



DISCUSSÃO

DOS

COMENTÁRIOS

À

“PROPOSTA DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS DO SECTOR ELÉCTRICO”

(Junho 2001)

ÍNDICE

Introdução	1
AECOPS – Associação de Empresas de Construção e Obras Públicas.....	3
APIGCEE – Associação Portuguesa dos Industriais Grandes Consumidores de Energia Eléctrica	7
COGEN – Associação Portuguesa de Cogeração	11
Conselho Consultivo	15
Conselho Tarifário	27
Cooperativa Eléctrica de Vale d’Este	37
CP – Caminhos de Ferro Portugueses.....	41
DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor.....	47
DGCC – Direcção Geral do Comércio e da Concorrência	53
Ecociclo – Energia e Ambiente, S.A.....	57
EDP Distribuição Energia, S.A.	67
EDP – Electricidade de Portugal, S.A.	91
FENACOOP – Federação Nacional das Cooperativas de Consumo	103
Instituto do Consumidor	109
REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.....	113
Siderurgia Nacional	123

Introdução

No dia 5 de Junho de 2001 a Entidade Reguladora do Sector Eléctrico submeteu a consulta pública a “Proposta de Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico”.

Foram recebidos e publicados pela ERSE numerosos comentários escritos à “Proposta de Revisão”. O presente documento inclui as observações da ERSE aos comentários apresentados relativamente ao Regulamento Tarifário, ao Regulamento de Relações Comerciais, ao Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações e ao Regulamento do Despacho.

De forma sintética, o documento justifica ainda a inclusão ou não das sugestões recebidas na versão final dos regulamentos mencionados.

**AECOPS – ASSOCIAÇÃO DE EMPRESAS DE CONSTRUÇÃO E OBRAS
PÚBLICAS**

AECOPS – Associação de Empresas de Construção e Obras Públicas		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Ligações à rede	(...) há um aspecto em particular do Regulamento de Relações Comerciais que entendemos de salientar por ser da maior importância para as empresas de construção, ou seja o facto de não se encontrar consagrada, relativamente à ligação à rede, uma solução idêntica à que consta do Regulamento Geral dos Sistemas Públicos e Prediais de Distribuição de Água e de Drenagem de Águas Residuais ou o que se aplica às redes de gás e telecomunicações, concretamente que a sua execução e respectivos encargos de ligação são da responsabilidade do distribuidor, salvo casos muito excepcionais, designadamente de longitude.	A legislação do sector eléctrico consagra o princípio de que os encargos com a ligação à rede são responsabilidade dos proprietários das instalações que se pretendem ligar. Este princípio aplica-se de igual forma às ligações de instalações de clientes finais e de produtores de energia eléctrica. Esta abordagem permite evitar subsidias cruzadas entre clientes e simultaneamente sinalizar aos novos utilizadores das redes a localização mais eficiente do ponto de vista do sistema eléctrico.

**APIGCEE – ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DOS INDUSTRIAIS GRANDES
CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉCTRICA**

APIGCEE – Associação Portuguesa dos Grandes Consumidores de Energia Eléctrica		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Descontos	<p>Não concorda com a extinção dos descontos na MAT, AT e MT, pois defende que os descontos devem ser encarados como uma prática comercial de defesa quanto à concorrência, e onde não se pode considerar que os descontos concedidos são necessariamente suportados pelos restantes clientes.</p> <p>Concorda com a internalização dos descontos nos preços das tarifas aplicáveis aos clientes destes níveis de tensão, embora discorde com o facto do desconto passar a ser função do nível de tensão e não da potência contratada como era até agora.</p> <p>Considera que a proposta da ERSE, a ser aprovada, poderá fazer baixar de um valor não desprezável o desconto de 12,5% de que beneficiam os consumidores actualmente alimentados a AT, com potência contratada $\geq 17,5\text{MW}$, o que não podem aceitar. Por outro lado, na óptica que defendem, quanto ao significado dos descontos como uma prática comercial, são da opinião que não se deve eliminar o desconto de 10% para o reduzido número de clientes de MT que dele beneficiam, pelo que propõem a eliminação da alínea b) do referido artigo 96.º do Regulamento Tarifário.</p>	<p>A existência de descontos para alguns clientes distorce a aderência dos preços da electricidade aos custos marginais e gera subsidiação cruzada, não sendo aceitável num sistema tarifário bem calibrado, pelo que se propõe a sua eliminação gradual. A extinção dos descontos abrange todos os clientes ao abrigo das disposições do artigo 90.º do Regulamento Tarifário em vigor, os quais se encontram nos níveis de tensão de MAT, AT e MT. Em MAT e AT o desconto é internalizado nos preços, uma vez que este aplica-se à quase totalidade dos clientes nestes níveis de tensão. Em contrapartida, e uma vez que tal não se verifica na MT, foi necessário introduzir um mecanismo transitório de extinção de descontos em MT.</p> <p>Contudo, prevê-se ao abrigo do n.º 3 do artigo 10º que a entidade concessionária da RNT e os distribuidores vinculados podem propor à ERSE tarifas e respectivas regras de aplicação que proporcionem níveis de proveitos inferiores aos estabelecidos pela ERSE.</p>
Interruptibilidade	<p>Defende que a interruptibilidade deve ser encarada como uma espécie de “seguro” do sistema para prevenir eventualidades e situações de emergência por natureza imprevisíveis.</p> <p>Considera que é de manter o actual regime de interruptibilidade, mantendo igualmente a relação contratual com o distribuidor vinculado.</p>	<p>Assunto a enquadrar por proposta a apresentar pela REN ouvido o Distribuidor Vinculado, no que concerne às disposições técnicas e comerciais. Transitoriamente, mantém-se o regime de interruptibilidade em vigor.</p>
Transferência dos encargos com combustíveis para clientes do SEP (1ª parte)	<p>“ A presente Proposta de Revisão prevê um novo ajuste quanto aos desvios que se verificam nos custos de aquisição de energia eléctrica, nomeadamente quanto aos riscos de aumento dos custos dos combustíveis, da variabilidade de cotação do dólar e da evolução do consumo de electricidade, prevendo que aqueles desvios em custos não previstos sejam transferidos para os clientes elegíveis – uma parte, para os clientes MAT, AT e MT quase imediatamente, e para os clientes BT – a outra parte – de forma mais desfasada (com deferimento de 2 anos).”</p>	<p>Na Audição Pública ficou acordado que o diferimento dos ajustamentos da parcela dos encargos variáveis de energia a repercutir em BT passa a ser de um ano calculado com base em valores provisórios e que serão recalculados com base nos valores verificados no ano seguinte, aproximando-o do diferimento de seis meses proposto para os clientes de MAT, AT e MT.</p>
Transferência dos encargos com combustíveis para clientes do SEP (2ª parte)	<p>“Para além desta discrepância na passagem dos desvios em custos para os clientes finais a questão essencial quanto a nós, reside no facto de esta Proposta se limitar a regular a transferência automática daqueles custos para os clientes finais e não de pôr em prática mecanismos que induzam uma maior responsabilidade e eficiência e que previnam uma gestão menos atenta e rigorosa.”</p>	<p>O mecanismo de ajuste agora introduzido tem como objectivo principal realinhar os custos da energia eléctrica face aos produtos substitutos, nomeadamente, o gás natural, por forma a que a escolha do cliente tenha por base princípios de racionalidade económica e não sinais económicos distorcidos por via de actualizações de preços diferenciadas no tempo.</p>

COGEN – ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DE COGERAÇÃO

COGEN PORTUGAL		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Quadro regulamentar único para os vários regimes de produção existentes	“(…) nesta proposta não foram contemplados os comentários que havíamos feito anteriormente (22 de Março passado) e, designadamente, os que preconizavam a existência de um quadro regulamentar único para os vários regimes de produção existentes e por forma a que a ERSE não se mantivesse à margem da produção em regime especial.”	As competências da ERSE, definidas no Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho e nos seus estatutos aprovados através do Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de Fevereiro, não incluem a regulação da produção em regime especial. A regulação deste sector de actividade compete à Direcção Geral de Energia, nos termos de legislação específica.
Tarifas de uso de redes	<p>Resumo:</p> <p>Considera-se que “(…) A introdução de um termo de potência contratada na tarifa de uso de redes provoca uma forte discriminação dos clientes com instalações de autoprodução (…)” devido à relação deste termo com o dimensionamento dos ramais periféricos à rede e de uso partilhado.</p> <p>Salienta-se que “(…) a introdução de um termo sensível à potência contratada está muito relacionada com a forma de repercutir os custos da ligação ao cliente e deve ser coerente com esta.”</p> <p>Sugere-se que, face à aditividade das tarifas e à equidade entre o SEP e SENV, se substitua o termo da potência tomada das tarifas do SEP pelo actual conceito de potência de uso das redes das tarifas de acesso para clientes do SENV.</p>	<p>A introdução de um termo de potência contratada nas tarifas de uso de redes sensível à potência máxima que cada cliente deseja tomar, como por exemplo, a máxima potência média em intervalos de quinze minutos representa um incentivo ao controlo da capacidade com um mecanismo <i>ex-post</i>. A adopção deste termo de potência é justificada pelo facto dos custos correspondentes aos troços de rede periféricos previstos na expansão natural da rede, de utilização partilhada por um pequeno número de clientes próximos e cujo dimensionamento é directamente influenciado pela potência que cada um deseja receber, serem fundamentalmente condicionados pela potência máxima solicitada em qualquer momento. Os encargos originados por estes troços não só são de primeiro investimento, mas também de conservação e manutenção.</p> <p>Acresce que os troços cujo dimensionamento é influenciado por clientes de potência relativamente elevada, para a rede em causa, dão origem a encargos mais difíceis de partilhar.</p> <p>A existência de um termo de potência média em horas de ponta representa um incentivo à deslocação do consumo para horas fora de ponta. A adopção deste termo é também justificada pelo facto dos custos correspondentes aos troços de rede mais centrais de utilização comum, e cujo dimensionamento é directamente influenciado pela ponta da procura conjunta, serem fundamentalmente condicionados pelas potências médias em intervalos de tempo mais alargados, nomeadamente, em horas de ponta.</p> <p>A consideração destes dois termos tarifários de potência no SEP e nas tarifas de uso das redes do SENV promove a equidade de tratamento entre clientes finais do SEP e clientes não vinculados.</p>

