nacional das Cooperativas de Consumidores			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>sub-regulamentação, pelo que esta definição deverá ser efectuada de forma muito cuidada.</p> <p>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.</p>	
110.	Reforço da regulação por incentivos da actividade de comercialização de energia eléctrica	<p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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. 	<p>À semelhança de outras análises de <i>benchmarking</i>, o referido estudo efectuado pela Deloitte assume um carácter de confidencialidade acerca das empresas que fornecem os seus dados para efeitos de comparação. A análise de benchmarking a disponibilizar ao Conselho Tarifário tem em conta as especificidades da empresa em causa.</p>
111.	Alteração do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição	<p>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).</p>	<p>Ver resposta ao comentário n.º 42.</p>

RT – FENACOOOP – Federação Nacional das Cooperativas de Consumidores			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>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.</p> <p>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.</p>	

RT – FORTIA ENERGIA			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
112.	<p>Tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicada a todos os produtores em regime ordinário e em regime especial, ligados à RNT e à RND.</p> <p>Discriminação horária e por nível de tensão.</p>	<p>1. No que respeita à diferenciação por nível de tensão, não parece ser apropriada já que iria contra o princípio da uniformidade tarifária pelo qual se rege a regulação portuguesa.</p> <p>2. Parte da tarifa de uso de redes que se propõe que fique a cargo dos produtores (estimada pela ERSE como sendo 8% dos proveitos permitidos do transporte ao ORT), permitirá a redução da tarifa de uso de redes aplicada aos consumidores. O critério de redução deveria seguir uma lógica de eficiência, não parecendo adequado que esta redução venha a ser aplicada ao termo de potência média em horas de ponta, com o prejuízo de produzir um incentivo ao consumo em ponta. Propõe-se a redução dos termos de vazio ou, em alternativa, o termo de potência contratada.</p>	<p>Clarifica-se que a diferenciação por nível de tensão não vai contra o princípio da uniformidade tarifária na medida em que este princípio garante a igualdade de preços em todo o país para o mesmo serviço. Assim, de acordo com o que já é feito nas tarifas de uso das redes aplicadas aos consumidores podem e devem existir preços diferentes por nível de tensão.</p> <p>A metodologia de cálculo dos preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicada aos consumidores mantém-se, sendo os preços calculados de forma eficiente. De acordo com o Regulamento Tarifário os preços de potência contratada e de potência em horas de ponta são calculados com base nos custos incrementais, sendo posteriormente escalados por forma a alcançar os proveitos permitidos. Os preços de energia são obtidos multiplicando os preços marginais de energia considerados na tarifa de energia, por período</p>

RT – FORTIA ENERGIA			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			horário, pelos respectivos factores de ajustamento para perdas na rede de transporte.
113.	Duração dos períodos horários	<p>1. Sem retirar interesse a quaisquer outras formas mais sofisticadas de gestão dos períodos horários, tal como o CPP, pensamos que se deveria começar por adequar o período horário de ponta para o ciclo semanal, no período de verão, à ponta do sistema eléctrico português. Recomendamos que este se situe entre as 10h e as 13h em alternativa ao atual, que está definido entre as 14h e as 17h.</p>	<p>Os consumidores têm a possibilidade de escolher o seu comercializador e com este acordar os períodos tarifários mais adequados a cada caso, nomeadamente os clientes de MT, AT e MAT que têm telecontagem, podendo os períodos horários praticados pelos comercializadores ser diferentes dos períodos horários praticados nas tarifas de acesso às redes.</p> <p>No âmbito das tarifas de Acesso, os actuais períodos foram estabelecidos com base em estudos que a ERSE irá refazer de forma a verificar a sua adequabilidade à realidade das redes eléctricas nacionais.</p>
114.	Modulação das tarifas de Acesso às Redes	<p>2. De modo a incentivar a gestão da procura, dever-se-ia tornar as tarifas de aceso mais atrativas, por forma a que o deslocamento de carga de ponta para vazio fosse mais rentável para os consumidores</p>	<p>As tarifas de Acesso às Redes resultam da adição das tarifas de Uso da Rede de Transporte, Uso das Redes de Distribuição e</p>

RT – FORTIA ENERGIA			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>com capacidade de ajuste. Seria também importante reconsiderar a repartição atual das parcelas I e II da tarifa de Uso Global do Sistema. Efetivamente, os custos de gestão do sistema (parcela I) e os custos de interesse económico geral (parcela II), podiam ser reduzidos nas horas de vazio e, em qualquer caso, eliminar-se estes últimos do termo de potência contratada, passando-os às horas de ponta e cheias.</p>	<p>de Uso Global do Sistema. As tarifas de uso das redes têm uma elevada diferenciação por período horário, na medida em que os custos das actividades de redes estão a ser recuperados essencialmente na variável consumo em horas de ponta. Assim, as tarifas de Acesso às Redes já transmitem incentivos à modelação dos consumos, sendo de estudar o aumento dos incentivos à modulação através da introdução de diferenciação horária na tarifa uso global do sistema e da análise dos respectivos impactes tarifários.</p> <p>Adicionalmente, salienta-se que os custos da UGS recuperados através da variável potência contratada são relativos aos CMEC. Esta forma de recuperação de custos está definida no âmbito da legislação em vigor da competência do governo, pelo que quaisquer alterações terão de ser estabelecidas pelo governo.</p>
115.	A criação de duas	3. Torna-se absolutamente necessária a proposta da ERSE no	A ERSE regista com agrado a concordância

RT – FORTIA ENERGIA			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
	<p>funções distintas associadas ao CUR.</p> <p>Aprovisionamento da sua carteira de clientes e compra e venda da PRE</p>	<p>sentido da separação das duas funções associadas aos CUR. Às disfunções assinaladas na proposta de revisão acrescenta-se outra relativa à repartição do custo dos desvios entre agentes, pois a consolidação dos desvios de compra e de venda do CUR supõe, na prática, um encarecimento para o resto dos agentes de mercado.</p> <p>4. Compreendido que está o interesse do regulador em dispor de maior visibilidade dos preços de compra de energia dos CUR, a colocação em prática de mecanismos de compra a prazo para atender à procura dos CUR (à semelhança dos leilões CESUR em Espanha) pode conduzir a graves distorções no funcionamento do mercado. Em particular, deve ser tido em conta que:</p> <p>a) Os CUR não estão motivados para reduzir o seu custo de aquisição;</p> <p>b) Não há oferta a prazo suficiente no sistema.</p> <p>Isto traduz-se, simultaneamente, num incremento no preço de fornecimento dos CUR e dos clientes em mercado livre, com os comercializadores a enfrentar uma pressão inflacionista dos contratos de futuro, castigando em especial os novos agentes de mercado que não possuem geração própria para fazer as suas coberturas. Seria, por tanto, imprescindível dotar de algumas condicionantes os leilões</p>	<p>da FORTIA ENERGIA quanto à proposta apresentada. No que diz respeito às sugestões e preocupações elencadas pela FORTIA ENERGIA, estas serão consideradas em sede de sub-regulamentação, aquando da definição das regras de aquisição de energia eléctrica por parte do CUR.</p>

RT – FORTIA ENERGIA			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>de compra dos CUR, como, por exemplo:</p> <p>1) Obrigação de participação dos produtores em regime ordinário, sujeitos a contratos CAE ou beneficiários de garantias CMEC, de forma proporcional à sua quota no mercado de produção;</p> <p>2) Fixação de um preço máximo de compra, em função das previsões do preço de mercado.</p> <p>5. A função do CUR na venda de energia da PRE a prazo é uma oportunidade para colocar em circulação uma emissão primária de energia em mercado. Para assegurar que esta emissão cumpre um efeito dinamizador da concorrência em mercado livre, deveria, numa primeira ronda, ser restrita aos agentes sem geração própria no mercado MIBEL, e fixando o seu limite de participação em proporção à sua quota de mercado em território português. Nos casos em que a oferta supere a procura, ficando por vender energia da PRE a prazo, essas quantidades poderiam ser disponibilizadas pelos CUR no mercado organizado OMIP, ficando, a partir desse momento, abertas a qualquer tipo de agente de mercado.</p>	

RT – GALP ENERGIA			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
116.	Tarifa de Entrada na RNT	A separação da Tarifa de Transporte em Termo de Entrada e de Saída (conceito já estabelecido no GN), sendo aquela em estrutura monómia a exemplo de Espanha e aplicada aos electroprodutores, sejam em regime ordinário ou em PRE, parece adequada, desde que a repartição dos termos seja correcta e indutora de utilização eficiente da rede.	A proposta considerada prevê que a variável de facturação a considerar para o encargo G corresponda a preços de energia que podem apresentar diferenciação por nível de tensão e período horário, sendo justificável a adopção de encargos G por unidade de energia mais reduzidos nos níveis de tensão predominantemente importadores.
117.	Regulação da Distribuição por Incentivos	<p>Considera-se positiva a proposta de alteração da metodologia de regulação da Distribuição para um <i>price cap</i> a incidir de um modo claro nos OPEXs e não sobre o total do CAPEX e OPEX, como anteriormente sucedia. Como notado no Documento Justificativo, o controlo sobre custos totais de natureza marcadamente distinta, concedia ao ORD alguma flexibilidade na acomodação de desvio nos custos operacionais, o que poderia limitar os investimentos necessários ao desenvolvimento e reforço da rede.</p> <p>Valoriza-se também positivamente a proposta da ERSE de análise da adopção de outros indutores de custos que não a energia veiculada, lembrando-se aliás as posições expressas pela Galp Energia em discussões idênticas, relativas à inadequação do volume de gás</p>	A ERSE regista com agrado o comentário e a sugestão será tida em conta aquando a implementação dos referidos procedimentos.

RT – GALP ENERGIA			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>veiculado na RNDGN como <i>cost driver</i>.</p> <p>No que respeita ao controlo do CAPEX, considera-se como um princípio adequado o estabelecimento e verificação de Plano de Investimentos para o período regulatório. No que respeita à penalização de investimentos realizados acima do plano aprovado, traduzida na aplicação de uma taxa de remuneração inferior, reconhecem-se também os méritos da proposta, enquanto indutora de optimização na realização de investimentos, sem prejuízo de dever ser concedido à empresa a possibilidade de justificação de eventuais desvios, nomeadamente se resultantes de Obrigações de Serviço Público, sugerindo-se a implementação de um sistema de aprovação prévia pela ERSE durante o período regulatório.</p>	
118.	Investimentos inovadores	<p>A ERSE admite a possibilidade de criação de incentivos a investimentos em projectos inovadores (“redes inteligentes”), baseados numa remuneração do CAPEX associado superior à dos activos base. No entanto, consideramos que uma remuneração superior apenas seria justificável se a ela estivesse associada um risco superior para o investidor, o que não é manifestamente o caso, dado que o activo criado será incorporado na base remunerada, pelo que discordamos da proposta apresentada.</p>	<p>A ERSE entende que a remuneração deste tipo de activos deva ser superior ao de outros activos, justificado pelo facto das tecnologias associadas não se encontrarem totalmente estabilizadas. Assim, caso essas tecnologias venham a tornar-se incompatíveis com desenvolvimentos futuros, os activos serão retirados da base de activos a remunerar, sendo este risco suportado unicamente pelo</p>

RT – GALP ENERGIA			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>Considera-se que a realização destes investimentos em redes inteligentes, bem como os objectivos a alcançar, deverão ser objecto de contratualização com definição clara dos impactos em termos de custos e mais-valias para o SEN, afinal o verdadeiro investidor, sob pena de se criar um peso acrescido nas tarifas, sem vantagens evidentes para os consumidores.</p>	<p>investidor.</p> <p>Por outro lado, a aplicação desta taxa diferenciada apenas vigorará até à maturação de tecnologias, que é expectável que aconteça a médio prazo.</p>
119.	Contratualização de Serviços Partilhados	<p>É dada uma ênfase particular à discussão dos preços dos serviços prestados por empresas terceiras pertencentes do grupo empresarial das empresas reguladas, em particular no ORT e no incumbente da Distribuição e da Comercialização de Último Recurso (REN Serviços e EDP Serviços Comerciais, respectivamente).</p> <p>Nota-se, em primeiro lugar, que a possibilidade de existência desta contratação em grupos empresariais é expressamente aceite nas Directivas Europeias de Energia, pelo que o conceito subjacente à mesma não pode deixar de ser aceite como legítimo. As mesmas Directivas insistem, naturalmente, no princípio de que estas relações intra-grupo deverão estar balizadas por contratos claros, com preçário e níveis de serviço competitivos, devendo a verificação destes princípios ser a base da supervisão por parte da ERSE.</p>	<p>Toda a informação que permita à ERSE regular de forma a salvaguardar a eficiente alocação dos recursos nas actividades sujeitas a regulação é necessária, designadamente a informação respeitante aos serviços partilhados. Todavia, a ERSE está ciente de que a informação em excesso pode comprometer o bom desempenho regulatório, pelo que os procedimentos a adoptar terão este facto em consideração.</p>