CONSELHO CONSULTIVO

Conselho Consultivo		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Estrutura e coerência dos textos das propostas de regulamento	O CC, no seu parecer 2/98, de 12 de Agosto de 1998, sugeria que “todas as matérias que não tenham carácter nitidamente regulamentar” fossem remetidas para “manuais de procedimentos e tabelas”, como documentos complementares do edifício regulatório. Todavia, parece oportuno observar nesta altura que a transferência de matérias para manuais de procedimentos se deve restringir a assuntos estritamente operacionais. Todos os princípios orientadores devem, como regra, constar dos Regulamentos.	A ERSE concorda com o comentário do Conselho Consultivo. Assim, algumas matérias que constavam dos Manuais de Procedimentos são agora tratadas nos Regulamentos. A título de exemplo, podem referir-se “transferências” de matérias consideradas de natureza regulamentar do Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema para o Regulamento do Despacho, bem como do Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas para o Regulamento de Relações Comerciais.
	Parece existir alguma dificuldade no estabelecimento de uma distinção clara entre “objecto” e “âmbito”, no início das propostas de revisão dos vários Regulamentos, pelo que o CC recomenda que este aspecto seja revisto, tendo por exemplo como boa referência o que se pode encontrar no actual RRC.	Considera-se que a redacção adoptada ganha em clareza na distinção entre “objecto” e “âmbito”.
	No conjunto das definições que constituem uma espécie de glossário inicial de termos, em cada proposta de revisão, não constam alguns termos que aí figuram nos textos dos actuais Regulamentos, tendo sido remetidos para diversos pontos no corpo dos articulados. Embora o CC reconheça que esta alteração de filosofia permitiu estabelecer enquadramentos mais detalhados e mais claros de alguns dos conceitos envolvidos no regulamento, também considera que a existência de um conjunto de definições inicial pode ajudar a uma referência rápida durante a leitura, especialmente a pessoas não ligadas profissionalmente ao sector eléctrico.	É reconhecida por todos a complexa e vasta terminologia própria do sector eléctrico. Todavia, a ERSE considera que a inclusão de um glossário extenso em cada um dos regulamentos não constitui a melhor solução para a compreensão dos respectivos conteúdos. Neste sentido, para cada regulamento foi seleccionado um conjunto de definições e siglas mais frequentemente utilizados, transferindo para o corpo do artigo que trata um determinado assunto a sua definição. Paralelamente encontra-se em preparação um glossário para o sector eléctrico, visando facilitar o acesso e compreensão de toda a regulamentação da responsabilidade da ERSE.
Abertura de mercado	(...) O CC reassume a posição de que o país deverá cumprir estritamente as suas obrigações comunitárias, não devendo “fragilizar-se” desnecessariamente procedendo de “ <i>motu próprio</i> ” à aceleração do processo que permite o acesso ao SENV e à importação, dado que tal facto poderá implicar um aumento das tarifas suportadas pelos clientes cativos do SEP (...). (...) parece mais prudente fasear a abertura ora proposta pela ERSE, definindo um novo limiar mínimo de elegibilidade mais baixo do que o actual, em vez de definir a elegibilidade pelo nível de tensão de entrega.	A abertura de mercado insere-se no âmbito das propostas de aceleração da liberalização preconizadas pela União Europeia, em que se perspectiva a liberalização total dos mercados eléctricos num horizonte de 4/5 anos. O actual grau de abertura de mercado é de aproximadamente 33%, valor próximo do mínimo exigido pela União Europeia – 30,27%. Existem actualmente 35 clientes não vinculados, cujo consumo anual representa 2,1% do consumo total nacional. As condições objectivas de desenvolvimento da oferta no SENV não fazem prever no curto prazo, uma deslocação substancial de consumos do SEP para o SENV. Importa, no entanto, que sejam os agentes económicos mais sensíveis ao custo da energia eléctrica, independentemente da sua dimensão, a poder beneficiar das vantagens da liberalização.

Conselho Consultivo – Parecer n.º 4/2001 (RRC)		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Grau de abertura do mercado	(...)recorde-se que, contra o argumento de que quanto maior for o consumo global dos clientes que aderem ao SENV maior será o aumento da Tarifa de Energia e Potência, se tem usado o disposto no artº 22º do actual Regulamento Tarifário (RT). Este artigo estabelece um limiar de aumento desta tarifa acima do qual ele é absorvido através da Tarifa de Uso Global do Sistema, distribuindo assim o aumento dos preços também pelos clientes do SENV. Porém, de acordo com a proposta de revisão do RT, este mecanismo será utilizado apenas em 2002 e 2003, como aliás está já previsto no actual RT (artº 22º, nº 8). Compreende-se que haja necessidade de não se ser apanhado desprevenido quando a provável liberalização integral do mercado de electricidade for imposta de fora. Nesse quadro, parece essencial preservar a existência dos CAE para evitar problemas de segurança de abastecimento que resultem do funcionamento livre dos mecanismos de mercado na produção, sem possibilidade de uma coordenação centralizada de uma fatia maioritária das injeções de potência na RNT.	O Regulamento Tarifário considera o mecanismo de repercussão na UGS dos sobrecustos associados a uma diminuição do volume de vendas do SEP, provocado por adesão dos clientes ao SENV. As condições de elegibilidade estabelecidas no Regulamento de Relações Comerciais cumprem com os limites definidos no Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho. A continuidade dos CAE não é, em caso algum, colocada em questão pela ERSE.
Declaração anual	No que diz respeito ao relacionamento comercial entre o SEP e o SENV, há uma questão de natureza geral que merece ser levantada. A experiência do primeiro período de regulação parece indicar que a declaração anual de compra ou de venda não tem sido utilizada. Assim, é legítimo que se questione a utilidade real de se manterem estas figuras.	A proposta foi considerada.

Conselho Consultivo – Parecer n.º 4/2001 (RRC)		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Telecontagem	<p>A opção pela obrigatoriedade da telecontagem não aparece justificada, embora se reconheçam vantagens genéricas para a condução da rede e para uma mais fácil visibilidade das oportunidades de gestão da potência.</p> <p>Por outro lado, não se estabelece qualquer prazo, nem quanto à total disponibilidade da telecontagem em MT, AT e MAT, nem quanto à conclusão da elaboração do manual previsto no artº 78º nº 6 e 7.</p> <p>Não parece verosímil que esta função seja concretizada de uma vez, pelo que a prática se encarregará de impor um faseamento se ele não for planeado. Por outro lado, há clientes de MT cujo consumo dificilmente justificará a telecontagem numa lógica de análise custo-benefício. Assim, recomenda-se que seja ponderada a hipótese de a aplicação desta disposição não ser obrigatoriamente universal.</p>	<p>Reconhece-se que a actual situação consubstancia uma subsídição dos clientes do SEP pelos clientes do SENV. A nova regulamentação ao permitir que os custos com a telecontagem sejam considerados na tarifa comercialização de redes em MAT, AT, e MT, eliminará a subsídição cruzada entre diferentes segmentos de clientes.</p> <p>A ERSE considera que a generalização da telecontagem a todas as instalações de MT apresenta importantes vantagens para o sector eléctrico, designadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aquisição de dados indispensáveis à realização de estudos nas áreas de planeamento de redes, perdas, tarifas, etc. • Leitura síncrona do consumo de todos os clientes integrados na telecontagem. • Criação de condições favoráveis para introdução de medidas de gestão da procura. • Uniformização e modernização dos equipamentos de contagem que passam a incluir um leque alargado de facilidades de interesse para os clientes e distribuidor vinculado (ex.: monitorização da qualidade da onda de tensão). • Criação de condições favoráveis à utilização da Internet por parte dos utilizadores das redes, para aceder a informações importantes que o sistema de telecontagem poderá disponibilizar. <p>A instalação dos equipamentos de telecontagem será efectuada de acordo com um plano a apresentar pelas empresas, por forma a que sejam tidas em conta as dificuldades operacionais associadas à sua implementação.</p> <p>Recorde-se ainda que a EDP Distribuição decidiu voluntariamente instalar 5000 sofisticados equipamentos de telecontagem em clientes em BT.</p>