RT – GALP ENERGIA			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>Neste sentido, parece-nos que o articulado proposto, prevendo a apresentação de informação extraordinariamente detalhada por parte das empresas, de modo a que a ERSE possa avaliar quer a repartição dos custos entre as empresas do grupo, quer o <i>pricing</i> dos serviços, se tornará mais num exercício pesado de produção de informação, do que na criação de mecanismos que suportem uma supervisão efectiva.</p> <p>Relembra-se que, por mais de uma vez, a Galp Energia alertou para o efeito negativo do excesso de dados solicitado pela ERSE, no que ele representa de carga burocrática para as empresas e dificuldade prática de tratamento dos mesmos pelo Regulador. Assim, sugere-se uma análise conjunta da ERSE com as empresas reguladas para aferição de qual a informação efectivamente necessária, de forma a evitar a repetição, noutros moldes, do processo quase penoso de preparação da informação para o tarifário.</p> <p>Finalmente, há que notar que este tipo de serviços são normalmente objecto de análise e aprovação por parte da Administração Fiscal (os chamados Preços de Transferência). Considera-se que as análises a efectuar pela ERSE não poderão deixar de ter em atenção este facto, sob pena de se criarem incertezas e inconsistências financeiras nas empresas reguladas.</p>	

RT – GALP ENERGIA			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
120.	Remuneração da Garantia de Potência	<p>É consensual a necessidade de estabelecimento de um mecanismo de remuneração da garantia de potência, enquanto serviço a prestar pelos electroprodutores ao SEN, em particular os térmicos, face aos investimentos realizados em PRE que, pela sua própria natureza, não se caracterizam por 100% de disponibilidade.</p> <p>Considera-se no entanto, que a proposta é excessivamente vaga, pois face ao detalhe estabelecido na Portaria 765/2001, que estabeleceu os princípios desta remuneração, a ERSE poderia ter concretizado questões como os princípios de fixação da remuneração, as condições de elegibilidade e contratação deste serviço aos produtores, como será realizada a recuperação dos proveitos permitidos associados, etc.</p>	<p>Este tema não é objecto da presente revisão regulamentar. Importa sublinhar, contudo, que é a Portaria n.º 765/2001 que define os procedimentos atribuídos à ERSE e os parâmetros para a determinação do montante da garantida de potência a integrar nos proveitos permitidos da actividade da GGS.</p>
121.	Tarifa Social	<p>A Galp Energia teve já ocasião de manifestar o seu acordo ao estabelecimento de um tarifário social, dirigido a consumidores em situação de carência económica, estabelecido pelo Decreto-Lei 138-A/2010. No entanto, voltamos a frisar o nosso desacordo ao princípio de subsidiação deste sistema pelos produtores em regime ordinário, cuja funções no SEN são claramente distintas.</p> <p>Sem prejuízo do referido, consideramos positivo o princípio de que qualquer comercializador poderá disponibilizar a tarifa social a</p>	<p>O enquadramento da tarifa social actualmente em vigor foi estabelecido pelo Governo no Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de Dezembro, nomeadamente o regime de financiamento, o universo de aplicação e a metodologia de verificação da manutenção desta elegibilidade, não sendo estas matérias da competência da ERSE.</p>

RT – GALP ENERGIA			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>consumidores que demonstrem a sua elegibilidade para a mesma.</p> <p>No entanto, também aqui consideramos que a proposta poderia ser mais detalhada, nomeadamente quanto à dimensão do universo de aplicação, à metodologia de verificação da manutenção desta elegibilidade, à estimativa dos custos associados induzidos, e como será realizada a recuperação dos mesmos (em que tarifa?)</p> <p>Assim, recomenda-se o desenvolvimento destas questões no documento justificativo final, a publicar com a alteração dos regulamentos.</p>	<p>A alteração do regime da tarifa social foi incorporada no RT através do Despacho n.º 19059/2010, de 23 de Dezembro, não estando no âmbito da presente revisão regulamentar.</p> <p>Na elaboração das tarifas para 2011 foi feita uma estimativa dos custos associados à nova tarifa social, cerca de 4,3 milhões de €. No que concerne o número de potenciais beneficiários estima-se que seja na ordem dos 700 mil clientes.</p>
122.	Mecanismos de incentivo ao CUR	<p>Esta proposta que vai no sentido de melhorar as regras de aquisição de energia no mercado grossista, nomeadamente a formação dos preços através dos custos marginais de produção, é bem aceite. Contudo ficamos com algumas reservas quanto à forma como serão operacionalizados os mecanismos de venda a prazo da energia PRE por parte do CUR, concretamente o acesso à contratação bilateral.</p> <p>Recomenda-se assim uma melhor explicitação dos princípios a aplicar no momento da publicação da versão final.</p>	<p>A ERSE regista com agrado a concordância da Galp ENERGIA quanto à proposta apresentada. No que diz respeito preocupação da Galp ENERGIA, esta será considerada em sede de sub-regulamentação, aquando da definição das regras de aquisição de energia eléctrica por parte do CUR.</p>

RT – IBERDROLA			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
123.	Preço de entrada na rede aplicável a todos os produtores	<p>A harmonização das tarifas de uso das redes com Espanha, no âmbito do MIBEL, é um objectivo meritório, que acolhe o nosso apoio.</p> <p>Porém, haverá que acautelar a importação de soluções que possam distorcer o funcionamento do mercado. Referimo-nos, neste caso particular, ao eventual pagamento de uso de redes pelos grupos quando funcionam em modo de bombagem, situação em debate presentemente em Espanha e que não parece ser a intenção do presente regulamento em consulta. A cobrança de uso de redes em bombagem, ao ser esta uma conversão de energia eléctrica em energia potencial com vista à futura reconversão em energia eléctrica, corresponderá, do ponto de vista do uso final da energia, a uma dupla tributação do uso de rede à produção da energia armazenada por bombagem.</p> <p>Igualmente, é nossa opinião que a única variável de facturação é a energia “entrada” na rede, pelo que os consumos próprios das centrais não são objecto de qualquer pagamento na proposta de regulamento.</p>	<p>Apesar do comentário ter sido realizado no âmbito do RT, a resposta a esta questão insere-se no âmbito do RARI, tendo a proposta submetida a consulta pública sido alterada no sentido de clarificar que os produtores hidroeléctricos que necessitem de adquirir energia eléctrica para bombagem estão isentos do pagamento das tarifas de acesso aplicáveis às saídas da rede (cargas).</p> <p>Em relação aos consumos próprios das centrais, tal como no passado, os produtores terão de celebrar sempre um Contrato de Uso das Redes relativo a esses consumos, sendo para o efeito equiparados a clientes.</p>
124.	Variável de facturação da entrada na rede	<p>Concordamos com a escolha da energia para variável de facturação, pois é nosso entendimento que a harmonização das tarifas aplicáveis à produção no âmbito do MIBEL, pela redução de distorções na</p>	<p>A adopção de preços de energia a pagar pela geração, diferenciados por nível de tensão ou período horário, permite fornecer sinais</p>

RT – IBERDROLA			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>concorrência que daí resulta, deverá ser o objectivo mais importante a perseguir.</p> <p>Nesse sentido, parece conveniente aplicar um preço homogéneo em todos os níveis de tensão e períodos horários, com o fim de não provocar novas distorções no âmbito do MIBEL pelo impacto no mercado referido no documento justificativo, ou uma eventual discriminação entre tecnologias de geração ou mesmo dentro de cada tecnologia, resultante apenas de estarem em níveis de tensão diferentes.</p>	<p>locações mais adequados à geração, incentivando-se a sua instalação e produção nos níveis de tensão e períodos horários predominantemente importadores.</p>
125.	Introdução de tarifas do tipo CPP ao nível das Tarifas de Acesso	<p>Temos dúvidas da eficácia desta proposta, pelo que recomendamos estudos no sentido do esclarecimento desta questão.</p> <p>As nossas dúvidas resultam do facto do peso das tarifas de acesso na facturação dos clientes aumentar na razão inversa da sua dimensão, enquanto a elasticidade procura-preço varia na razão directa, ou seja, existe um risco elevado de que os benefícios que os clientes mais sensíveis a este tipo de tarifas possam colher sejam insuficientes.</p>	<p>O objectivo de levar a discussão pública a introdução de tarifas dinâmicas ao nível das tarifas de Acesso às Redes, foi solicitar a participação dos operadores de redes na realização de estudos sobre esta temática, tendo sido introduzida esta disposição no Regulamento Tarifário.</p> <p>Considera-se importante aperfeiçoar as tarifas de Acesso às Redes, introduzindo o conceito de tarifas dinâmicas. A ERSE também partilha da opinião dos agentes e salienta que a</p>

RT – IBERDROLA			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			<p>introdução deste tipo de opção tarifária está dependente de estudos.</p> <p>Assim, tomamos em boa nota o comentário e salientamos que os estudos a realizar, entre outros aspectos, vão avaliar a apetência dos consumidores a aderir a este tipo de opções tarifárias.</p>
126.	Criação de uma opção tarifária BTN ≥ 20,7 kVA	<p>Como é referido pela ERSE na proposta (que corresponde, de facto, a acrescentar opções tarifárias ao estilo da BTE para os clientes BTN com potência superior ou igual a 20,7 kVA em Portugal continental e na Região Autónoma da Madeira), esta é uma opção tarifária que “lhes permitem uma gestão dos consumos e da potência contratada mais adequada”, pelo que o alargamento da sua oferta aos clientes nas restantes regiões parece, à primeira vista, adequado.</p> <p>Porém, o facto de que nos encontramos presentemente num quadro de extinção de tarifas que, ainda por cima, conhecerá seguramente novos desenvolvimentos em breve, em consequência das medidas de aceleração da liberalização do sector energético que constam do Memorando de Entendimento FMI/BCE/UE/Portugal recentemente acordado, leva-nos a considerar que para aumentar o leque de oferta</p>	<p>Considerando os comentários recebidos, a ERSE não irá proceder à introdução da nova opção tarifária BTN ≥ 20,7 kVA com registo da máxima potência contratada.</p> <p>Salienta-se no entanto que, de acordo com o documento justificativo da proposta apresentada, esta opção também se aplicaria às tarifas de acesso: “Esta proposta tem naturalmente incidência quer nas tarifas de último recurso, quer nas tarifas de Acesso às Redes, ambas para BTN ≥ 20,7 kVA. Com esta proposta, ao nível das tarifas de Acesso às Redes, permite-se a oferta de uma maior</p>

RT – IBERDROLA			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		de opções tarifárias na BTN será um exercício condenado ao insucesso.	diversidade de soluções tarifárias pelos comercializadores no mercado aos seus clientes em Portugal continental.”
127.	Potência média em horas de ponta	<p>Além disso, conforme referimos nos comentários gerais, no alargamento da liberalização aos clientes de menor dimensão há que cuidar a simplicidade nos processos e na estrutura tarifária. Considerando ainda que na proposta em apreço são contempladas alterações às facturas dos clientes (separação dos custos de uso de redes e de interesse económico geral), somos da opinião que este seria um bom momento para eliminar a potência média em horas de ponta como variável de facturação, incorporando os custos a ela associados na variável energia activa em horas de ponta.</p> <p>A potência em horas de ponta não é uma variável independente, correspondendo, na realidade, à energia activa em horas de ponta (imputada mensalmente em função do número de dias úteis de cada mês). Assim, a facturação da potência em horas de ponta corresponde apenas à “mensalização” de uma parte das receitas a proporcionar pela facturação da energia activa em horas de ponta.</p> <p>A nossa experiência junto dos clientes tem comprovado que a existência de duas variáveis associadas à sinalização de preço do</p>	A ERSE toma boa nota do comentário da Iberdrola, considerando que o mesmo é pertinente. Todavia, tal alteração deve ser previamente estudada e não pode ser efectuada sem uma consulta pública prévia.

RT – IBERDROLA			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>consumo de energia activa em horas de ponta é motivo de confusão para os clientes de menor dimensão e menos esclarecidos, falhando a transmissão de comportamento eficientes. O preço da energia em horas de ponta deve ser visto pela soma do preço da energia com o preço da potência média em horas de ponta por unidade de energia. Esta ambiguidade retira peso percebido ao sinal de preço em causa, que seria melhor transmitido ao cliente caso fosse dado através de um único preço e, conseqüentemente, uma única variável: o preço da energia em horas de ponta.</p>	
128.	Tarifas transitórias	<p>Concordamos com a proposta, embora consideremos que esta matéria conhecerá seguramente novos desenvolvimentos em breve, em consequência das medidas de aceleração da liberalização do sector energético que constam do Memorando de Entendimento FMI/BCE/UE/Portugal recentemente acordado.</p> <p>O agravamento da tarifa transitória deveria ser fixado no Regulamento Tarifário, à semelhança do que a ERSE fez na primeira versão deste regulamento com vista à extinção da tarifa de venda a distribuidores em BT.</p> <p>Também haveria que prever mecanismos de actualização trimestral do preço de energia, caso este ultrapassasse um limite a definir</p>	<p>As tarifas transitórias continuam a ser determinadas de acordo com o estabelecido no n.º 2 do art. 6.º do Decreto-Lei n.º 104/2010, ou seja, pela soma das tarifas de energia, comercialização e acesso às redes, sendo agravadas por uma percentagem a determinar pela ERSE. Na determinação do agravamento serão considerados os preços praticados no mercado por forma a garantir que as tarifas transitórias incentivam a transferência dos clientes para o mercado.</p> <p>No Regulamento Tarifário já está prevista a</p>

RT – IBERDROLA			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		regulamentarmente, permitindo desta forma que as tarifas transitórias mantenham o carácter dissuasor que lhes é atribuído na legislação mesmo em cenários de elevada volatilidade dos preços da energia.	possibilidade da ERSE iniciar um processo de revisão excepcional de tarifas. Contudo, salienta-se que estes processos implicam custos adicionais ao sector, daí que só sejam realizados em situações excepcionais.
129.	Convergência das tarifas em MT e BTE nas RRAA	<p>Discordamos da proposta apresentada. Tratando-se de tarifas reguladas, o seu referencial de preços deveria ser determinado com base na tarifa aditiva de Portugal continental.</p> <p>Complementarmente, no sentido de criar condições para a actuação de comercializadores nas RRAA, sugerimos a revisão do actual modelo tarifário nas RRAA, passando a aplicar aos clientes o custo efectivo da energia em cada ilha e reflectindo exclusivamente no acesso o mecanismo de convergência, com reflexos positivos na transparência deste mecanismo ao explicitá-lo e promovendo a eventual passagem ao mercado de consumidores nessas regiões.</p>	<p>O referencial de convergência deve ser igual aos preços praticados no mercado em Portugal continental. Com o desenvolvimento do mercado livre e com a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, as tarifas aditivas do CUR deixam de ser representativas dos preços pagos em Portugal continental.</p> <p>O Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, define que a convergência tarifária entre as RAs e Portugal Continental deverá ser feita em termos de preços finais cobrados aos clientes. Dado que esta matéria é da competência do governo, quaisquer alterações terão de ser estabelecidas pelo mesmo.</p>
130.	Convergência das TVCF	Concordamos com a proposta de aceleração dos processos de	O mecanismo de convergência para tarifas

RT – IBERDROLA			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
	para tarifas aditivas	<p>convergência, embora recomendemos que a convergência dos preços de energia deveria ter a prioridade máxima, assegurando que os clientes recebam os sinais adequados para a gestão eficiente dos seus consumos.</p> <p>Também recomendamos que a limitação do impacto tarifário do processo de convergência corresponda a um majorante indexado ao impacto tarifário da fixação das tarifas para o ano seguinte.</p>	<p>aditivas permite responder a todos os aspectos referidos pela Iberdrola.</p> <p>A definição de limites máximos às variações tarifárias por preço de cada opção aumenta a flexibilidade na operacionalização do mecanismo de convergência, permitindo uma convergência mais rápida para os preços de mercado previstos.</p> <p>A imposição de limites às variações máximas será realizada por forma a preparar a extinção das tarifas, antecipando parte dos impactes que irão ocorrer. Neste sentido, tomamos em boa nota o comentário no sentido de dar prioridade à convergência em termos de preços de energia, não esquecendo contudo o objectivo de proteger os clientes de eventuais impactes tarifários muito significativos.</p>
131.	Inovação nas redes	Concordamos com a proposta, sujeita a um limite no impacto tarifário.	A ERSE terá em conta estes aspectos na definição dos parâmetros para 2012-2014. De salientar que se pretende que o acréscimo de

RT – IBERDROLA			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			remuneração para os investimentos inovadores permita não apenas colmatar os riscos que lhes estão associados, como também as mais-valias que deles decorrerão para o sistema. As mesmas deverão ser, quanto possível, quantificadas e deste modo permitirem a sua parcial ou total reversão para os consumidores sob a forma de um maior nível de eficiência exigido à empresa.
132.	Separação de funções	Concordamos com a proposta. Sugerimos, por simplicidade e coerência, que não seja introduzido o conceito de “função”, mantendo somente a designação de “actividade”, para não obrigar a rever o regulamento em todos os pontos onde se referem as actividades e acrescentar em seguida “e funções”. Assim, manter-se-á o actual conceito unívoco de que a cada actividade corresponde o cálculo dos respectivos proveitos permitidos.	A separação desta actividade em duas funções, visa, somente, garantir a clara identificação de dois processos distintos, mas associados à mesma actividade. Tal não impede que para cálculo dos proveitos da actividade deva ser apresentada toda a informação relativa às rubricas dos custos constantes dos artigos 83.º e 84.º, que agrega a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica por parte do CUR.
133.	Mecanismo de aprovisionamento do	Conforme referimos nos comentários às propostas 14 a 18 do Regulamento de Relações Comerciais, concordamos com a proposta	A ERSE regista com agrado a concordância da Iberdrola com a proposta apresentada. Os

RT – IBERDROLA			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
	CUR	de criação de um mecanismo de aprovisionamento do CUR, porém entendemos que na regulamentação apenas se deveriam estabelecer os princípios base, deixando os detalhes para discussão em sede de sub-regulamentação.	detalhes deste mecanismo serão, tal como sugere a Iberdrola, explicitados em sede de sub-regulamentação.
134.	Clausulado do Regulamento Tarifário	Como comentário geral, a expressão “TVCF em BTN” afigura-se confusa, pois ao lê-la parece que há outras TVCF para além das da BTN, o que não é o caso. Outra situação confusa é a referência à estrutura geral das TVCF e à estrutura particular das TVCF em BTN, pois agora só há TVCF em BTN (cf. art.º 24.º).	O RT foi revisto de forma a eliminar a referida confusão.
135.	Normas Complementares	As normas e metodologias, que anteriormente eram emitidas pela ERSE, passam a ser aprovadas pela ERSE. Porém, não está definido quais as entidades que podem propor normas e em que termos (cf. n.os 2 e 3 do art.º 12.º). Adicionalmente e conforme referimos no comentário à proposta 28 para este regulamento sugerimos, por simplicidade e coerência, que não seja introduzido o conceito de “função”, mantendo somente a designação de “actividade”, para não obrigar a rever o regulamento em todos os pontos onde se referem as actividades e acrescentar em	As normas devem ser enviadas pelas empresas reguladas no âmbito da prestação de informação a que estão obrigadas. Desta forma, após a recepção das normas, a ERSE procederá à sua validação e correspondente aprovação.

RT – IBERDROLA																																																																																							
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE																																																																																				
		seguida “e funções” (cf. a falta da expressão “e função” no art.º 160.º).																																																																																					
136.	Comentários Adicionais	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Art.º</th> <th>N.º</th> <th>Onde se lê</th> <th>Leia-se</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>36</td> <td>1A</td> <td>são compostas</td> <td>é composta</td> </tr> <tr> <td>38</td> <td>1</td> <td>, em cada nível de tensão,</td> <td>(retirar, são só BTN)</td> </tr> <tr> <td>40</td> <td>5B</td> <td>do nível de tensão de entrega</td> <td>(retirar, são só BTN)</td> </tr> <tr> <td>44</td> <td>5B</td> <td>do nível de tensão de entrega</td> <td>(retirar, são só BTN)</td> </tr> <tr> <td>49</td> <td>5B</td> <td>do nível de tensão de entrega</td> <td>(retirar, são só BTN)</td> </tr> <tr> <td>50</td> <td>3</td> <td>, coincidindo com os aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais</td> <td>(retirar, na BTN a estrutura é simplificada)</td> </tr> <tr> <td>138</td> <td>1</td> <td>metodologias complementares emitidas</td> <td>metodologias complementares aprovadas</td> </tr> <tr> <td>141</td> <td>1</td> <td>metodologias complementares emitidas</td> <td>metodologias complementares aprovadas</td> </tr> <tr> <th>Art.º</th> <th>N.º</th> <th colspan="2">Comentários</th> </tr> <tr> <td>3</td> <td>3</td> <td colspan="2">Distribuidor é uma definição que não surge no n.º 2, por isso não deveria ser utilizada</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>4</td> <td colspan="2">Este número deveria ser a alínea b) do n.º 3</td> </tr> <tr> <td>19</td> <td></td> <td colspan="2">O quadro 3 vai ficar reduzido a uma única coluna, descrita no n.º 2, pelo que seria de retirar</td> </tr> <tr> <td>24</td> <td></td> <td colspan="2">Deixa de fazer sentido falar em estrutura geral das TVCF e estrutura particular das TVCF em BTN</td> </tr> <tr> <td>38</td> <td></td> <td colspan="2">Eliminar a 1.ª coluna (é um quadro só sobre BTN)</td> </tr> <tr> <td>40</td> <td></td> <td colspan="2">Sazonal tri-horária repetida no quadro 14</td> </tr> <tr> <td>44</td> <td></td> <td colspan="2">Tri-horária repetida no quadro 16</td> </tr> <tr> <td>49</td> <td></td> <td colspan="2">Tri-horária repetida no quadro 18</td> </tr> <tr> <td>51</td> <td></td> <td colspan="2">Na BTE, MT, AT e MAT dever-se-ia colocar "Tarifas transitórias" na coluna Aplicação</td> </tr> <tr> <td>114</td> <td>3 5 e 6</td> <td colspan="2">Nas opções fornecidas transitoriamente incluir a BTE</td> </tr> <tr> <td>119</td> <td>1</td> <td colspan="2">Retirar "fornecida" da legenda da Wrc e "recebida" da legenda da Wri</td> </tr> </tbody> </table>	Art.º	N.º	Onde se lê	Leia-se	36	1A	são compostas	é composta	38	1	, em cada nível de tensão,	(retirar, são só BTN)	40	5B	do nível de tensão de entrega	(retirar, são só BTN)	44	5B	do nível de tensão de entrega	(retirar, são só BTN)	49	5B	do nível de tensão de entrega	(retirar, são só BTN)	50	3	, coincidindo com os aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais	(retirar, na BTN a estrutura é simplificada)	138	1	metodologias complementares emitidas	metodologias complementares aprovadas	141	1	metodologias complementares emitidas	metodologias complementares aprovadas	Art.º	N.º	Comentários		3	3	Distribuidor é uma definição que não surge no n.º 2, por isso não deveria ser utilizada		3	4	Este número deveria ser a alínea b) do n.º 3		19		O quadro 3 vai ficar reduzido a uma única coluna, descrita no n.º 2, pelo que seria de retirar		24		Deixa de fazer sentido falar em estrutura geral das TVCF e estrutura particular das TVCF em BTN		38		Eliminar a 1.ª coluna (é um quadro só sobre BTN)		40		Sazonal tri-horária repetida no quadro 14		44		Tri-horária repetida no quadro 16		49		Tri-horária repetida no quadro 18		51		Na BTE, MT, AT e MAT dever-se-ia colocar "Tarifas transitórias" na coluna Aplicação		114	3 5 e 6	Nas opções fornecidas transitoriamente incluir a BTE		119	1	Retirar "fornecida" da legenda da Wrc e "recebida" da legenda da Wri		
Art.º	N.º	Onde se lê	Leia-se																																																																																				
36	1A	são compostas	é composta																																																																																				
38	1	, em cada nível de tensão,	(retirar, são só BTN)																																																																																				
40	5B	do nível de tensão de entrega	(retirar, são só BTN)																																																																																				
44	5B	do nível de tensão de entrega	(retirar, são só BTN)																																																																																				
49	5B	do nível de tensão de entrega	(retirar, são só BTN)																																																																																				
50	3	, coincidindo com os aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais	(retirar, na BTN a estrutura é simplificada)																																																																																				
138	1	metodologias complementares emitidas	metodologias complementares aprovadas																																																																																				
141	1	metodologias complementares emitidas	metodologias complementares aprovadas																																																																																				
Art.º	N.º	Comentários																																																																																					
3	3	Distribuidor é uma definição que não surge no n.º 2, por isso não deveria ser utilizada																																																																																					
3	4	Este número deveria ser a alínea b) do n.º 3																																																																																					
19		O quadro 3 vai ficar reduzido a uma única coluna, descrita no n.º 2, pelo que seria de retirar																																																																																					
24		Deixa de fazer sentido falar em estrutura geral das TVCF e estrutura particular das TVCF em BTN																																																																																					
38		Eliminar a 1.ª coluna (é um quadro só sobre BTN)																																																																																					
40		Sazonal tri-horária repetida no quadro 14																																																																																					
44		Tri-horária repetida no quadro 16																																																																																					
49		Tri-horária repetida no quadro 18																																																																																					
51		Na BTE, MT, AT e MAT dever-se-ia colocar "Tarifas transitórias" na coluna Aplicação																																																																																					
114	3 5 e 6	Nas opções fornecidas transitoriamente incluir a BTE																																																																																					
119	1	Retirar "fornecida" da legenda da Wrc e "recebida" da legenda da Wri																																																																																					