Conselho Consultivo – Parecer n.º 4/2001 (RRC)		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Conceito de potência tomada	Nos artigos 96º e 114º, o conceito de potência tomada especializa-se na dupla medida de ponta (DP), agora mais restrita aos períodos de horas de ponta e fora de horas de ponta. Nos restantes períodos a respectiva leitura ou registo só contribui para o ajustamento da potência contratada. A obrigatoriedade, sem prazos de transição, de medida da potência tomada de acordo com a nova definição, pode criar dificuldades. Embora seja uma especialização do conceito de DP, exige alteração e reprogramação de aparelhos em todos os clientes que não tenham DP.	Não se esperam dificuldades operacionais de monta na consideração, para efeitos de facturação, das novas definições de potência contratada e de potência em horas de ponta (designação adoptada na versão final dos regulamentos para "potência tomada"). Considera-se que as principais alterações que será necessário implementar se centram fundamentalmente ao nível dos sistemas de facturação. Refira-se que se prevê, para breve, a entrada em serviço de um novo sistema comercial na EDP Distribuição, com potencialidades muito superiores às do actual sistema.
Questões de detalhe	Há referências diferentes aos DV ao longo do texto da proposta de RRC. De facto, em diversos pontos refere-se "o distribuidor vinculado" no singular e com artigo definido, o que parece pressupor uma colagem à situação actual do mercado em Portugal Continental. Por outro lado, mantém-se noutras passagens a formulação do RRC actualmente em vigor, que se refere a distribuidores vinculados, no plural. Em princípio esta última aproximação parece mais genérica. Se se pretende que a designação no singular seja figura de escrita, mesmo assim seria conveniente manter uma formulação coerente ao longo do texto.	À parte de eventuais lapsos que possam ter ocorrido, foi utilizada a designação "distribuidor vinculado" no caso de disposições regulamentares aplicáveis ao distribuidor vinculado em MT e AT e "distribuidores vinculados" quando se apliquem a todos os distribuidores. Refira-se que existem actualmente, em Portugal Continental, um distribuidor vinculado em MT e AT e 11 distribuidores vinculados em BT (EDP Distribuição e 10 cooperativas de distribuição de energia eléctrica responsáveis pelo fornecimento de energia eléctrica a mais de 30 mil clientes).
	Artº 12º - No número 3, se se considerar que a ordem da enumeração de princípios gerais indicia uma enunciação de prioridades, a alínea b), "Salvaguarda do interesse público atribuído ao SEP", deveria figurar em primeiro lugar.	A proposta foi considerada.
	Artº 13º - A manutenção da redacção "com os responsáveis pelas restantes funções", que existe no actual RRC, o qual prevê mais duas funções (acerto de contas e transporte), parece menos bem formalmente quando, na presente proposta de revisão, se eliminou o acerto de contas da lista das funções da concessionária da RNT.	Concorda-se com o comentário efectuado. No entanto, tendo sido considerado manter a função Acerto de Contas na entidade concessionária da RNT, o texto inicial foi mantido.
	Artº 17º, nº 3 – Não parece recomendável que a ERSE altere por sua própria iniciativa o Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas. O mesmo se pode dizer para o Manual de Procedimentos do Agente Comercial. Mais razoável parece que as alterações sejam efectuadas sempre em colaboração com a concessionária da RNT.	A proposta foi considerada.

Conselho Consultivo – Parecer n.º 4/2001 (RRC)		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Questões de detalhe	Artº 23º - A redacção começa por "minimizar os custos de exploração do parque electroprodutor do SEP" e, na mesma sequência de frase, termina com "minimizando os custos globais do SEP", o que manifestamente não é a mesma coisa.	A proposta foi considerada.
	Artº 30º e 31º:- À luz do conteúdo do artº 7º da proposta de Regulamento Tarifário (RT) não fica claro como se articulam as funções enumeradas nestes dois artigos, com as actividades que constam no RT.	Concorda-se com os comentários efectuados. O Capítulo IV do Regulamento de Relações Comerciais "Funções do distribuidor vinculado em MT e AT" foi completamente reformulado com a finalidade de o tornar coerente com o estabelecido no Regulamento Tarifário.
	Artº 31º - Ainda neste artigo, quando se atenta no conteúdo da informação a fornecer à ERSE pelos DV, definida no artº 13º da proposta de RT, verifica-se que falta uma (pelo menos) atribuição dos DV, que corresponde à gestão da procura.	
	Artº 35º - No número 1, se se considerar que a ordem da enumeração de princípios gerais de relacionamento comercial indicia uma enunciação de prioridades, a alínea b) deveria figurar em primeiro lugar.	A proposta foi considerada.
	Artº 91º - Obrigação de serviço público relativa ao fornecimento no SEP é de saudar. No entanto, no nº 2 refere-se a protecção do ambiente como obrigação do serviço público e omite-se a gestão da procura, que constitui uma das armas mais eficazes de protecção do ambiente.	As obrigações de serviço público expressas no Regulamento de Relações Comerciais coincidem com as previstas na Directiva comunitária 96/92/CE, de 19 de Dezembro de 1996, relativa ao mercado interno de electricidade.

Conselho Consultivo – Parecer n.º 4/2001 (RRC)		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Questões de detalhe	Artº 97, nº 4 – Deve ter-se em atenção que, em geral, não se deve atribuir valia contratual ao silêncio do cliente, dado que contraria o Regime das Cláusulas Contratuais Gerais.	<p>O texto deste artigo foi sujeito a ligeiras alterações, de modo a torná-lo menos abrangente quanto às formas de celebração admitidas. Em rigor, podemos falar apenas em duas formas: escrita e consensual. Por sua vez, a abertura a outras formas pretendidas refere-se em particular ao uso do telefone, já que a celebração de contratos pela <i>internet</i> e correio electrónico tem por subjacente a forma escrita, com aplicação das regras estabelecidas para a assinatura digital. Assim sendo, pareceu-nos mais correcto não precisar este meio e limitar a outra forma ao legalmente admitido com posterior suporte durável.</p> <p>Considerando que a iniciativa em contratar pertence neste caso ao consumidor, julgamos que não podemos falar rigorosamente no silêncio como declaração negocial. Todavia, também não podemos descuidar a existência de um contrato com contornos idênticos ao contrato celebrado a distância, pelo que, procurámos reformular este artigo com base em algumas regras previstas no Decreto-Lei n.º 143/2001, de 26 de Abril, tendo em conta as especificidades do contrato de fornecimento de energia eléctrica e, no caso dos clientes em BTN, a própria duração do mesmo.</p>
	Artº 104º - O "carácter permanente" que deverá ser observado na redução da potência contratada para que esta possa ser contratualmente reduzida não está parametrizado e é, por isso, passível de interpretações.	<p>A redacção do artigo “Alteração da potência contratada por solicitação do cliente” foi alterada com a finalidade de a tornar mais clara. O número 1 deste artigo estabelece que os clientes em BTN, podem, a todo o tempo, solicitar uma alteração da potência contratada. Para os restantes clientes, a potência contratada é automaticamente actualizada para o máximo valor da potência média de 15 minutos verificada nos últimos 12 meses, incluindo o mês a que a factura respeita. As excepções a esta regra são as previstas no artigo anteriormente referido e estão associadas à realização de investimentos com vista à utilização mais racional da energia eléctrica.</p>

Conselho Consultivo – Parecer n.º 4/2001 (RRC)		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Questões de detalhe	Artº 116º , nº 4 - A necessidade de integrar no esquema de telecontagem também o equipamento eventual do cliente traz dificuldades adicionais à implementação da telecontagem.	O n.º 4 aplica-se somente aos clientes que disponham de equipamento de medição próprio para efeitos de dupla medição. Nesses casos, para que as indicações do equipamento do cliente possam ser consideradas para efeitos de facturação, o cliente deverá equipar o seu equipamento para que este possa ser integrado no sistema centralizado de telecontagem do distribuidor vinculado. A redacção deste número foi alterada com a finalidade de a tornar mais clara.
	Artº 133º - O princípio da factura detalhada é um bom princípio geral. É necessário verificar a exequibilidade, no imediato, pelo DV e ainda é necessário prever uma campanha de esclarecimento sobre a interpretação da informação que aparecerá na factura detalhada – é provável que o consumidor comum tenha dificuldade em compreender totalmente o significado das parcelas. O detalhe deverá, no entanto, ser definido em consulta com o DV a as associações de consumidores, e não deixar de atender às necessidades dos clientes finais, nomeadamente quanto à gestão do consumo.	Foi criado um grupo de trabalho para analisar esta matéria, coordenado pela ERSE e que contará com a colaboração das associações de consumidores e empresas do sector eléctrico.
	Artº 167º, nº 4: a) Parece ser mais adequado utilizar os conceitos de energia reactiva "indutiva" e de "capacitiva" expostos no artº 130º. Nestas condições não haveria dúvidas quanto á quantidade a facturar, que deveria ser simplesmente $Q_i - Q_c$, as quais ocorrem devido à utilização da figura da "soma algébrica". b) Existe um lapso de redacção: onde está "activa" deveria estar "reactiva".	O artigo relativo a esta matéria foi alterado no sentido de permitir o acordo entre as partes para a definição dos critérios de medição da energia reactiva para efeitos de facturação do uso da rede de transporte.
	Artº 247º - Ao contrário do que está estabelecido no artigo 218º do RRC em vigor, não se enumeram todos aqueles que podem apresentar petições ou queixas e prefere-se em alternativa o termo genérico "entidades interessadas". A versão do RRC actual é mais esclarecedora.	A redacção adoptada resultou da harmonização efectuada em todos os regulamentos publicados pela ERSE, considerando-se que clarifica o conteúdo do artigo, designadamente o seu âmbito de aplicação.