RT – Prof. JOÃO SANTANA (IST)			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
137.	Energia Reactiva	<p>Absorver ou fornecer energia reactiva são conceitos que foram convencionados no início da Electrotecnia. Têm cumprido o seu papel e, nomeadamente, têm resistido à inovação tecnológica que tem ocorrido há mais de um século.</p> <p>Os inversores de tensão, à semelhança da máquina síncrona, podem absorver ou fornecer energia reactiva, dependendo do seu comando; são elementos indutivos ou capacitivos? A mudança, que se pretende efectuar na terminologia da energia reactiva, transforma, por exemplo, um rectificador a tiristores num elemento indutivo!</p> <p>Não vejo interesse na alteração da terminologia da energia reactiva, pelo contrário é querer atribuir um significado redutor, indutivo ou capacitivo, a uma realidade mais abrangente.</p>	<p>Apesar de se concordar com o comentário apresentado, opta-se por manter as designações de energia reactiva indutiva e capacitiva por se considerar que são aceites e facilmente identificáveis pela generalidade dos consumidores de MAT, AT, MT e BTE.</p>
138.	Tarifas de Acesso às Redes	<p>As razões técnicas e económicas (critério n-1 e perdas de Joule nas redes), que determinam o dimensionamento das redes, estabelecem, na situação de ponta, um significativo sobredimensionamento dos equipamentos de rede. Localmente podem existir problemas de rede na ponta e fora da ponta do sistema.</p> <p>Aplicar à rede, metodologias associadas ao sistema electroprodutor, não me parece razoável.</p>	<p>Salienta-se que o objectivo de introduzir tarifas de Acesso às Redes dinâmicas é proporcionar aos operadores de redes um mecanismo alternativo para minimizar os seus custos, possibilitando o adiamento de novos investimentos, e também proporcionar ao gestor do sistema um mecanismo adicional</p>

RT – Prof. JOÃO SANTANA (IST)			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>O exemplo espanhol referido “Hourly demand tariff”, tal como a interruptibilidade em Portugal, é executado pelo operador da rede de transporte, mas o objectivo é a garantia de potência determinada pelo sistema electroprodutor.</p> <p>Os comercializadores podem ter um papel importante no estabelecimento de preços aos seus clientes tendo em conta as suas disponibilidades de potência e a flexibilidade dos seus contratos.</p>	<p>para fazer face a uma crescente produção de origem renovável.</p> <p>A ideia é utilizar este tipo de tarifas complementarmente aos mecanismos de gestão da procura já existentes (interruptibilidade e tarifas com diferenciação horária).</p>
139.	Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT e BTE	<p>O parágrafo seguinte é retirado integralmente do texto Revisão do Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico – Documento Justificativo: “A aplicação pelo comercializador de último recurso de tarifas transitórias superiores ao custo estimado, com o objectivo de incentivar a transferência dos clientes para o mercado livre, continuará a resultar no apuramento de um valor excedentário de receitas ou sobreproveito. O montante de sobreproveito estimado para o ano t devido à aplicação da tarifa transitória é transferido pelo comercializador de último recurso para o operador da rede de distribuição e será devolvido na tarifa UGS”.</p> <p>Aqui está uma afirmação que, há uns anos atrás, os comercializadores pronunciavam, mas vinda da ERSE a “coisa” é mais grave!</p>	<p>O apuramento e a forma de imputação do sobreproveito estão definidos no Regulamento Tarifário. A ERSE no processo de fixação de tarifas publica o valor da penalização por nível de tensão, assim como o valor do sobreproveito.</p> <p>Actualmente, no contexto de extinção de tarifas reguladas (definido no Decreto-Lei n.º 104/2010), existe o objectivo de transferir os clientes do CUR para o mercado livre. Para levar a cabo este propósito o referido Decreto-Lei impõe a fixação de tarifas transitórias</p>

RT – Prof. JOÃO SANTANA (IST)			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		Onde está a transparência de custos e a aditividade tarifária?	superiores ao custo estimado, através da aplicação de um agravamento à tarifa aditiva.
140.	Proveitos Permitidos	As metodologias mais usuais de regulação: custo do serviço e preço máximo não são muito diferentes, como afirma Paul Joskow . Em ambas as metodologias, verifica-se a necessidade do estabelecimento dos activos a remunerar e da respectiva taxa de retorno. Os investimentos a efectuar pelas empresas reguladas devem ser justificados, nomeadamente, através da relação benefício/custo. Atendendo à longa vida útil da maior parte dos equipamentos, no cálculo anterior deve ser corresponsabilizada a ERSE, de modo a diminuir o risco regulatório o que se traduz em benefício para as empresas reguladas e para os consumidores.	A ERSE no cálculo dos proveitos permitidos, independentemente, da forma de regulação aplicada tem sempre como objectivo a aceitação de custos eficientes sem colocar em causa, por um lado, o equilíbrio económico-financeiro das empresas e por outro a protecção dos consumidores.
141.	Alteração do Mecanismo de Incentivo à Redução das Perdas nas Redes de Distribuição	Num processo similar ao da ERSE, em 2003, o regulador inglês (Ofgem) lançou uma consulta pública relativa à problemática das perdas na rede de distribuição e, posteriormente, apresentou o documento Electricity distribution losses. O Reino Unido face à generalidade dos países europeus apresentava perdas mais elevadas, similares às apresentadas por Portugal. E colocou a questão: que fazer para reduzir as perdas nas redes de distribuição?	A ERSE terá em consideração o comentário.

RT – Prof. JOÃO SANTANA (IST)			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>Refira-se que a metodologia de regulação e os incentivos à redução de perdas no Reino Unido eram e são similares aos utilizados em Portugal. Por este facto, o documento referido deve merecer uma especial atenção.</p> <p>Algumas das respostas à consulta pública do Ofgem referiam-se ao facto do objectivo de minimização do custo no curto prazo não ser compatível com a minimização do custo de longo prazo, no qual se minimiza as perdas ao longo do ciclo de vida do equipamento.</p>	
142.	EDP SU	<p>No início da actividade da Entidade Reguladora, todos os centros de produção eram regulados pelos contratos de aquisição de energia (CAE), os quais estabeleciam as condições de pagamento à produção. Assim, a ERSE não tinha responsabilidade directa na aquisição da energia eléctrica.</p> <p>A criação do Comercializador de Último Recurso (CUR) estabeleceu uma competência acrescida à ERSE, esta assumiu a responsabilidade de regular as aquisições de energia realizadas pelo CUR.</p> <p>Refira-se, actualmente, que as aquisições de energia efectuadas pelo CUR são destinadas, fundamentalmente, aos consumidores domésticos cujo poder negocial face aos comercializadores é diminuto.</p>	<p>Com esta metodologia a ERSE procura clarificar o processo de aquisição de energia eléctrica por parte do CUR, tornando-o mais eficiente.</p> <p>O facto do CUR ter um risco menor do que os restantes comercializadores, pela sua dimensão e por estar integrado no principal grupo do sector eléctrico nacional, causam-lhe por motivo apenas decorrente da actual estrutura do sistema eléctrico nacional, uma vantagem competitiva. Para reajustar esta</p>

RT – Prof. JOÃO SANTANA (IST)			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>A ERSE parece que declina a responsabilidade de regular o CUR: "...a actual situação cria entraves à liberalização do mercado, ao permitir que o CUR, ao contrário dos restantes comercializadores, não enfrente qualquer risco de mercado, uma vez que as consequências das suas estratégias para a aquisição de energia eléctrica do CUR são integralmente transferidas para os consumidores. Assim, a actual situação é um factor de distorção do mercado de produção, por transferir o risco do mercado de montante para jusante da cadeia de valor do sector eléctrico. Neste contexto, o CUR não tem incentivo à racionalização económica dos custos com a aquisição de energia eléctrica para fornecimento dos seus clientes". Perante tal posição, algumas questões se podem colocar:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. As aquisições de energia eléctrica do CUR para fornecimento aos seus clientes têm violado a racionalidade económica, isto é, têm sido efectuadas a preços superiores aos obtidos com outros comercializadores? 2. A não racionalidade económica do CUR prejudica os restantes comercializadores? 3. A evolução dos preços do mercado não é reflectida pelos 	<p>situação, a ERSE propõe partilhar os ganhos resultantes da aplicação da metodologia de preço de referência entre o CUR e os consumidores regulados e de mercado, através da diminuição dos proveitos a recuperar por aplicação da tarifa UGS II.</p> <p>Importa sublinhar, contudo, que a aplicação desta medida será efectuada em sede de sub-regulamentação e devidamente justificada pela ERSE.</p>

RT – Prof. JOÃO SANTANA (IST)			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>comercializadores aos seus clientes, isto é, de montante para jusante?</p> <p>4. A regulação do CUR não é competência da ERSE?</p> <p>Na verdade, a ERSE tem a competência de regular o CUR, como se depreende da proposta que designa por: Mecanismo de Aprovisionamento Racional do CUR.</p> <p>O mecanismo proposto é uma irracionalidade regulatória, ele significa que ao custo de aquisição de energia efectuada pelo CUR (custo de referência) se acrescenta uma parcela para obter o preço de venda aos clientes do CUR.</p> <p>A referida parcela suplementar gera receita que se destina ao próprio CUR e a distribuir por todos os clientes. Todos os parceiros ficam satisfeitos, inclusivamente os comercializadores, excepto os clientes do CUR, isto é, a grande massa de consumidores domésticos.</p> <p>SE a actual vantagem competitiva do CUR face aos restantes comercializadores, que decorre da integridade do risco com a aquisição de energia com a aquisição de energia eléctrica ser transferido para os consumidores conduz a menores custos da energia eléctrica, como refere a ERSE, então não se anule tal vantagem competitiva. Os consumidores que aceitam o referido risco (ou quem os represente)</p>	

RT – Prof. JOÃO SANTANA (IST)			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		têm o direito de exigir as vantagens que tal assumpção pode proporcionar! Tudo isto me faz recordar um título do jornal Le Monde “aumentam-se os preços da electricidade para fomentar a concorrência.	

RT – REN			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
143.	Taxa de Juros dos Desvios Tarifários	<p>A forma de regulação estabelecida pela ERSE para as actividades reguladas prevê a recuperação de desvios entre os valores previstos, com base nos quais a ERSE definiu as tarifas e os valores efectivamente ocorridos. Estes desvios têm duas naturezas distintas: são relacionados com diferenças entre as quantidades previstas e as reais (evolução dos consumos de energia eléctrica) ou com diferenças entre os custos previstos e os ocorridos.</p> <p>Os valores dos desvios variam de ano para ano, podendo ser a favor da empresa ou dos consumidores, e devem em média ter um valor nulo. Os desvios são recuperados dois anos depois de ocorrem ou no ano seguinte, dependendo do tipo de actividade. A estes desvios aplica-se uma taxa de juro definida pela ERSE.</p> <p>A aplicação da taxa de juro nos desvios tarifários tem como objectivo, compensar financeiramente as empresas pela existência de desvios positivos nos proveitos permitidos, ou os consumidores no caso de desvios negativos.</p> <p>Desde a entrada em vigor do euro, a taxa utilizada para actualização dos desvios tarifários tem sido a Euribor a 3 meses, acrescida de um <i>spread</i> a definir pelo regulador.</p>	<p>A ERSE concorda com a proposta da REN de alargar o período de referência aplicado à taxa de juro dos desvios e dos ajustamentos, passando, para todas as actividades, o indexante destes desvios, a taxa Euribor, de um prazo de referência de 3 meses para 12 meses.</p>

RT – REN			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>Propõe-se a substituição da Euribor a 3 meses por uma taxa com maturidade semelhante à recuperação dos desvios pois só assim se garante a neutralidade financeira:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mid SWAP a 2 anos para os desvios a recuperar ao fim de dois anos. • Euribor a 1 ano para os desvios a recuperar ao fim de um ano. 	
144.	A individualização dos subsídios na fórmula da Actividade de Transporte de Energia Eléctrica	<p>Um dos factores importantes na formação do valor base final dos activos regulados é a existência de participações de terceiros, total ou parcial, em espécie ou financeira e, dentro destas, proveniente de fundos comunitários ou de clientes.</p> <p>No modelo actual, os subsídios recebidos do estado português e da União Europeia são reconhecidos pelo seu justo valor quando existe uma certeza razoável de que o subsídio será recebido, sendo reconhecidos como um rendimento diferido.</p> <p>Os subsídios são subsequentemente creditados na demonstração de resultados numa base pro-rata da depreciação dos activos a que estão associados.</p> <p>Anualmente o montante acumulado em subsídios deduz à base de</p>	<p>A ERSE considera implementar um mecanismo que incorpore nos proveitos permitidos da REN uma parcela fora do âmbito do <i>price cap</i>, que cubra os custos incorridos com a captação e gestão dos subsídios comunitários (custos com pessoal, FSE). No primeiro período de regulação de implementação da parcela mencionada, esta será calculada anualmente, uma vez que não existem dados históricos/reais da mesma natureza que permita avaliar a razoabilidade dos montantes envolvidos. Esta situação será colocada a parecer do CT. Posteriormente, esta parcela será incluída nos parâmetros a</p>

RT – REN			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>activos a remunerar e o valor creditado do subsídio deduz ao montante de amortizações.</p> <p>Levando a situação ao extremo se um determinado investimento fosse totalmente subsidiado o ganho da empresa neste caso seria nulo.</p> <p>No contexto do 3.º pacote legislativo da UE prevê-se a existência de fundos comunitários para as infra-estruturas críticas com o objectivo de fomentar a interligação intra-europeia. Os processos são morosos, burocráticos e ocupam recursos humanos. A REN não tem qualquer benefício em ser pro-activa, uma vez que o valor recebido é deduzido na totalidade no RAB.</p> <p>Actualmente a REN tem um incentivo à eficiência no CAPEX através da aplicação do mecanismo dos custos de referência estando a taxa de remuneração associada ao nível de eficiência da empresa. Por outro lado, os subsídios recebidos dependem do custo real do activo e não do custo teórico. Contudo, no modelo actual se o activo tem uma taxa com prémio então o subsídio também é devolvido ao consumidor, com prémio. O resultado da pro-actividade e eficiência da REN está a ser entregue na totalidade ao consumidor.</p>	<p>definir no período de regulação, que terá em conta um relatório apresentado pela REN relativo à captação de fundos comunitários para investimentos em infra-estruturas.</p>

RT – REN			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>Na fórmula de proveitos na componente dos custos com o capital, propõe-se a autonomização da parcela de subsídios o que permitiria aplicar uma taxa de remuneração diferenciada ao investimento participado por fundos europeus ou governamentais.</p> <p>Proposta da REN na parcela calculada a custos reais ficava:</p> $CG_{ca,URT,t} = \left(\tilde{A}m_{ca,URT,t} + \tilde{A}ct_{ca,URT,y} \times \frac{t_{ca,URT,y}}{100} \right) - \left(\tilde{A}ms_{URT,t} + \tilde{S}ub_{URT,t} \times \frac{t_{ca,URT,y}}{100} \right) \text{ em}$ <p>que:</p> <p>$\tilde{A}m_{ca,URT,t}$ Amortizações dos activos fixos, calculados com base em custos reais, afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, previstas para o ano t</p> <p>$\tilde{A}ct_{ca,URT,y}$ Valor médio dos activos intangíveis, líquido de amortizações, calculados com base em custos reais, afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano.</p>	

RT – REN			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>$\frac{t_{CA,URT,y}}{100}$ Taxa de remuneração dos activos fixos, calculados com base em custos reais, afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, em percentagem</p> <p>$\tilde{A}_{MS,URT,t}$ Amortização do imobilizado participado</p> <p>$\tilde{S}_{ub,URT,t}$ Valor médio dos subsídios líquido de amortizações dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano.</p> <p>A fórmula dos activos aceites com o mecanismo a custos de referência mantinha-se inalterada e excluía os subsídios.</p> <p>Esta proposta tem subjacente uma dupla eficiência, por um lado incentivar a pro-actividade pela procura de subsídios e por outro lado promover a eficiência ao nível dos investimentos com vista a obter prémio na taxa de remuneração.</p>	
145.	Imobiliário	<p>De acordo com a cláusula 8ª do Contrato de Concessão da RNT “consideram-se afectos à Concessão os bens que constituem a rede de muito alta tensão, as interligações e as instalações do gestor do sistema”. Consideram-se ainda afectos à Concessão “os imóveis</p>	<p>Como referido no contrato de concessão (cláusula 15º) "o valor dos bens transmitidos revertem a favor da concessão" e, portanto, a ERSE entende que os proveitos provenientes</p>

RT – REN			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>pertencentes à Concessionária em que se implantem os bens referidos” e “outros bens móveis ou imóveis necessários ao desempenho das actividades objecto da Concessão”.</p> <p>Ainda no clausulado da referida concessão, a cláusula 15ª dispõe que “o valor dos bens transmitidos reverte a favor da concessão na medida em que tenham beneficiado de incentivos ou da sua remuneração através das tarifas reguladas.”</p> <p>Sem esquecer o disposto no Contrato de Concessão da RNT, é, no entanto, importante discorrer sobre questões de eficiência e optimização associadas ao parque imobiliário da REN, nomeadamente edifícios.</p> <p>A gestão dos espaços/instalações, a implementação de soluções de organização do trabalho e a optimização da utilização das instalações e do valor das mesmas, em função dos objectivos e estratégias de gestão, são fundamentais em qualquer organização. Estes factores contribuem para o melhor funcionamento das actividades inerentes ao negócio das empresas, alicerçado em maior eficiência e maior produtividade.</p> <p>Os requisitos operacionais e legais e as estratégias delineadas para</p>	<p>da alienação destes imóveis devem reverter a favor do consumidor, nos termos da mesma cláusula.</p> <p>A ERSE entende ainda que é obrigação da empresa defender o interesse público e, portanto, promover, sempre em qualquer circunstância, a gestão eficiente dos bens afectos à concessão. Neste sentido, a gestão do parque imobiliário deve ser conduzida tendo em conta as melhores práticas do sector.</p>

RT – REN			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>uma empresa devem implicar alterações/mudanças nos equipamentos, nas tecnologias e nos recursos humanos, com o objectivo de otimizar, por um lado, a utilização das instalações existentes e, por outro lado, o valor do parque imobiliário ao aproveitar/reconhecer o potencial das oportunidades do mercado imobiliário.</p> <p>A forma como a carteira de imobiliário da empresa está organizado tem impactes nos custos operacionais associados à exploração das instalações. A adequação do espaço às actividades de uma empresa traz inúmeras vantagens entre as quais:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Permite obter maior eficiência na utilização do espaço através da optimização do número de trabalhadores em função do espaço disponível; • Possibilita e facilita a implementação de soluções de trabalho mais flexíveis (p.e. <i>open space</i>) que dinamizem um ambiente de maior colaboração; • Aumenta a produtividade através da criação de políticas e práticas de trabalho que motivem os trabalhadores; • Aumenta a qualidade e a segurança no trabalho sem descurar os aspectos ambientais; 	

RT – REN			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<ul style="list-style-type: none"> Facilita a eliminação de espaço excedentário quer através do arrendamento quer através da venda de imóveis, com implicações nos custos operacionais. <p>Todavia, todas as acções empresariais que incluam mudanças de pessoas têm custos económicos e sociais. Um processo de mudança para ser bem sucedido e não ter influência negativa na produtividade dos trabalhadores tem de passar por um conjunto de etapas, entre as quais a comunicação e a afectação de espaços, mas também pela definição de compensações monetárias quer numa vertente social, tentativa de ressarcir os trabalhadores dos transtornos sociais que uma mudança sempre acarreta nas suas vidas pessoais, quer numa vertente económica associada ao acréscimo de despesas de transporte e outras.</p> <p>A avaliação de cada acção proposta deverá passar sempre por uma análise custo/benefício das várias soluções possíveis, não esquecendo que no caso da REN a venda de bens imóveis afectos à concessão da RNT está sujeita a autorização.</p> <p>Actualmente não há qualquer incentivo à optimização da gestão da carteira de imobiliário da REN, com todas as desvantagens e ineficiências que daí decorre. Um incentivo induz a uma afectação</p>	

RT – REN			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>mais eficiente de recursos e à optimização do valor do parque imobiliário decorrente de situações de mercado vantajosas, para a empresa e para os consumidores.</p> <p>Uma solução equilibrada passaria pela implementação de um modelo de incentivos à optimização da gestão do parque imobiliário da empresa baseado numa partilha de ganhos 50/50 entre a empresa e o consumidor. A partilha a 50% dos ganhos líquidos que se venham a obter com a cedência de património imobiliário da concessão é a melhor forma de criar os incentivos adequados.</p> <p>Propõe-se a valorização do bem pelo valor actual líquido, que contemplaria o valor de avaliação actual do bem deduzido dos custos actualizados que o concedente/consumidor suportaria até ao final da concessão com a detenção e uso do bem pela concessionária. Este valor seria entregue pela concessionária ao concedente contra a libertação do bem da concessão no momento em que encontrasse uma solução para a sua disponibilização, correndo por conta da concessionária o risco subsequente de comercialização.</p> <p>De notar que o consumidor/concedente para além da partilha do ganho líquido beneficiará no futuro com o desaparecimento dos encargos com a detenção e uso do bem, pelo que os ganhos reais</p>	

RT – REN			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>que vem a obter são muito superiores.</p> <p>Neste sentido sugere-se a introdução de um termo adicional na fórmula de cálculo dos proveitos da Gestão Global do Sistema (artigo 73.º) e do Transporte de Energia Eléctrica (artigo 77.º) para a consideração de eventuais montantes relacionados com a optimização da gestão do portfólio imobiliário da REN.</p> <p>Com esta proposta pretende-se otimizar a gestão do portfólio imobiliário da empresa com partilha de ganhos com o consumidor.</p>	
146.	Custos com serviços de sistema	<p>Na proposta apresentada pela ERSE continua a não existir uma parcela que permita a recuperação de alguns custos com serviços de sistema que sejam contratados de forma bilateral e excepcional, como é o caso, por exemplo, da central de Tunes Como se sabe, esta central é necessária à garantia de abastecimento do Algarve, até à entrada em serviço da nova interligação no Sul de Portugal. Adicionalmente poderá vir a ser necessário contratar bilateralmente a central de Setúbal para serviços de reserva e a central do Alto Tâmega para o fornecimento de compensação síncrona.</p> <p>Estes serviços de sistema, que têm de ser pagos por todos os</p>	A ERSE concorda com a proposta, sendo que esta será, por isso, considerada na alteração do Regulamento Tarifário.

RT – REN			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>consumidores, não se adequam a uma imputação em base horária aos agentes de mercado, uma vez que não se integram no mercado de serviços de sistema e só podem ser calculados em base mensal e o respectivo cálculo só pode ser “fechado” quando todos os índices que importam para a remuneração são oficialmente publicados, o que chega a demorar mais de 6 meses.</p> <p>Actualmente, embora esta parcela não esteja contemplada explicitamente no Regulamento Tarifário, os custos têm sido aceites anualmente pela aplicação dos excedentes com as rendas de congestionamento nas interligações. Com a redução do <i>market split</i> nas interligações o montante das rendas de congestionamento tem vindo a reduzir-se, prevendo-se um valor quase nulo no curto prazo. Neste sentido, considera-se necessária a introdução de um termo adicional para a consideração de eventuais custos excepcionais com serviços de sistema, na fórmula (7) do Artigo 73.º do Regulamento Tarifário.</p>	
147.	Introdução de preços de entrada na tarifa de Uso da Rede de Transporte a pagar pelos produtores	<p>Relativamente às alterações no articulado, importa referir que no artigo 119.º (metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a aplicar pelo operador da rede de transporte) a alteração introduzida no ponto 3 não parece coerente com as alterações introduzidas no ponto 1, mais concretamente,</p>	<p>Concorda-se com o comentário tendo-se alterado o artigo 119.º.</p>

RT – REN			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		quanto às energias a considerar no caso dos produtores. Para estes o número 1 é explícito que devem ser consideradas no nível de tensão do ponto de ligação, enquanto que o número 3 refere à saída da RNT. Sugere-se retirar o n.º 3 do artigo.	
148.	Simplificação da metodologia de cálculo dos custos de operação e manutenção da actividade de Transporte de Energia Eléctrica	<p>Actualmente o montante de custos de exploração aceite fixado para o 1.º ano do período de regulação evolui nos anos seguintes com a taxa de variação do Índice de Preços implícito no Produto Interno Bruto, deduzida duma meta de eficiência determinada pela ERSE, que para 2010 e 2011 foi de 0,5%. A este valor acresce a variação do OPEX decorrente do crescimento anual da rede de transporte (em quilómetros de linhas e em número de painéis nas subestações), calculado com os correspondentes custos incrementais, também fixados pela ERSE.</p> <p>O <i>revenue cap</i> do 2.º e 3.º ano do período de regulação depende dos custos associados ao crescimento da actividade do ano anterior.</p> <p>A ERSE propôs uma alteração na fórmula de cálculo destes custos que por um lado não incorpora os custos incrementais reais do 1.º ano do período de regulação e por outro, mantém o problema actual no último ano do período de regulação.</p>	Com esta alteração, a ERSE procurou simplificar o processo de cálculo do OPEX. Esta alteração não põe em causa o reconhecimento do crescimento da rede, apenas pretende diferir o seu reconhecimento num ano, permitindo agilizar o processo de cálculo dos custos associados a esta actividade.