Conselho Consultivo – Parecer n.º 5 / 2001 (RD)		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema	“As matérias a tratar no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema são de extrema relevância para o funcionamento, em condições de segurança, transparência e não discriminação, do sistema eléctrico, sendo pois essencial que estejam perfeitamente definidas as atribuições dos vários agentes envolvidos. Nestas condições, considera-se que a RNT deverá ouvir os produtores e distribuidores vinculados antes de submeter à aprovação da ERSE o referido Manual.”	A aprovação dos Manuais de Procedimentos é precedida de audição das entidades interessadas.
Instruções de Despacho	“O facto de se alargar a elegibilidade a cerca de 18000 instalações (ou seja todos os clientes em MAT, AT e MT) torna inviável os actuais procedimentos do Gestor de Sistema, já hoje pouco práticos, de envio de instruções de despacho, através de fax, em caso de necessidade (alteração de programas da interligação por exemplo por falta de capacidade desta ou por o fornecedor não ter procedido às necessárias aquisições de energia).”	No texto final a relação com o Gestor de Sistema é assegurada pelo fornecedor, o qual deverá tomar as providências necessárias junto dos seus clientes.
Interruptibilidade	“Um comentário semelhante ao anterior pode ser produzido em relação à situação de interruptibilidade. De facto, sendo os novos contratos estabelecidos pelo Agente Comercial do SEP, competirá ao Gestor do Sistema emitir a declaração directamente para cada cliente que disponha desta figura contratual e não para o Distribuidor, conforme estava previsto até agora.”	Assunto a enquadrar por proposta a apresentar pela REN ouvido o Distribuidor Vinculado, no que concerne às disposições técnicas e comerciais. Transitoriamente, mantém-se o regime de interruptibilidade em vigor.
Programa de exploração - prazos	“Não existem prazos relativamente aos artigos 12º a 16º (programação da exploração) nem menção de que estes devem constar do manual de procedimentos do Gestor do Sistema (documento onde será adequada a sua inserção).”	O texto final prevê a inclusão do detalhe dos procedimentos da programação de exploração no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema.
Auditorias Internas	“No ponto 1 do Artigo 46.º deverá referir-se que se trata de auditorias internas. No ponto 2 do mesmo Artigo deverá ser salvaguardada a confidencialidade dos resultados dessas auditorias.”	O texto final foi harmonizado com o do Regulamento de Relações Comerciais, em consonância com os comentários efectuados.

Conselho Consultivo – Parecer n.º 6 / 2001 (RARI)		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Entidades externas	“Na definição das Entidades com direito ao acesso (Artigo 5º do RARI), haveria conveniência em tornar mais clara a sua compatibilidade com o disposto no Artigo 2º, que estende o âmbito de aplicação do RARI a “entidades externas ao Sistema Eléctrico Nacional que abasteçam clientes não vinculados”.	O direito ao acesso permite a utilização da infra-estrutura de redes do SEP pelos agentes portugueses, materializada através do Acordo de Acesso e Operação das Redes. Por via do acesso é possível a esses agentes estabelecer relacionamentos comerciais com entidades externas, havendo, assim, necessidade de abranger estas entidades por forma a que as obrigações comerciais decorrentes do acesso possam ser englobadas nos contratos estabelecidos.
Acordo de Acesso	“Em coerência, julga, também o CC que deveriam ser separados os processos de Acordo de Acesso às Redes e de adesão ao Sistema de Ofertas, já que se antevê que a maioria dos clientes do SENV poderá não ter necessidade, nem interesse, em aderir explicitamente a este último.”	No texto final separaram-se os acordos. A relação com o Gestor de Ofertas é assegurada pelo fornecedor, excepto no caso de algum cliente pretender ter relação directa com o Gestor de Ofertas, e o Acordo de Acesso é celebrado entre os agentes do SENV e o Distribuidor Vinculado.
Falha de disponibilidade	“Os procedimentos preconizados em caso de falha de disponibilidade de um fornecedor consistirão, em princípio, na emissão em tempo real de pré-avisos de corte de clientes por ele abastecido, procedimento que não parece ser exequível num cenário de numerosos clientes de pequena dimensão. A dificuldade de gestão numa situação deste tipo é ainda agravada pelo facto de ser necessário diferenciar os casos em que o cliente (ou o fornecedor) dispõe de garantia de abastecimento. Maior dificuldade ocorreria para o Gestor do Sistema, na eventualidade de uma falha parcial. O CC sugere à ERSE que estude, em colaboração com a concessionária da RNT, critérios e soluções exequíveis para resolver estas situações de falha de disponibilidade.”	O texto final do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações clarifica o conceito de falha de disponibilidade de um fornecedor e as regras a aplicar quando esta situação ocorra.
Comissão de Utilizadores das Redes	“Caso a ERSE venha a efectuar a separação entre o Acordo de Acesso e Operação das Redes e o Contrato de Adesão ao Sistema de Ofertas, sugerida em 3.1, julga-se que as funções da Comissão de Utilizadores das Redes deveriam ficar restringidas às questões de acesso às redes.”	Com a separação dos acordos, as funções específicas da Comissão ficaram restringidas às questões de acesso.

CONSELHO TARIFÁRIO

Conselho Tarifário		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Equilíbrio SEP/SENV	“Dada a incerteza associada às transferências entre SEP e SENV e não obstante as actuais limitações da oferta, não deixa de ser conveniente a adopção explícita de mecanismos reequilibradores. Neste sentido, julgamos não ser adequada a eliminação do mecanismo previsto no Regulamento em vigor que permite a transferência para a tarifa UGS de custos deixados inactivos no SEP pelas transferências de clientes para o SENV.”	O Regulamento Tarifário continuará a considerar o mecanismo de repercussão na UGS dos sobrecustos associados a uma diminuição imprevista do volume de vendas do SEP, provocado pela adesão dos clientes ao SENV.
Aquisição de Energia Eléctrica (AEE)	“Prevê-se, ainda, que estes encargos sejam facturados mensalmente ao distribuidor vinculado sem que sejam função das quantidades de consumo SEP abastecidas a partir da REN. No caso de ocorrerem desvios significativos entre as quantidades previstas e as quantidades ocorridas, gerar-se-ão desvios de sinais opostos entre a REN e a Distribuição. Um processo para compensar estes riscos opostos poderia ser o da introdução de um termo adicional na componente de encargos variáveis, proporcional ao desvio de consumo. A constante de proporcionalidade mais adequada para o efeito seria o custo marginal de curto prazo relativo à aquisição de energia eléctrica.”	A ERSE entendeu aceitar esta sugestão por considerar que ela representa uma melhoria face à sua proposta. Com efeito, a introdução de uma parcela a adicionar ao valor dos encargos variáveis de energia a facturar mensalmente à distribuição proporcional ao desvio mensal do consumo do SEP permite, por um lado, dissociar os ajustes devidos a diferenças nas quantidades de energia eléctrica fornecidas dos ajustes devidos a diferenças no custo dos combustíveis e, por outro lado, reduzir o valor do ajuste trimestral pelo facto de o ajuste devido às quantidades ser aplicado mensalmente.
Gestão Global do Sistema (GGS)	“Assinala-se que nos proveitos aceites para a actividade GGS são eliminadas as componentes relativas à transferência de custos de aquisição de energia eléctrica implicada por uma saída significativa de clientes para o SENV e os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, o que se afigura incorrecto.” “Para além deste aspecto julga-se que seria criado um equilíbrio mais justo entre o SEP e o SENV se os custos transferidos da actividade AEE para a GGS, relativos a reserva do sistema produtor, incluíssem não só a reserva girante mas também a reserva parada, já que particularmente as transacções que vierem a ocorrer no mercado de energia, em relação às quais não é possível estabelecer o conceito de bilateralidade física, irão beneficiar indevidamente da reserva parada do SEP.”	Os custos associados a medidas de promoção da qualidade do ambiente também estão contemplados. Outros custos relacionados com a política energética ou de interesse económico geral em que a REN incorra serão adequadamente tratados. Carece de fundamentação teórica e suporte empírico a afirmação de que a reserva parada deverá ser paga através da tarifa de Uso Global do Sistema. A participação do Agente Comercial do SEP no Sistema de Ofertas da forma agora regulamentada afigura-se mais apropriada.

Conselho Tarifário		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	“A fórmula proposta pela ERSE para os proveitos permitidos da actividade de TEE prevê que os custos de operação e manutenção da rede de transporte deixem de ser valores ocorridos e passem a ser valores negociados com a ERSE.”	A ERSE aceita a sugestão da REN para que todos os custos relacionados com a actividade de transporte de energia eléctrica sejam aceites em base anual. Com esta proposta de “contratar” alguns custos pretendia-se, por um lado, aligeirar a regulação baseada na aceitação de custos, dando à empresa maior responsabilidade pela sua gestão operacional, e por outro lado, dar-lhe incentivos a uma boa gestão permitindo-lhe internalizar os ganhos obtidos. Julgamos ser esta uma forma de regulação mais moderna e mais adequada a empresas que pretendem ser geridas com autonomia, sendo desejável que possa ser aplicada no próximo período de regulação.
Comercialização de Redes e Comercialização no SEP	“Na actividade comercial há dificuldade em identificar que custos podem ser evitados quando um cliente se transfere do SEP para o SENV (tendencialmente não existem custos evitados, existem sim custos transferidos).” “Para além disso, tendo estas actividades incluídas a gestão de cobrança, com os inerentes riscos associados, deverá ser considerada uma margem de comercialização que não se encontra evidenciada na proposta.”	A repartição de custos decorrerá, naturalmente, de como se de uma separação de negócios se tratasse. Consideramos o tipo de regulação proposto para estas actividades incentivador de eficiência para a EDP Distribuição uma vez que a remuneração dos activos afectos bem como os custos de funcionamento relativos à estrutura comercial serão devidamente acautelados.
Ajustamentos	“Globalmente, considera-se que para uma transmissão mais adequada no tempo dos ajustamentos, deveria equacionar-se ajustamentos provisórios no momento t+1, em vez da prática corrente, e mantida na proposta de revisão, de efectuar os ajustamentos em t+2.” “No caso específico dos ajustamentos dos impactos das alterações nos custos dos combustíveis, e independentemente do período de ajustamento que vier a ser definido, está implícita na proposta da ERSE a admissão da volatilidade dos preços do SEP, sem que estejam previstos mecanismos que impeçam um aproveitamento oportunístico (de entrada e saída) por parte de clientes do universo elegível.”	Na Audição Pública ficou acordado que o desfasamento dos ajustamentos passa a ser de 1 ano, calculado com base em valores provisórios e que serão recalculados com base nos valores verificados no ano seguinte. Considera-se que os pré-avisos de acesso ao SENV e de adesão ao SEP previnem os eventuais comportamentos oportunistas referidos no comentário. Recorde-se que o pré-aviso de acesso ao SENV é de 30 dias e o pré-aviso de adesão ao SEP é de 1 ano. O pré-aviso de adesão ao SEP só poderá ser encurtado se o SEP considerar ter condições para abastecer “antecipadamente” o cliente não vinculado em causa. A verificar-se essa condição, considera-se que o cliente não deve ser penalizado uma vez que é do interesse do SEP abastecê-lo.