RT – REN			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>(Fórmula 20 do n.º 2 do artigo 77.º)</p> <p>A proposta da REN para o cálculo destes custos é a seguinte:</p>	

RT – REN			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		$\tilde{C}E_{URT,t} = CE_{fURT,t} + \tilde{C}i_{URT,t} + \tilde{C}i_{SURT,t}$ <p>Em que,</p> $CE_{fURT,t} = \begin{cases} CE_{fURT,t} & t = 1 \\ CE_{fURT,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{URT,t}}{100}\right) & t = 2,3 \end{cases}$ $\tilde{C}i_{URT,t} = \begin{cases} c\tilde{i}_{URT,t} \times \Delta\tilde{k}m_{URT,t} & t = 1 \\ c\tilde{i}_{URT,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{URT,t}}{100}\right) \times \sum_{t=1}^3 \Delta\tilde{k}m_{URT,t} & t = 2,3 \end{cases}$ $\tilde{C}i_{SURT,t} = \begin{cases} c\tilde{i}_{SURT,t} \times \Delta\tilde{p}_{URT,t} & t = 1 \\ c\tilde{i}_{SURT,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{URT,t}}{100}\right) \times \sum_{t=1}^3 \Delta\tilde{p}_{URT,t} & t = 2,3 \end{cases}$ <p>$\tilde{C}E_{URT,t}$ Custos de exploração</p> <p>$CE_{fURT,t}$ Parcela fixa dos custos de exploração</p> <p>$\tilde{C}i_{URT,t}$ Parcela variável em função da extensão da rede</p> <p>$\tilde{C}i_{SURT,t}$ Parcela variável em função do n.º de painéis</p>	
149.	Incorporação de	A REN subscreve a existência de contratos de interruptibilidade dado	O tratamento diferenciado dos encargos com

RT – REN			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
	<p>alterações legislativas</p> <p>Custos com interruptibilidade (Portaria n.º 592/2010)</p>	<p>que se destina a envolver a procura na prestação de serviços de sistema, prestando-se os consumidores abrangidos a ser interrompidos pelo gestor de sistema em circunstâncias de dificuldades do sistema eléctrico, evitando ou adiando assim alguns custos de investimento em capacidade de geração (em centrais de ponta) ou em novas linhas de transporte.</p> <p>Contudo a REN não pode aceitar a proposta da ERSE em dar um tratamento diferente a um mesmo custo apenas por se tratar de 2 diplomas diferentes, contradizendo uma situação que tinha sido corrigida de forma positiva no último período de regulação e impondo à REN o financiamento em permanência de um custo do sistema.</p> <p>No documento justificativo do RT, de Junho de 2008 a ERSE justificou a alteração do reconhecimento dos custos com interruptibilidade tendo em conta que “O Conselho Tarifário e o gestor de sistema têm considerado em revisões regulamentares anteriores que este custo deve ser incluído nas tarifas de cada ano, na base de previsões. De facto, sendo um custo previsível desse ano, a tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) deve incluir esse montante, devendo ser ajustado para os valores verificados <i>a posteriori</i>.</p> <p>Assim, a ERSE considera que no momento de revisão dos</p>	<p>contratos de interruptibilidade, dependendo do seu enquadramento legal resulta directamente das disposições das Portarias n.º 1308/2010, de 23 de Dezembro e n.º1309/2010, de 23 de Dezembro. Em particular, o artigo 5.º da Portaria n.º1309/2010 prevê a aplicação de uma taxa para os encargos financeiros associados ao desfasamento temporal introduzido, que reflecta o risco e a maturidade associados ao financiamento do Operador da Rede de Transporte para esse fim.</p>

RT – REN			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>regulamentos para o novo período de regulação é apropriado propor esta alteração, passando o custo com o mecanismo de interruptibilidade a figurar na tarifa de Uso Global de Sistema com valores previstos para o ano tarifário.”</p> <p>Em 2011 as tarifas já incluem uma previsão dos custos com interruptibilidade que não desagrega por portaria (a portaria 1309/2010 só foi publicada em Dezembro de 2010, após as tarifas terem sido fixadas) e cujo desvio de acordo com o regulamento actual só seria recuperado pela REN em 2013.</p> <p>A incerteza quanto ao montante deste desvio não tem que implicar forçosamente uma alteração no RT. A REN não deverá ser penalizada por ter suportado um custo em 2011 por um período de 2 anos mas caso se apure um desvio significativo, à semelhança do que já ocorreu no período de regulação anterior, com a alteração da metodologia de aceitação destes custos, a REN está disponível para encontrar conjuntamente com a ERSE uma solução que permita atenuar o impacte do desvio num só ano caso isso seja necessário.</p>	
150.	<p>Incorporação de alterações legislativas Custos da entidade</p>	<p>A proposta da ERSE recupera os custos da Enondas com base em estimativas não se prevendo qualquer ajustamento tendo em conta os custos reais. Adicionalmente, a proposta não reflecte na totalidade o</p>	<p>Os custos de arranque e criação da zona piloto, previstos na alínea g) do artigo 12º do Decreto-Lei 5/2008 e na alínea h) da cláusula</p>

RT – REN			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
	concessionária da energia das ondas (RCM n.º49/2010)	<p>clausulado da RCM 49/2010, de 1 de Julho, ao não incluir a alínea h) da cláusula 18.ª</p> <p>Estes são os únicos custos no Regulamento Tarifário que são aceites com base em previsões e não são ajustados com base em custos reais.</p> <p>A formula de aceitação destes custos não contempla a alínea h) da cláusula 18.ª do contrato de concessão “as verbas necessárias a viabilizar o arranque e a criação da zona piloto através dos custos de uso geral do sistema eléctrico nacional...”</p>	<p>18ª do contrato de concessão (RCM 49/2010) ocorrem apenas no início da actividade da Enondas. Neste sentido, a ERSE entende, que dado o seu carácter excepcional, no primeiro ano de regulação dessa entidade, os custos de arranque e criação da zona piloto sejam acrescidos à parcela dos custos de exploração constantes da fórmula apresentada do ponto 6 do artigo 74.º do regulamento tarifário.</p> <p>A recuperação dos custos reais ocorridos é feita através do mecanismo de ajustamento do custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, através da parcela $\Delta R_{Pol,t-2}^T$.</p>
151.	Novo modelo de reporte da REN à ERSE	<p>Os contratos da REN Serviços com as empresas do grupo são do conhecimento da ERSE.</p> <p>A imputação de custos da REN Serviços às empresas reguladas é de fácil acompanhamento dado que esta imputação está suportada em contratos e é feita através de naturezas próprias criadas para o efeito.</p> <p>Os referidos contratos e os critérios de repartição subjacentes estão</p>	<p>Todos os processos que permitam melhorar a qualidade da informação financeira são necessários para o bom desempenho regulatório da ERSE, designadamente para a correcta afectação dos custos por actividade. Este princípio é por demais essencial no que concerne a custos existentes entre empresas</p>

RT – REN			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		validados pelos nossos auditores e são do conhecimento da ERSE.	reguladas e não reguladas pertencentes ao mesmo grupo.
152.	Introdução de tarifas do tipo “Critical Peak Pricing”	<p>Antes de aplicar uma tarifa do tipo Critical Peak Pricing deveriam ser elaborados diversos estudos, sobre a resposta dos consumidores a variados sinais económicos, à semelhança do que foi feito na Califórnia. Talvez a experiência de “Smart Grids” em Évora possa fornecer um contexto adequado para esses estudos:</p> <p>1. Uma análise do custo/benefício da introdução deste tipo de tarifa que permita identificar o benefício para o consumidor associado ao menor custo da energia em que incorre e que advém da redução voluntária do consumo nas horas críticas, e que permita em também identificar os custos de implementação, relacionados com este tipo de tarifa, nomeadamente com a necessidade de introduzir sistemas informáticos e de comunicações e equipamento de medida sofisticado.</p> <p>2. Um estudo que permita identificar o tipo de consumidores a quem se pode aplicar este tipo de tarifa, nomeadamente aos consumidores a quem é associada uma maior elasticidade procura-preço e redução no consumo durante os períodos críticos.</p> <p>Em termos da Gestão do Sistema eléctrico nacional, segundo os</p>	<p>O objectivo de levar a discussão pública a introdução de tarifas dinâmicas ao nível das tarifas de Acesso às Redes, foi solicitar a participação dos operadores de redes na realização de estudos sobre esta temática, tendo sido introduzida esta disposição no Regulamento Tarifário.</p> <p>Considera-se importante aperfeiçoar as tarifas de Acesso às Redes, introduzindo o conceito de tarifas dinâmicas. Contudo, a ERSE também partilha da opinião dos agentes na medida em que defende que a introdução e o desenho deste tipo de opção tarifária está dependente de estudos a realizar.</p> <p>Salienta-se que o objectivo de introduzir tarifas de Acesso às Redes dinâmicas é proporcionar aos operadores de redes um mecanismo alternativo para minimizar os seus custos,</p>

RT – REN			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>procedimentos actuais, o Gestor do Sistema não precisa de conhecer os preços encontrados no MIBEL mas apenas a programação da produção de cada central localizada em Portugal. Poderão assim ocorrer preços muito elevados no mercado que passem despercebidos ao Gestor do Sistema. O Gestor de Sistema nota potenciais problemas de abastecimento ao tomar conhecimento das indisponibilidades das centrais e das ofertas no mercado dos serviços de sistema.</p> <p>O serviço de interruptibilidade, que foi instituído há pouco tempo, parece mais adequado às funções actuais do Gestor do Sistema do que uma declaração de “situação crítica” de preços nos mercados diários. O uso da gestão da procura como forma de mitigar o poder de mercado da produção será melhor promovido pelos agentes de mercado do que pelo Gestor do Sistema. Ainda os agentes poderiam agregar a participação de consumidores no mercado dos serviços de sistema, evitando assim intervenções potencialmente contestáveis do Gestor de Sistema no mercado.</p> <p>Na conjuntura actual de quebra de consumo e de alguma sobrecapacidade produtiva esta medida parece actualmente pouco prioritária.</p>	<p>possibilitando o adiamento de novos investimentos, e também proporcionar ao gestor do sistema um mecanismo adicional para fazer face a uma crescente produção de origem renovável que coloca novos desafios à operação das redes.</p> <p>A ideia é utilizar este tipo de tarifas complementarmente aos mecanismos de gestão da procura já existentes (interruptibilidade e tarifas com diferenciação horária).</p> <p>Por último, salienta-se que uma eventual introdução deste tipo de tarifas ocorrerá só no próximo período regulatório.</p>

RT – REN TRADING			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
153.	Capítulo IV - Art. º 71º, nº2	<p>No diferencial de custo dos proveitos permitidos do Agente Comercial propõe-se a inclusão de: "Outros custos, designadamente, custos com pagamentos de tarifa de acesso à Rede de Transporte imputados aos produtores em regime ordinário, previstos para o ano t."</p> <p>Com esta proposta, à semelhança do que foi alterado para os proveitos permitidos do CUR (Art. 83º), pretende-se que seja claro que os proveitos permitidos do Agente Comercial têm em conta o custo adicional com a Tarifa de Acesso à Rede à qual os PRO deixaram de estar isentos com a eliminação do antigo Art 11º do RARI.</p> <p>Proveitos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial</p> <p>...</p> <p>2 - O diferencial de custo ($SCAE_{C_{VEE,t}}$) é calculado de acordo com a seguinte expressão:</p> $SCAE_{C_{VEE,t}} = CCAE_{C_{VEE,t}} + OCCAE_{C_{VEE,t}} - PCAE_{C_{VEE,t}}$ <p>em que:</p> <p>...</p>	<p>A ERSE concorda com a proposta, sendo, por isso, considerada na alteração do Regulamento Tarifário.</p>

RT – REN TRADING			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		OCCAEC _{VEE,t} Outros custos, designadamente, custos com pagamentos de tarifa de acesso à Rede de Transporte imputados aos produtores em regime ordinário, previstos para o ano t	
154.	Art. º 111 º - Incentivos à optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia eléctrica	<p>Face à experiência entretanto adquirida e considerando as profundas alterações ocorridas na estrutura de produção nacional; que vieram aumentar significativamente o risco e a complexidade de operação das centrais com CAE, propõe-se um conjunto de melhorias a introduzir na respectiva sub-regulamentação, já comunicadas anteriormente à ERSE em maior detalhe, das quais se realça:</p> <p>(i) o único limite imposto nos incentivos seja ao somatório do I_1 com o I_3, o qual deverá ser no máximo 3.5 M€. A conjugação dos incentivos I_1 e I_3 permite alguma correcção da desproporcionalidade da partilha de ganhos no I_3 (onde 99% da margem de exploração da Central do Pego vai para os consumidores e apenas 1% se reflecte em ganhos para a REN Trading);</p> <p>(ii) os ganhos com swaps de EUA por CER passem a ser 100% retidos pela REN Trading, já que a fórmula de valorização dos custos com as licenças de CO₂ aplicada aos CMEC não representa uma partilha equitativa dos benefícios sendo, assim, a lógica aplicada à REN</p>	<p>Este comentário não incide sobre a revisão regulamentar proposta, devendo ser considerado numa eventual alteração do mecanismo em sede sub-regulamentação.</p> <p>No que diz respeito aos custos de funcionamento, a ERSE considera que estes não devem constituir um custo adicional para o sistema e, nesse sentido, devem ser cobertos pelos proveitos resultantes dos incentivos à optimização da gestão dos CAE, em especial no actual contexto, em que a REN Trading presta serviços de comercialização a outras instituições, e não exclusivamente às centrais com CAE.</p> <p>Finalmente, registe-se que o Regulamento Tarifário prevê uma correcção do desvio</p>

RT – REN TRADING			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>Trading desvantajosa;</p> <p>(iii) criação de um limite inferior a todos os incentivos uma vez que actualmente todo o risco de <i>downside</i> está do lado da REN Trading, o que condiciona a actuação da empresa;</p> <p>(iv) os custos de funcionamento deverão passar a ser aceites em base anual fora do mecanismo de incentivos, uma vez que a função do Agente Comercial está a ser inteiramente suportada pela empresa e não pelos custos regulados a repercutir em tarifa. Com resultados decrescentes nos Incentivos, esta realidade não será sustentável nos próximos anos;</p> <p>(v) introdução de um mecanismo de actualização da tarifa de UGS de forma a limitar o montante dos desvios tarifários a 10% do sobrecusto anual.</p>	<p>tarifário do ano t-1 nas tarifas do ano t com base em estimativas apresentadas pela empresa. Este é já um mecanismo que pretende diminuir o montante dos desvios e, conseqüentemente, os seus impactos. Outro mecanismo de ajuste intermédio seria difícil de viabilizar.</p>

RT – SIDERURGIA NACIONAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
155.	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	Do ponto de vista dos grandes consumidores, importa assegurar que a forma de pagamento da tarifa de uso da rede de transporte correspondente aos co-geradores, a gerir pelo comercializador de último recurso, não introduza distorções relativamente à situação actual. Ou seja, ao passar a pagar uma parcela dos custos de transporte através da tarifa de uso global de sistema, como proposto pela ERSE, importa que esse montante não seja superior ao pago actualmente através da tarifa de uso da rede de transporte em MAT. Com efeito, sendo as variáveis de facturação diferentes nas duas tarifas, existe um risco de distorção que importa evitar.	De notar que em termos da tarifa de acesso esta alteração é de soma nula e que este valor é residual relativamente ao valor da parcela de UGS. O valor que deixa de ser pago pelos consumidores na tarifa de URT é muito superior ao valor que é adicionado à tarifa de UGS, que é residual.
156.	Critical Peak Pricing	A SN é favorável em princípio a todas as inovações regulatórias que contribuam para melhorar a eficiência do sistema eléctrico português, incluindo a introdução de tarifas dinâmicas. Se o dimensionamento destas tarifas for adequado, a SN poderá aderir a mecanismos de tipo " <i>critical peak pricing</i> ". Importa contudo que eventuais alterações da tarifa de acesso resultantes da introdução de tarifas dinâmicas seja harmonizada com o regime actualmente vigente em Espanha. Entendemos, por isso, que a proposta solicitada pela ERSE aos operadores de rede deve incluir uma comparação qualitativa e quantitativa com o regime espanhol.	O objectivo de levar a discussão pública a introdução de tarifas dinâmicas ao nível das tarifas de Acesso às Redes, foi solicitar a participação dos operadores de redes na realização de estudos sobre esta temática, tendo sido introduzida esta disposição no Regulamento Tarifário. Considera-se importante aperfeiçoar as tarifas de Acesso às Redes, introduzindo o conceito de tarifas dinâmicas. A ERSE também partilha

RT – SIDERURGIA NACIONAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			<p>da opinião dos agentes e salienta que a introdução deste tipo de opção tarifária está dependente de estudos.</p> <p>Assim, tomamos em boa nota o comentário e salientamos que os estudos a realizar, entre outros aspectos, vão contemplar uma comparação com Espanha em termos de mecanismos de gestão da procura.</p>
157.	Alterações dos Períodos Horários	<p>Uma comparação dos actuais períodos horários, por um lado, com os valores da procura ou com os valores do preço de mercado nas várias horas do ano, por outro lado, evidencia um significativo desajustamento e, de consequência, a necessidade de algumas correcções no sentido de adaptar os períodos horários ao comportamento real da procura.</p> <p>Em particular, é evidente a necessidade de:</p> <ul style="list-style-type: none"> - aumentar o número de horas de vazio e de super-vazio, reclassificando horas actualmente consideradas de vazio e cheias; - deslocar o horário das horas de ponta nalguns meses. <p>Em Espanha, a aderência dos períodos horários à curva da procura é</p>	<p>No que diz respeito aos períodos horários, os consumidores têm a possibilidade de escolher o seu comercializador e com este acordar os períodos tarifários mais adequados a cada caso, nomeadamente os clientes de MT, AT e MAT que têm telecontagem, podendo os períodos horários praticados pelos comercializadores ser diferentes dos períodos horários praticados nas tarifas de acesso às redes.</p> <p>Importa referir que para os clientes de MAT, AT e MT a componente que mais pesa na sua</p>

RT – SIDERURGIA NACIONAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>manifestamente superior à registada em Portugal, o que se traduz num factor de carga superior e, portanto, numa utilização mais eficiente da infra-estrutura eléctrica, como ilustrado na Figura 3.</p> <p>Fig. 3 Curva monótona unitária de consumo em Portugal e Espanha em 2010</p> <p>Refira-se que em Espanha não só o número de horas fora de pontas e cheias é superior ao registado em Portugal (5050 contra 4100), como também existem 6 períodos horários em vez de apenas 4.</p> <p>Além de rever a actual distribuição de períodos horários ao longo do ano, importa também analisar os sinais preço associados a cada</p>	<p>factura é a parcela relativa aos custos de energia, representando cerca de 70% em MAT e AT e 60% em MT.</p> <p>No âmbito das tarifas de Acesso, os actuais períodos foram estabelecidos com base em estudos que a ERSE irá refazer de forma a verificar a sua adequabilidade à realidade das redes eléctricas nacionais.</p> <p>É importante esclarecer que em Espanha as tarifas aplicadas a grandes consumidores apesar de terem 6 períodos tarifários num ano, só têm 3 períodos horários (ponta, cheias e vazio). Neste sentido, ao compararmos as tarifas aplicadas em Portugal e Espanha a grandes consumidores, verificamos que em Portugal existe uma maior diferenciação horária, na medida em que estão definidos no Regulamento Tarifário 16 períodos tarifários: 4 períodos horários (pontas, cheias, vazio normal e super vazio), com preços diferenciados por trimestre. Após análise dos</p>

RT – SIDERURGIA NACIONAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>período. Com efeito, em Portugal as diferenças de preço entre períodos horários são reduzidas, enquanto em Espanha são bastante acentuadas: o quociente entre os preços de energia mais elevados e mais baixos é cerca de 7 em Espanha e apenas 1,3 em Portugal.</p> <p>Embora as tarifas médias de acesso sejam semelhantes nos dois países, as tarifas de acesso dos consumidores em MAT são claramente superiores em Portugal, o que indica uma valorização incorrecta da capacidade de modulação destes consumidores. Importa corrigir esta anomalia e, se a introdução de "critical peak pricing" proposta pela ERSE pode ser um contributo útil, entendemos que se pode ir mais longe, nomeadamente através da revisão dos períodos horários aqui sugerida.</p>	<p>custos marginais por trimestre a ERSE considerou que se justificava a agregação dos trimestres I e IV e dos trimestres II e III, publicando assim 8 preços de energia distintos por ano, que comparam com 6 preços de energia distintos em Espanha.</p> <p>Adicionalmente, salienta-se que a estrutura tarifária definida para os preços de energia com diferenciação horária é aderente à estrutura de custos marginais. Neste sentido, o preço de energia para cada período horário terá em consideração os custos marginais previstos para esse período.</p> <p>Da observação do gráfico seguinte, verificamos que o aumento do número de horas de vazio (passagem de t=0 para t=1) pressupõe um aumento do intervalo de custos marginais, o que consequentemente irá resultar num preço médio de vazio superior e, por conseguinte, numa redução da diferenciação dos preços de energia entre as</p>

RT – SIDERURGIA NACIONAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			<p>horas de ponta e cheias e as horas de vazio.</p>
158.	Garantia de Potência	Os grandes consumidores de energia eléctrica que oferecem o serviço de interruptibilidade contribuem activamente para a chamada "adequacy" do sistema eléctrico; logicamente, não lhes deverá ser imputado o custo de garantia de potência cobrado a consumidores que não proporcionam o mesmo tipo de contributo.	<p>Importa referir que os custos de garantia de potência são recuperados através dos preços de energia nos períodos de horas de ponta e de horas cheias, na medida em que é nestes períodos que se situam com elevada probabilidade as situações de maior escassez e consequentemente de preços de energia mais elevados. Os grandes consumidores, como é o caso da Siderurgia Nacional, têm uma grande capacidade de modulação, transferindo consumos dos períodos de ponta e cheias para vazio em resultado da</p>

RT – SIDERURGIA NACIONAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			<p>diferenciação acentuada dos preços de energia entre estes períodos, conseguindo assim dispensar-se de pagar os custos de garantia de potência.</p> <p>Esta dispensa de pagamento reflecte uma redução de custos na medida em que reduções de consumo nos períodos de ponta e cheias contribuem para reduzir as referidas situações de escassez.</p>
159.	Interruptibilidade	<p>Embora se tenha verificado, em 2010, uma aproximação do regime de interruptibilidade praticado em Portugal ao vigente em Espanha, subsistem ainda diferenças importantes que fazem com que o benefício para os consumidores seja substancialmente inferior em Portugal. Os dois factores principais que explicam a diferença de resultados económicos para os consumidores são os seguintes:</p> <p>1) O benefício máximo ("cap") estabelecido para os consumidores é de 20 euro/MWh em Espanha e 15 euros/MWh em Portugal.</p> <p>2) Em Espanha a remuneração pelo serviço de interruptibilidade é directamente proporcional ao preço de mercado da energia eléctrica,</p>	<p>As alterações, e eventuais necessidades de clarificação, do regime de interruptibilidade são competência do Governo e não da ERSE. Na revisão dos regulamentos do sector eléctrico em curso, a ERSE procurou incluir as alterações introduzidas recentemente neste âmbito.</p>

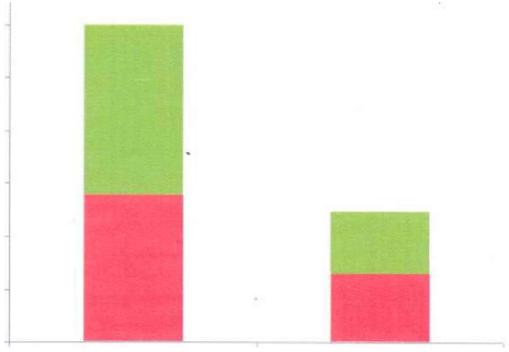
RT – SIDERURGIA NACIONAL																																					
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE																																		
		<p>enquanto em Portugal a remuneração depende, essencialmente, de um parâmetro regulado. Só para preços de mercado inferiores a 30 euro/MWh (valor pouco realista) a remuneração é equivalente nos dois países.</p> <p>A revisão do regime de interruptibilidade no sentido de harmonização com Espanha cabe certamente no âmbito da "revisão dos incentivos à eficiência energética" que o Memorando de Entendimento prevê seja efectuada em 2011.</p>																																			
160.	Mercados de Serviço de Sistema	<p>O mercado de produção de energia eléctrica em Portugal é fortemente concentrado, com um índice HHI muito acima do limiar crítico 1000, como mostra a Figura 4.</p> <table border="1"> <caption>Data for Figure 4: HHI Index by Country</caption> <thead> <tr> <th>País</th> <th>Índice HHI (aproximado)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Grecia</td><td>5500</td></tr> <tr><td>Lituania</td><td>4500</td></tr> <tr><td>Bélgica</td><td>4000</td></tr> <tr><td>Francia</td><td>3800</td></tr> <tr><td>Luxemburgo</td><td>3500</td></tr> <tr><td>Eslovaquia</td><td>3200</td></tr> <tr><td>Portugal</td><td>3000</td></tr> <tr><td>Eslovenia</td><td>2800</td></tr> <tr><td>Irlanda</td><td>2500</td></tr> <tr><td>Lituania</td><td>2200</td></tr> <tr><td>Rumania</td><td>2000</td></tr> <tr><td>Alemania</td><td>1800</td></tr> <tr><td>Hungria</td><td>1800</td></tr> <tr><td>Noruega</td><td>1500</td></tr> <tr><td>España</td><td>1500</td></tr> <tr><td>Holanda</td><td>1200</td></tr> </tbody> </table>	País	Índice HHI (aproximado)	Grecia	5500	Lituania	4500	Bélgica	4000	Francia	3800	Luxemburgo	3500	Eslovaquia	3200	Portugal	3000	Eslovenia	2800	Irlanda	2500	Lituania	2200	Rumania	2000	Alemania	1800	Hungria	1800	Noruega	1500	España	1500	Holanda	1200	<p>A ERSE tem vindo a reforçar a sua supervisão do mercado de serviços de sistema, confirmando-se a tendência para o aumento dos custos e de alguns dos aspectos referidos.</p> <p>Neste contexto, tem vindo a analisar diferentes soluções para ultrapassar o problema, uma das quais resultou no actual plano para harmonização dos serviços de sistema a nível Ibérico, cuja primeira fase correspondeu à assinatura do Acordo Conjunto REN-REE para o Estabelecimento de Intercâmbios de Apoio entre os Sistemas Eléctricos de Portugal e</p>
País	Índice HHI (aproximado)																																				
Grecia	5500																																				
Lituania	4500																																				
Bélgica	4000																																				
Francia	3800																																				
Luxemburgo	3500																																				
Eslovaquia	3200																																				
Portugal	3000																																				
Eslovenia	2800																																				
Irlanda	2500																																				
Lituania	2200																																				
Rumania	2000																																				
Alemania	1800																																				
Hungria	1800																																				
Noruega	1500																																				
España	1500																																				
Holanda	1200																																				

RT – SIDERURGIA NACIONAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>Fig. 4 Comparação do indicador HHI na produção de electricidade em vários países</p> <p>Graças à integração dos mercados diários de Portugal e Espanha, o poder de mercado dos agentes portugueses no mercado spot foi atenuado.</p> <p>Situação muito diferente ocorre nos mercados de serviços de sistema, que operam separadamente em Portugal e em Espanha. A concentração no mercado de serviços de sistema português é elevadíssima, como mostra a Figura 5.</p> <p>Fig. 5 Percentagem das horas em que cada agente fixou o preço de mercado da reserva a subir em Portugal entre Janeiro de 2010 e Março de 2011</p> <p>o resultado desta situação são preços de serviços de sistema substancialmente mais elevados em Portugal do que em Espanha, como evidenciado nas Figuras 6 e 7.</p>	Espanha.