Conselho Tarifário		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
<p>Incentivos propostos para as empresas reguladas</p>	<p>“No Regulamento actualmente em vigor existem alguns incentivos explícitos nas actividades de distribuição e de comercialização, como sejam os que visam a redução de perdas, os que pretendem promover a protecção do ambiente e os que visam a implementação de acções de gestão da procura. Os custos previsionais destas acções são aceites no próprio ano t, sujeitos a ajustamento posterior no ano t+2.</p> <p>Na proposta agora apresentada o reconhecimento dos custos destas acções passa a verificar-se à posteriori apenas no ano t+2.</p> <p>Por outro lado, as medidas relativas ao ambiente e à gestão da procura passarão a estar submetidas a um procedimento que prevê a apresentação de programas de acção anuais para cada período de regulação, no início do mesmo, sujeitos a aprovação pela ERSE.</p> <p>Considera-se que as alterações introduzidas vão no sentido da redução do incentivo, quando tanto as políticas nacional e internacional se orientam cada vez mais na preocupação pelos temas em causa.”</p>	<p>Os custos relacionados com os planos de promoção da qualidade do ambiente e com os programas de gestão da procura, são aceites a <i>posteriori</i> com base nos investimentos realmente efectuados e nos custos verdadeiramente incorridos pelas empresas porque se pensa que os consumidores de energia eléctrica só devem pagar por estas acções a partir do momento em que na realidade já estão a usufruir das vantagens anunciadas nos planos. Está previsto que a estes custos seja aplicada uma taxa de juro que compense integralmente a empresa pelo atraso no recebimento. Além disso, introduziu-se um novo incentivo ao desenvolvimento de programas de gestão da procura que tem em conta o benefício societal associado.</p> <p>A solução permite por um lado que os clientes só paguem aquilo de que usufruem, e por outro lado, que as empresas sejam totalmente ressarcidas dos seus custos.</p>
	<p>“Acresce, no que se refere às perdas, que os incentivos passam a ser considerados por nível de tensão, o que apresenta dificuldades de aplicação dada a incerteza associada ao cálculo das perdas com esta discriminação, sobretudo para os níveis de tensão mais baixos.”</p>	<p>O incentivo à redução de perdas deve actuar apenas quando a redução das perdas seja devida à actuação da empresa e não devida a causas externas. Durante o actual período de regulação o nível de perdas reduziu-se pelo facto de os co-geradores terem reduzido a sua produção e terem passado a consumir energia da rede, não tendo resultado da actuação da empresa de distribuição. Por este facto, decidiu-se limitar o incentivo à redução de perdas. O valor de 1% foi considerado um valor razoável de redução anual de perdas derivado da actuação da empresa.</p> <p>Por outro lado, o incentivo passou a actuar a <i>posteriori</i> com base em valores ocorridos por se considerar que a determinação previsional das perdas é um exercício com alguma arbitrariedade na medida em que as perdas são, habitualmente, a variável de fecho dos balanços previsionais de energia eléctrica.</p> <p>A dificuldade de “medição” apontada irá diminuindo ao longo do próximo período de regulação, por via do programa de substituição dos equipamentos de medição, previsto no Regulamento de Relações Comerciais.</p>

Conselho Tarifário		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
<p>Incentivos propostos para as empresas reguladas (cont^{âo})</p>	<p>“Na proposta é introduzido um novo incentivo, relativo à qualidade de serviço e associado às interrupções de fornecimento, que é, na realidade um incentivo/penalização, pois poderá actuar nos dois sentidos. Ora, tendo em conta que a penalização por não cumprimento de padrões de qualidade de serviço relativos à continuidade do fornecimento está já considerada no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), o mecanismo agora proposto poderá resultar numa dupla penalização para a mesma causa, o que terá legalidade duvidosa. Considerando-se que os valores de referência para uma adequada qualidade de serviço deverão ser estabelecidos no RQS, que não considera estímulos para que esses valores sejam ultrapassados no sentido positivo, parece que o Regulamento Tarifário apenas deverá conter incentivos positivos, promovendo um equilíbrio com o RQS e evitando a dupla penalização.”</p> <p>“No caso particular da REN, o mecanismo regulatório proposto para a criação do Plano de Promoção da Qualidade Ambiental, está desajustado da realidade dos constrangimentos ambientais que a REN tem de gerir, não se entendendo o mecanismo proposto, pelo que deverá ser revisto.”</p>	<p>A ERSE considera indispensável estabelecer incentivos a uma melhor qualidade de serviço, designadamente no que diz respeito à continuidade de serviço. A evolução dos indicadores de continuidade de serviço e a sua comparação com os registados nos restantes países da União Europeia evidenciam a necessidade de se tomarem medidas no sentido de melhorar drasticamente a situação actual. Considera-se que não existe qualquer incompatibilidade ou sobreposição com o estabelecido no Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS). Com efeito, o actual RQS estabelece somente o pagamento de compensações aos clientes afectados quando se verifique o incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço e qualidade comercial. A proposta da ERSE visa introduzir um incentivo adicional associado, desta vez, a um indicador geral de qualidade – energia não distribuída. Trata-se de um incentivo simétrico. Se a empresa fizer melhor que o padrão (valor de referência) a estabelecer, terá direito a uma receita adicional. Caso contrário, será penalizada. A definição dos parâmetros necessários do mecanismo previsto no Regulamento Tarifário será efectuada com base em proposta da EDP Distribuição.</p> <p>Os custos relacionados com os planos de promoção da qualidade do ambiente são aceites <i>a posteriori</i> com base nos investimentos realmente efectuados e nos custos verdadeiramente incorridos pelas empresas, porque se considera que os consumidores de energia eléctrica só devem pagar por estas acções a partir do momento em que estão a usufruir das vantagens anunciadas nos planos. Está previsto que a estes custos seja aplicada uma taxa de juro que compense integralmente a empresa pelo atraso no recebimento. A proposta é justa porque por um lado, os clientes só pagam aquilo de que usufruem, e por outro lado, as empresas são totalmente ressarcidas dos seus custos.</p>

Conselho Tarifário		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
<p>Estruturas tarifárias, aditividade e potência tomada</p>	<p>“Partilham-se os objectivos de construção de um sistema tarifário mais transparente e sem subsidiasções cruzadas. Contudo, há dúvida de que estes objectivos sejam atingidos através da metodologia constante da proposta.”</p> <p>Para conseguir este objectivo [aditividade tarifária], a ERSE propõe a substituição do conceito de “potência tomada” mensal (máxima potência de 15 minutos, fora das horas de vazio) pela de “potência média em horas de ponta”, propondo, ainda, que tal grandeza se continue a designar por “potência tomada”, embora o número de horas de ponta mensais seja muito mais elevado (em média, cerca de 90 horas).</p> <p>(...)Teme-se que este facto seja gerador de ineficiências económicas, tanto a nível do dimensionamento da redes, como do próprio sistema electroproductor, por não dar o incentivo adequado para a gestão da carga de consumo, com redução das correspondentes pontas.</p> <p>(...)A título de exemplo refere-se que a proposta apresentada poderá ter como efeito que um cliente com um diagrama uniforme, ao longo de todo um período mensal, pudesse ter uma factura idêntica ao de um cliente que consumisse o dobro da potência durante metade do mês.</p> <p>Além disso, será conveniente não perder de vista que os horários tarifários, restringidos a apenas duas “estações” anuais, podem ser inadequados à forma concreta dos diagramas globais de consumo de alguns meses do ano, cujas pontas poderão ocorrer tendencialmente em horas cheias e não de ponta.</p> <p>A maior uniformidade de consumo deve ser incentivada, considerando-se que a “potência tomada” mensal, em períodos de 15 minutos, constitui uma boa medida da dispersão relativamente ao valor médio implícito nas contagens de energia, pelo que deve ser conservada como variável de facturação.”</p>	<p>Aceita-se em parte o comentário do Conselho Tarifário passando a designar-se a potência tomada por potência em horas de ponta.</p> <p>A existência de um termo de potência média em horas de ponta representa um incentivo à deslocação do consumo para horas fora de ponta. A adopção deste termo é também justificada pelo facto dos custos correspondentes aos troços de rede mais centrais de utilização comum, e cujo dimensionamento é directamente influenciado pela ponta da procura conjunta, serem fundamentalmente condicionados pelas potências médias em intervalos de tempo mais alargados, nomeadamente em horas de ponta, e não em qualquer momento, como estabelecido no actual Regulamento.</p> <p>Por forma a dar-se um incentivo ao controlo da capacidade com um mecanismo <i>ex-post</i> foi introduzido um termo de potência contratada nas tarifas de uso da rede de transporte sensível à potência máxima de cada ponto de entrega, como por exemplo, a máxima potência média em intervalos de quinze minutos.</p> <p>A adopção deste termo tarifário nas tarifas de Uso da Rede de Transporte, conduz à sua consideração nas tarifas de venda a clientes finais em MAT, tendo em vista a equidade de tratamento entre clientes finais do SEP e clientes não vinculados.</p> <p>A existência de dois termos de potência, potência contratada e potência média em horas de ponta, à semelhança do proposto nas tarifas de Uso da Rede de Distribuição, permite incentivar a gestão da ponta, para além do controlo da capacidade.</p>

Conselho Tarifário		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Estruturas tarifárias, aditividade e potência tomada (cont ^{ão})	“Para além destes aspectos, reitera-se a necessidade de assegurar que a diferença entre as tarifas a clientes finais e as tarifas de acesso para o mesmo nível de tensão correspondam efectivamente aos custos evitados ao SEP, quando se dá a transição de um cliente do SEP para o SENV.”	A proposta apresentada não contempla uma metodologia que estabeleça conjuntamente as tarifas de venda a clientes finais do SEP e as tarifas a clientes não vinculados. Por conseguinte, este método não assegura a recuperação dos custos do sistema em cada uma das actividades e não evita subsidiação cruzadas, não garantindo a estabilidade regulatória a médio prazo para todos os agentes, nem a igualdade de tratamento. No Regulamento Tarifário definem-se os proveitos associados a cada uma das actividades, nomeadamente, as que dizem respeito ao acesso às redes, estabelecendo-se as respectivas tarifas por actividade com estrutura aderente aos custos marginais, a imputar explicitamente ao SENV e que projectadas para as tarifas de venda a clientes finais orientarão os seus preços, garantido-se estabilidade regulatória a médio prazo para todos os agentes e fornecendo-se os sinais económicos adequados a uma utilização eficiente da energia eléctrica e dos recursos associados. A hipótese formulada pelo Conselho afigura-se adequada ao contexto norte-americano dos anos 80 que não ao actual contexto nacional.
Equipamento de contagem	“(…) Contudo, a obrigatoriedade proposta pela ERSE [de instalação da telecontagem nos clientes de MT] deverá ser contraposta com: a) o interesse de cada um dos clientes visados, em particular quando estes tiverem também que suportar custos; b) os recursos disponíveis; c) a prioridade de instalação subordinada a uma análise custo-benefício inerente à estratificação do universo a abranger.”	A extensão da telecontagem a todas as instalações de MT, AT e MAT será efectuada de acordo com um programa de substituição dos equipamentos de medição, aprovado pela ERSE, com base numa proposta apresentada pelo distribuidor vinculado. O programa de substituição dos equipamentos de medição, a apresentar pelo distribuidor vinculado, terá seguramente em conta, entre outros, os aspectos referidos no comentário do Conselho Tarifário.
Transferência para a Distribuição da facturação de UGS e URT relativa aos clientes não vinculados	“A transferência para a Distribuição da facturação de UGS e URT relativa aos clientes não vinculados implica que a Distribuição passe a assumir um risco de cobrança que até aqui não suportava no Regulamento em vigor relativamente aos clientes do SENV e que pode vir a ter uma dimensão significativa. Para fazer face a este risco deveria prever-se a sua cobertura na remuneração da Comercialização de Redes.”	Está prevista a prestação de garantias, não se conhecendo até ao momento, qualquer falta de pagamento por parte dos clientes do SENV.
Facturação detalhada	“(…) o detalhe subjacente à proposta da ERSE, ou seja discriminação dos preços pelas diversas actividades do sector, não parece ser o mais adequado para uma informação útil dos consumidores. Em alternativa propõe-se a disponibilização do tarifário detalhado por outros meios de divulgação.”	Concorda-se com a necessidade de aprofundar os estudos sobre o conteúdo das facturas. Com este objectivo foi criado pela ERSE um grupo de trabalho para estudar o conteúdo e a forma das facturas, que contará com a colaboração das associações de consumidores e empresas do sector eléctrico.

Conselho Tarifário		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Custos adicionais de 2000	"Os custos adicionais gerados ao longo de 2000, devidos, principalmente, ao aumento anormal do preço dos combustíveis, e que deverão ser recuperados nas tarifas de 2002, colocam um sério problema na sua repercussão, tendo em conta a abertura que se propõe promover a partir de 2002. Entende-se que não deverão ser os clientes que permanecerem no SEP em 2002 a suportar estes encargos, sugerindo-se a utilização da tarifa de UGS como tarifa de recuperação do desvio."	As regras de repercussão dos desvios nas tarifas definidas para o primeiro período regulatório que agora termina, já haviam sido contempladas no Regulamento Tarifário em vigor, pelo que serão mantidas. Além disso, era igualmente do conhecimento quer das empresas quer dos clientes que no final de 2001 seriam definidas novas condições de elegibilidade. Recorde-se que os clientes que aderiram ao SENV em 2001 não beneficiaram da repercussão dos excedentes pagos em 1999.
Revisão extraordinária das tarifas	"(...) deveria procurar-se definir limiares, a partir dos quais deverá ser accionado o mecanismo de revisão excepcional das tarifas."	Os ajustamentos tarifários de curto prazo agora introduzidos no novo Regulamento Tarifário reflectem a preocupação da ERSE em resolver este problema, pretendendo-se com esta solução evitar a repetição de situações semelhantes num futuro próximo.

COOPERATIVA ELÉCTRICA DE VALE D'ESTE

Cooperativa Eléctrica do Vale D'Este		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Opções tarifárias	Considera necessário contemplar estas distribuidoras com opções tarifárias que promovam a sua sobrevivência e existência.	A manutenção de tarifas especiais que prevejam a existência de descontos a alguns clientes, para além de distorcer a aderência dos preços aos custos marginais, não é uma medida transparente e equitativa.

CP – CAMINHOS DE FERRO PORTUGUESES

CP – Caminhos de Ferro Portugueses, EP		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Elementos de ligação	(...) no estabelecimento de ligações às redes, a necessidade de abertura de linhas de transporte, da instalação das respectivas protecções, envolvendo elementos da rede, não deverão ser considerados como de uso exclusivo ou de uso partilhado, mas como investimentos a cargo da REN ou dos Distribuidores.	A legislação do sector eléctrico consagra o princípio de que os encargos com a ligação à rede são responsabilidade dos proprietários das instalações que se pretendem ligar. Este princípio aplica-se de igual forma às ligações de instalações de clientes finais e de produtores de energia eléctrica. Esta abordagem permite evitar subsidiação cruzadas entre clientes e simultaneamente sinalizar aos novos utilizadores das redes a localização mais eficiente do ponto de vista do sistema eléctrico.
	<p>O RRC deveria tratar os casos em que, pelas características técnicas das redes locais, o escalão de tensão da ligação à rede não é equilibrado face à potência requisitada e aos consumos em jogo.</p> <p>Pensamos que os sobrecustos (exclusivamente) daí decorrentes não podem ficar integralmente a cargo do requisitante, mas antes ser partilhados entre este e a rede.</p>	<p>Considera-se que as situações descritas, pouco numerosas e de elevada especificidade, devem ser objecto de análise cuidadosa, caso a caso, por parte da entidade responsável pela rede à qual as instalações se pretendem ligar.</p> <p>No caso de se tratar de elementos de ligação para uso partilhado, as novas disposições regulamentares estabelecem as situações em que se poderá verificar repartição de encargos de ligação entre o(s) requisitante(s) de uma ligação e o distribuidor vinculado ou a entidade concessionária da RNT.</p>
Interruptibilidade	<p>Consideramos inadequada a proposta de transferir para o Agente Comercial do SEP a celebração dos contratos de interruptibilidade por ser inconsistente com toda a filosofia do "pacote eléctrico" relativamente ao relacionamento Cliente - Distribuidor.</p> <p>Não parece que a aceitação voluntária de um risco de interrupção do fornecimento do serviço deva ser anualizada, por não ser essa a base de evolução do sistema eléctrico nem tal ser compatível com a estabilidade desejável para a economia das empresas.</p> <p>Não é invocável nesta matéria a discriminação do SENV face ao SEP, pois os clientes do SENV poderão sempre propôr contratos de interruptibilidade aos seus fornecedores ou aceitar que a REN possa discriminar os seus consumos, interrompendo o transporte da energia (ou seja, mandando desligar a respectiva instalação), a menos que haja contrato de "back up".</p> <p>A interruptibilidade é um benefício para o SEP e é portanto legítimo que quem aceite a celebração de tais contratos receba, em contrapartida, uma parte do mesmo.</p> <p>(...) Não se trata de um desconto comercial. É um risco assumido donde o tomador do risco dever ser desonerado.</p>	Assunto a enquadrar por proposta a apresentar pela entidade concessionária da RNT, na qual serão tratados os aspectos técnicos e comerciais do novo regime de interruptibilidade. Transitoriamente, mantém-se o regime de interruptibilidade em vigor.