RT – SIDERURGIA NACIONAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>The graph displays two data series over a 16-month period. The blue line shows a significant peak in March, followed by a decline and subsequent fluctuations. The red line shows a sharp decline starting in April, reaching a low point and remaining relatively stable thereafter.</p>	
		<p>Fig.6 Comparação dos preços da banda de reserva secundária Janeiro 2010-Abril2011</p>	

RT – SIDERURGIA NACIONAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>Fig. 7 Comparação dos preços da reserva a subir Janeiro 2010Abril2011</p> <p>A estes problemas acresce a forma de tratamento dos desvios, diferente em Portugal e em Espanha, que se traduz em custos muito mais elevados para os consumidores portugueses, como ilustrado na Figura 8.</p>	

RT – SIDERURGIA NACIONAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>Fig. 8 Comparação dos preços de desvios Janeiro 2010-Abril 2011</p> <p>o resultado final é um custo médio total dos serviços de sistema muito superior em Portugal, como se mostra na Figura 9.</p>	

RT – SIDERURGIA NACIONAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		 <p>Fig. 9 Comparação do custo médio do conjunto de serviços de sistema Janeiro 2010-Abril2011</p> <p>A integração dos mercados de serviços de sistema afigura-se urgente e necessária. Enquanto tal integração não se materializar, seria útil que a ERSE procedesse à:</p> <p>a) revisão do mecanismo de cálculo e afectação dos custos de desvios, aproximando-o do regime vigente em Espanha;</p> <p>b) introdução de limites máximos ("caps") às ofertas de algumas centrais no mercado de serviços de sistema, de forma a limitar por via regulatória o excessivo poder de mercado dos respectivos agentes;</p>	

RT – SIDERURGIA NACIONAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		c) monitorização cuidadosa do funcionamento destes mercados, exercendo uma adequada "moral suasion".	
161.	Tarifa de Uso Global do Sistema	<p>Para os consumidores em MAT a tarifa de acesso às redes contém duas parcelas, correspondentes, respectivamente, ao Uso da Rede de Transporte e ao Uso Global do Sistema. Neste último incluem-se não só os custos relativos à Gestão Global do Sistema mas também custos com medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral.</p> <p>Os custos "técnicos" dos consumidores em MAT (uso da rede de transporte e gestão do sistema) representam apenas 12% da tarifa de acesso em MAT (cf. Fig. 7-25, pg. 200 do documento Tarifas 2011 da ERSE). Ou seja, os custos "políticos" representam 88% da tarifa de acesso dos consumidores em MAT.</p> <p>A imputação de uma parcela de custos "políticos" com esta dimensão através de uma tarifa de Uso Global do Sistema com baixos incentivos à modulação é um sinal errado em termos de eficiência. Sugere-se, por isso, que para os consumidores em MAT a recuperação destes custos seja realizada de forma a incentivar a modulação, o que poderia ser obtido através de maior discriminação dos preços da tarifa de acesso</p>	<p>As tarifas de uso das redes têm uma elevada diferenciação por período horário, na medida em que os custos das actividades de redes estão a ser recuperados essencialmente na variável consumo em horas de ponta. Assim, as tarifas de Acesso às Redes já transmitem incentivos à modelação dos consumos, sendo de estudar o aumento dos incentivos à modulação através da introdução de diferenciação horária na tarifa uso global do sistema e da análise dos respectivos impactes tarifários.</p>

RT – SIDERURGIA NACIONAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		ou imputando-os à parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema e não, como acontece actualmente, à parcela II.	

RT – SOLVAY PORTUGAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
162.	Aplicação das Tarifas de Acesso	<p>Temos presente a proposta de revisão de regulamentos para o próximo período tarifário que irá decorrer entre 2012 e 2014.</p> <p>Atendendo à sua importância, a Solvay Portugal deseja dar o seu contributo, pelo que além de manifestar o seu acordo e apoio aos comentários apresentados pela APIGCEE, vimos apresentar a seguinte proposta relativa às tarifas de acesso.</p> <p>As tarifas de acesso constituem uma portagem que é paga pelo trânsito da energia pela rede. Tal como acontece com a portagem numa autoestrada, não faz por isso sentido que a portagem seja paga por quem não passa pela autoestrada.</p> <p>Com a produção descentralizada de electricidade, de que a cogeração é apenas uma possibilidade, há situações em que existe um nó da rede que é comum às duas instalações, a produtora e a consumidora. Nestes casos só uma parte da energia que alimenta este consumidor é que transita na rede, pelo que as tarifas de acesso só devem ser aplicadas a essa energia.</p> <p>Nestas condições, num sítio industrial, onde poderá existir autoprodução, as TA devem ser aplicadas à energia que efectivamente entra nesse sítio industrial, o que implica a existência de contagem no</p>	<p>Como é bem sabido, esta situação resulta da opção exercida pela cogeração em entregar toda a produção à rede, aplicando-se a tarifa administrativa aprovada por legislação. No passado, a situação mencionada não se verificava na medida em que parte da produção era utilizada para satisfazer os consumos de energia eléctrica da instalação consumidora (auto-consumos) e só a restante parte era entregue à rede. A opção por este último regime resolve a situação identificada.</p>

RT – SOLVAY PORTUGAL			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>nó da rede, imediatamente a montante do sítio industrial.</p> <p>Actualmente, o que sucede é a existência de contagem à entrada da instalação consumidora que é ajustada por um factor de perdas à saída do PT do ORD que alimenta a referida instalação, sendo aplicadas as tarifas de acesso à totalidade da energia que entra nessa instalação.</p> <p>Esta proposta vem pois no sentido que haver uma maior aderência das tarifas de acesso ao trânsito real da energia, constituindo também por esta via um incentivo à produção descentralizada.</p> <p>Aliás a grande vantagem da produção descentralizada é exactamente reduzir o trânsito de energia na rede, reduzindo-se assim as perdas além de se reduzirem os investimentos nas redes.</p>	

RT – UGC – União Geral dos Consumidores			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
163.	Tarifa de Uso da Rede de transporte ORT	<p>Como se pretende evidentemente a criação de um preço de entrada na rede, genericamente estamos de acordo.</p> <p>Contudo, esse preço nunca será pago pelos produtores e para que não continuem dúvidas é necessário clarificar de que não acabara por haver transferência de custos entre os grupos de consumidores.</p>	<p>A tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo ORT não é aplicada aos clientes.</p> <p>Esta alteração é benéfica para os consumidores sendo a sua factura de tarifa de acesso às redes desagravada, uma vez que são deduzidos à tarifa de acesso os valores pagos pelos produtores em regime ordinário com a tarifa de entrada na rede.</p>
164.	Tarifas de Acesso às Redes	<p>A eficácia da proposta não é Linear, temos incertezas da mesma. Aconselhamos estudos no sentido de esclarecer devidamente esta questão, pois o sucesso deste tipo de tarifas depende, em grande parte, da elasticidade da procura/preço.</p> <p>Não está também claro, de que forma evolui o aumento de preço dos períodos considerados críticos para o sistema/benéfica para os consumidores mais sensíveis nos restantes períodos horários.</p>	<p>O objectivo de levar a discussão pública a introdução de tarifas dinâmicas ao nível das tarifas de Acesso às Redes, foi solicitar a participação dos operadores de redes na realização de estudos sobre esta temática, tendo sido introduzida esta disposição no Regulamento Tarifário.</p> <p>Considera-se importante aperfeiçoar as tarifas de Acesso às Redes, introduzindo o conceito de tarifas dinâmicas. Contudo, a ERSE também partilha da opinião dos agentes na</p>

RT – UGC – União Geral dos Consumidores			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			<p>medida em que defende que a introdução e o desenho deste tipo de opção tarifária está dependente de estudos a realizar.</p> <p>Por último, salienta-se que uma eventual introdução deste tipo de tarifas ocorrerá só no próximo período regulatório.</p>
165.	Tarifas Transitórias de venda a clientes finais em MAT, AT, MT, BTE	<p>Concordamos com a proposta. Apesar do grau de concorrência no mercado de electricidade ser claramente superior ao verificado noutros sectores, e 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 (antes das medidas de aceleração da liberalização do Sector Energético no que reporta ao Memorando de Entendimento a que o País está comprometido).</p>	<p>Uma das competências da ERSE é a supervisão dos mercados, em particular do mercado retalhista de energia eléctrica.</p> <p>A ERSE publica já alguma informação sobre o nível de concorrência no mercado retalhista de electricidade na síntese mensal que elabora sobre o mercado liberalizado de electricidade.</p> <p>Neste contexto a ERSE estabeleceu também um processo de recolha da informação de preços de referência e dos preços médios praticados. Este processo tem vindo a ser implementado e robustecido com o objectivo de em breve se publicarem os resultados dos</p>

RT – UGC – União Geral dos Consumidores			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			estudos.
166.	Aperfeiçoamento do mecanismo de convergência das TVCF para as Tarifas aditivas	Concordamos com a simplificação proposta pela ERSE com o intuito de acelerar os processos de convergência dos preços de energia, 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 recaia de forma diferente sobre os diversos escalões de consumo.	<p>O mecanismo de convergência para tarifas aditivas agora aprovado permite definir variações tarifárias máximas por preço de cada opção tarifária. A definição de limites máximos às variações tarifárias por preço de cada opção aumenta a flexibilidade na operacionalização do mecanismo de convergência, permitindo uma convergência mais rápida ao nível dos preços das TVCF em BTN para as tarifas aditivas, ou seja, para os preços de mercado previstos.</p> <p>A imposição de limites às variações máximas será realizada por forma a preparar a extinção das TVCF em BTN, antecipando parte dos impactes que irão ocorrer e, ao mesmo tempo, tentará proteger os clientes de impactes tarifários anuais significativos. Esta tem sido a prática sempre seguida pela ERSE no processo fixação de tarifas, publicando sempre no documento “Estrutura Tarifária do Sector</p>

RT – UGC – União Geral dos Consumidores			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			Eléctrico” informação detalhada sobre os impactes, para cada opção tarifária, resultantes da aplicação do mecanismo de convergência.
167.	Promoção da inovação das redes	Concordamos com 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.	A ERSE regista com agrado a concordância da UGC quanto à proposta apresentada e regista a preocupação face à sua implementação. No entanto, todas as decisões da ERSE no que respeita à aceitação dos investimentos em “redes inteligentes” para efeitos de remuneração serão sempre alvo de uma avaliação custo /benefício. Além disso, importa salientar que se pretende que o acréscimo de remuneração para os investimentos inovadores permita não apenas colmatar os riscos que lhes estão associados, como também as mais-valias que deles decorrerão para o sistema. As mesmas deverão ser, quanto possível, quantificadas e deste modo permitirem a sua parcial ou total reversão para os consumidores sob a forma

RT – UGC – União Geral dos Consumidores			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
			de um maior nível de eficiência exigido à empresa.
168.	Alteração do mecanismo de aprovisionamento do CUR	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Com a separação das duas funções será possível a introdução de</p>	<p>A ERSE regista com agrado a concordância da UGC quanto às propostas de alteração apresentadas relativas a este tema.</p> <p>A aplicação desta medida em sede de sub-regulamentação será devidamente justificada pela ERSE.</p>

RT – UGC – União Geral dos Consumidores			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>mecanismos de incentivos à eficiência relativamente ao desempenho da primeira função.</p> <p>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. 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.</p> <p>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. 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.</p>	

RT – UGC – União Geral dos Consumidores			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>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.</p> <p>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.</p> <p>Com a separação das duas funções será possível a introdução de mecanismos de incentivos à eficiência relativamente ao desempenho da primeira função.</p> <p>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.</p>	

RT – UGC – União Geral dos Consumidores			
N.º	Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		<p>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.</p> <p>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.</p>	