CP – Caminhos de Ferro Portugueses, EP		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Relacionamento SEP/SENV	Embora possam ser feitas diversas considerações sobre o desenvolvimento e capacidades do sistema a cargo da REN e da Distribuidora Nacional, parecidos que o mercado só existirá se as empresas e os clientes poderem entrar e sair livremente, pelo que os prazos de entrada e de saída devem ser os menores possíveis.	<p>A definição de pré-avisos de acesso ao SENV e de adesão de clientes não vinculados ao SEP está prevista no Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho.</p> <p>O Regulamento de Relações Comerciais estabelece em um mês o pré-aviso de acesso ao SENV e, em um ano, o pré-aviso de adesão de clientes não vinculados ao SEP.</p> <p>O pré-aviso de adesão ao SEP mantém a duração vigente para o triénio 1999-2001 e é justificado pelo facto do SEP ser sujeito a planeamento centralizado. O Plano de Expansão do Sistema Electroprodutor do SEP é elaborado de dois em dois anos para horizontes temporais alargados. Esta razão e os tempos de construção de novas infra-estruturas eléctricas, designadamente as de produção de energia eléctrica, motivaram a ERSE a estabelecer o pré-aviso de adesão ao SEP em 1 ano. Refira-se, no entanto, que caso o SEP disponha de capacidade, os clientes não vinculados podem ser abastecidos pelo SEP antes de decorrido aquele prazo, sem qualquer penalização.</p>
Desconto a clientes finais	<p>Não concordamos com a eliminação da disposição actualmente em vigor.</p> <p>Em primeiro lugar não se trata de "subsídios" como já ouvimos argumentar.</p> <p>A permanência do cliente de grande dimensão ou a sua saída do SEP tem impacto sobre a parcela fixa do custo unitário marginal de produção no sistema.</p> <p>Da sua permanência resulta um benefício claro para todo o sistema, evidenciado em redução desse custo e do custo marginal global.</p> <p>Pelo contrário, a permanência ou saída do cliente de pequena dimensão não tem impacto no custo marginal de produção do sistema.</p> <p>Logo, trata-se de um benefício que deve ser distribuído em parte significativa pelo seu indutor e não ser "socializado" como redistribuição de rendimentos ou integralmente capitalizado pelo fornecedor do serviço.</p> <p>Em segundo lugar, porque, sendo o objectivo da UE criar um mercado europeu de electricidade, é característica essencial desse ambiente existir competição e</p>	<p>O conceito teórico de custo marginal consiste no custo adicional de produzir uma unidade adicional de um determinado produto. Assumindo que o produtor suporta custos fixos e custos variáveis e tendo em conta que os custos fixos são independentes do seu nível de produção, resulta que o custo marginal corresponde à derivada parcial da função de custos variáveis em relação a uma dada quantidade produzida. No caso do sector eléctrico, o custo marginal de produção de energia do sistema produtor corresponde ao custo de produzir uma unidade adicional, ou seja, ao custo variável da última central a ser chamada a satisfazer uma procura crescente ou da primeira central a ser dispensada quando a procura desce. Em períodos de procura elevada, pode ser necessário recorrer às centrais de custos variáveis mais elevados. Deste modo, a dimensão dos clientes não exerce uma relação directamente proporcional com os custos marginais de produção do sistema.</p> <p>A regra geral de determinação de preços eficientes estabelece que o preço de cada bem ou serviço deve ser igual ao seu custo marginal de produção. Caso se verifique essa igualdade, cada consumidor paga efectivamente os custos associados ao bem ou serviço que adquiriu. Estes preços induzem uma afectação óptima de recursos e permitem atingir a máxima eficiência económica do sistema eléctrico. Por conseguinte, a existência de descontos para alguns clientes distorce a</p>

CP – Caminhos de Ferro Portugueses, EP		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
	<p>discriminação positiva.</p> <p>Uma uniformidade de preços para todos os agentes consumidores ou clientes, independentemente da capacidade técnica e de inovação dos agentes e o significado da sua presença no mercado, não é consistente com a criação do Mercado Único Europeu.</p> <p>A igualdade de condições comerciais dos produtos tem de ser garantido entre entidades que têm por base a igualdade de condições como clientes, e não entre clientes não comparáveis.</p> <p>O exemplo típico é a compra de 10 kg de batata ou de 10 toneladas. A igualdade de preços para ambos os compradores não é uma situação de mercado. Antes pelo contrário, significa que não há mercado.</p> <p>Em terceiro lugar porque, existindo mercado, significa que haverá agentes com pesos e influências diferenciadas (fornecedores e clientes) e, também, necessidade de garantir que o mercado funciona bem, através de uma entidade que o supervisiona.</p> <p>Se os preços são uniformes e não respeitam a diferenciação existente entre os agentes interessados na matéria, então estamos a regular o quê? Uma redistribuição de riqueza ou de rendimentos, mas não a deixar funcionar um mercado.</p> <p>A ser mantida a eliminação dos descontos a grandes clientes no Regulamento Tarifário, perfilhamos a tese de que os preços da electricidade deixem de ser preços administrativos fixos e passem ao "Regime Administrativo de preços máximos", o que deixará aos vendedores de energia eléctrica a possibilidade de avaliação, em cada caso, do balanço dos custos e dos proveitos associados a cada oportunidade de negócio e, bem assim, de optarem por um equilíbrio de interesses e de uma gestão mais eficiente.</p>	<p>aderência dos preços da electricidade aos custos marginais e gera subsídição cruzada, não sendo aceitável num sistema tarifário bem calibrado, pelo que se propõe a sua eliminação gradual.</p> <p>Importa esclarecer que as actuais tarifas, por terem estrutura binómia, ou seja, constituídas por um termo fixo e outro variável com o consumo, já proporcionam reduções do preço médio de venda com o aumento das quantidades consumidas, sem recorrer ao artigo 90.º do actual Regulamento Tarifário. Assim, à medida que o cliente é de maior dimensão o seu preço unitário diminui.</p> <p>A título de exemplo a tarifa simples de BTN permite que, em cada escalão de potência, os maiores consumidores paguem efectivamente um preço por unidade de consumo mais baixo. Situação semelhante encontra-se nas tarifas dos outros níveis de tensão, em que para valores mais elevados da utilização da potência obtém-se preços médios mais reduzidos. A utilização dos preços dos diferentes períodos horários pode também ser vista neste contexto, em que um cliente com um consumo proporcionalmente maior de energia no período de vazio, pagará um preço médio por unidade de energia consumida inferior.</p> <p>Nos exemplos apresentados, a diminuição do preço médio depende da utilização da potência, das características do consumo, nomeadamente da sua localização temporal, tendo em vista a aderência para cada cliente da estrutura dos preços à estrutura dos custos marginais, fornecendo os sinais económicos adequados, quer ao consumidor quer ao produtor, para uma utilização eficiente da energia eléctrica e dos recursos associados.</p>

CP – Caminhos de Ferro Portugueses, EP		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Preços de leitura	Dado que os clientes que obrigam a leituras presenciais dos contadores e a pagamentos ao balcão impõem ao sistema eléctrico pesados custos administrativos e de pessoal, consideramos que os clientes que dispõem de telemedida e de métodos expeditos de pagamento deverão ter o benefício de um preço de leitura diferenciado.	Os custos com as leituras serão considerados para efeitos de cálculo da tarifa de comercialização de redes. Os preços desta tarifa serão distintos para os clientes em BTN, BTE e restantes clientes. Tendo em conta que o RRC estabelece que todas as instalações de clientes de MT, AT e MAT serão integradas em sistemas centralizados de telecontagem, a definição de preços diferenciados para esta tarifa permitirá evitar subsídios cruzadas entre segmentos de clientes com prioridades e tecnologias de medida diferentes.

DECO – ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA PARA A DEFESA DO CONSUMIDOR

DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Abertura do mercado	<p>“A grande preocupação da DECO (...) prende-se com a notória intenção de acelerar o processo de liberalização do sector eléctrico, objectivo politicamente assumido, mas que terá forçosamente que passar por algumas garantias para os clientes vinculados do Sector Eléctrico de Serviço Público (SEP), ou seja, na actual proposta de revisão, os clientes de baixa tensão (...)”</p>	<p>A abertura de mercado insere-se no âmbito das propostas de aceleração da liberalização preconizadas pela União Europeia, em que se perspectiva a liberalização total dos mercados eléctricos num horizonte de 4/5 anos.</p> <p>O actual grau de abertura de mercado é de aproximadamente 33%, valor próximo do mínimo exigido pela União Europeia – 30,27%. Existem actualmente 35 clientes não vinculados, cujo consumo anual representa 2,1% do consumo total nacional.</p> <p>As condições objectivas de desenvolvimento da oferta no SENV não fazem prever no curto prazo, uma deslocação substancial de consumos do SEP para o SENV.</p> <p>Importa, no entanto, que sejam os agentes económicos mais sensíveis ao custo da energia eléctrica, independentemente da sua dimensão, a poder beneficiar das vantagens da liberalização.</p>
	<p>“(…) o equilíbrio entre o SEP e o SENV (Sistema Eléctrico Não Vinculado) traz a esta associação algumas preocupações pois foram retirados mecanismos de ajustamentos previstos no actual Regulamento Tarifário, nomeadamente o ponto 7 do art. 22.º através da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS). (...) o impacto da saída de clientes outrora vinculados pode ser expressivo no futuro e assim acarretar encargos resultantes da diminuição do volume de vendas provocado pela adesão ao SENV sem mecanismos de amortecimento (note-se que alguns argumentos, embora válidos (...) poderão ser invocados mas não deixa de haver um certo desconforto face ao balanço final que ainda é uma incógnita)”</p>	<p>O mecanismo previsto no actual Regulamento Tarifário é mantido até ao ano 2003.</p>
Ajustamentos de preços	<p>“Outro detalhe para a mobilidade entre os dois sectores eléctricos: a questão dos ajustamentos dos encargos variáveis, fundamentalmente custos com combustíveis, nos consumidores. (...) Mantém-se, contudo, um ajustamento com dois anos de desfasamento para os clientes de baixa tensão. Por um lado, parece-nos exagerado, porventura contraproducente, e difícil de explicar aos consumidores de baixa tensão um desfasamento de dois anos para a repercussão das variações dos encargos com combustíveis, um período mais curto seria, pois, mais adequado. Por outro lado, para os restantes consumidores, passar de um mecanismo baseado em ajustamentos com diferimento de dois anos mas que assegurava uma certa estabilidade de preços em termos anuais para uma situação de variabilidade trimestral é talvez exagerado.”</p>	<p>Na sequência das propostas e sugestões apresentadas na Audição Pública foi decidido que o desfasamento do ajustamento dos encargos variáveis para os clientes de BT passa a ser de 1 ano.</p> <p>Relativamente aos ajustamentos trimestrais previstos para os clientes em MT, AT e MAT, importa referir que esta proposta da ERSE obteve o consenso das associações representativas do universo de consumidores abrangido.</p>

DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Ligações às redes do SEP	<p>“No que diz respeito à ligação às redes é de aplaudir a forma como actualmente se prevê a repartição dos encargos com os elementos de ligação à rede, no entanto, a DECO entende que este custo deveria ser parcialmente suportado pelo distribuidor dado que o fornecimento de energia eléctrica aos consumidores faz parte das obrigações de serviço público.”</p>	<p>Os encargos de estabelecimento e exploração das redes são pagos pelos utilizadores das redes da seguinte forma:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Encargos de ligação, pagos no momento do estabelecimento da ligação da respectiva instalação às redes existentes. • Tarifas de uso das redes, pagas com uma periodicidade mensal. <p>No caso das ligações às redes, considera-se que os consumidores de energia eléctrica devem suportar os custos com a ligação da sua instalação à rede. Esta abordagem permite evitar subsidiações cruzadas entre clientes e simultaneamente sinalizar aos novos utilizadores das redes a localização mais eficiente do ponto de vista do sistema eléctrico.</p> <p>Deve salientar-se, ainda, que dos tipos de encargos com o estabelecimento de ligações às redes, nem todos constituem responsabilidade exclusiva dos requisitantes, havendo no caso do reforço de redes e da expansão das redes em BT, regras de repartição de encargos entre requisitantes da ligação à rede e o operador da respectiva rede.</p>
	<p>“ Por outro lado, não se pode aceitar a previsão da al. a) do n.º 2 do art. 58.º na medida em que não se vê nenhuma circunstância que justifique que o consumidor pague adiantadamente um determinado serviço. Com efeito, por regra os serviços deverão ser pagos após a sua realização ou, quando muito, de uma forma faseada. Se a obra se atrasar ou for mal realizada o consumidor não vê a sua necessidade satisfeita e já está desembolsado do montante do investimento.”</p>	<p>O pagamento antecipado é admitido somente nos casos em que a execução da ligação tenha uma duração curta. Desta forma cria-se um incentivo a que o distribuidor promova a execução mais rápida das ligações.</p> <p>A qualidade da execução da ligação é salvaguardada pelo cumprimento da regulamentação técnica aplicável, bem como pelo facto da infraestrutura passar a fazer parte da rede, passando a operação e manutenção a ser responsabilidade do distribuidor vinculado.</p>
	<p>“A regra prevista na al. b) do mesmo artigo necessita de ser aperfeiçoada uma vez que não define qualquer faseamento. A DECO sugere que um mínimo correspondente a 20% do valor da obra seja pago após a sua conclusão.”</p>	<p>A ERSE concorda com a sugestão da DECO. Nesse sentido, na versão final do regulamento, o artigo correspondente passou a definir uma percentagem mínima do pagamento (10%) a ser efectuada com a conclusão da ligação.</p>

DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Telecontagem	“(…) introdução da medição por telecontagem (...) compreende-se a prudência de, numa primeira fase, não abranger os consumidores domésticos neste sistema mas a DECO entende que se deveria prever um alargamento gradual que os viesse a abranger num futuro próximo.”	A ERSE considera desejável aumentar progressivamente o número de clientes integrados em sistemas de telecontagem. No entanto, os custos actuais dos equipamentos e das telecomunicações obrigam a encarar com prudência a extensão da telecontagem aos clientes de BT. No actual estágio de desenvolvimento tecnológico, os custos da telecontagem assumiriam um valor demasiado elevado relativamente ao valor da factura mensal. Assinala-se, no entanto, que a EDP Distribuição decidiu proporcionar telecontagem a 5000 clientes de BT na zona da Grande Lisboa.
Contrato de fornecimento de energia eléctrica	“O art. 103.º deve ser compatibilizado com o disposto no art. 236.º-A do Código de Processo Civil.”	Este artigo foi reformulado de acordo com o sugerido.
Caução	“O prazo previsto no n.º 4 do art. 107.º (dois anos) parece-nos excessivo. Um ano parece ser suficiente para acautelar os interesses de ambas as partes.”	Passada a fase de devolução das cauções anteriores, a caução só pode ser exigida nos casos de incumprimento contratual imputável ao cliente. Nestas circunstâncias, parece-nos justo e razoável a manutenção de um prazo de 2 anos, findo o qual a situação continuada de cumprimento determinará a devolução da caução.
Leituras	“(…) A comunicação de consumos (...) Deixar aos distribuidores a escolha dos meios parece-nos que pode levar, em última instância, a que estes disponibilizem meios inadequados ou excessivamente onerosos para os consumidores. Na opinião da DECO este artigo deveria prever alguns meios (como mínimo) e impor uma obrigação de leitura mensal caso eles não sejam disponibilizados.”	Foi considerada a individualização de meios adequados, já em prática, a título de exemplo (comunicação telefónica e electrónica). A penalização sugerida parece-nos excessiva face à possibilidade de participação dos clientes na comunicação das leituras.
	“A DECO entende também que as leituras semestrais (como mínimo) são insuficientes. No mínimo as empresas deveriam, no caso dos consumidores domésticos, realizar leituras trimestrais.”	A ERSE considera ser de manter como obrigação o <u>mínimo</u> de 2 leituras por ano, a realizar pelo distribuidor, o qual continua a poder promover um maior número de leituras, tendo em conta a gestão de custos inerentes e as regras aplicáveis em matéria de prescrição e caducidade.
Facturação detalhada	“Compreende-se o objectivo da introdução da facturação detalhada. No entanto, nesta fase, os consumidores domésticos terão muito poucas vantagens na sua utilização dado que não terão possibilidade de optar por empresas diferentes. A DECO questiona, por isso, se não haveria uma forma de afectar os recursos necessários para a implementação de tal sistema com maiores vantagens para os consumidores domésticos.”	Foi criado pela ERSE um grupo de trabalho para estudar o conteúdo e a forma das facturas que contará com a colaboração das associações de consumidores e empresas do sector eléctrico.

DGCC – DIRECÇÃO GERAL DO COMÉRCIO E DA CONCORRÊNCIA

DGCC – Direcção Geral do Comércio e da Concorrência		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Novas opções tarifárias	“(…) julga-se que poderiam ser equacionadas opções tarifárias mais diversificadas que permitissem ao consumidor uma melhor gestão da sua procura.”	A ERSE concorda com o comentário efectuado, tendo vindo a promover a introdução de novas opções tarifárias ou o alargamento de opções já existentes a novos segmentos de clientes. O alargamento gradual da abertura de mercado a novos segmentos de clientes promoverá o aparecimento de novas opções tarifárias à semelhança do que se tem observado em sectores já liberalizados.
Acesso às redes e às interligações pelos PRE	(…) Subsistem, contudo, dúvidas quanto às razões da não inclusão dos restantes produtores em regime especial de produção (outros que não os cogeneradores e agentes do SENV). Assim, o facto desta matéria não ser abordada no documento elaborado pela ERSE, e tendo em conta o princípio da neutralidade tecnológica que deve presidir à regulação sectorial, leva a Direcção-Geral a questionar as razões que poderão estar subjacentes a este aspecto, permitindo-nos salientar que desta situação poderá resultar um desinteresse em futuros investimentos nessas áreas, para além de eventualmente poder configurar uma situação discriminatória no acesso às Redes e Interligações, contrária aos princípios da concorrência. (...)	Relativamente aos produtores em regime especial (co-geração, energias renováveis e resíduos), somente a legislação aplicável aos cogeneradores (DL 538/99) prevê a possibilidade de acesso à rede para abastecimento de instalações consumidoras do mesmo grupo empresarial. Os regulamentos da ERSE vêm agora regulamentar esta matéria. Refira-se que os produtores em regime especial, nos termos da legislação específica que lhes é aplicável, têm o direito de entregar à rede do SEP toda ou parte da energia eléctrica produzida nas suas instalações. A valorização da energia entregue é efectuada de acordo com o estabelecido na legislação aplicável.

ECOCICLO – ENERGIA E AMBIENTE, S.A.

ECOCICLO – Energia e Ambiente, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Bolsa de energia	“(…) Por outro lado, parece necessária a criação de uma bolsa de energia de carácter residual que complemente os contratos bilaterais físicos actualmente existentes.”	Nos regulamentos agora em revisão já era prevista uma bolsa de energia de carácter voluntário, em complemento aos contratos bilaterais físicos, tendo sido mantido o conceito na actual proposta, pese embora em base semanal. A criação de uma bolsa de energia em base diária continua a estar condicionada ao estabelecimento de mecanismos de articulação com a bolsa de energia espanhola.
Entidades Externas	“(…) Consideramos, nesta fase, muito importante o reconhecimento das “Entidades Externas ao Sistema Eléctrico Nacional que abasteçam Clientes Não Vinculados”, na medida em que possibilitam a agregação de desvios por carteira e a celebração de contratos de garantia de abastecimento.”	Trata-se do reconhecimento de entidades que já actuavam, de facto, no nosso sistema, permitindo facturar-lhes directamente serviços prestados aos seus clientes, o que não era possível concretizar na versão dos regulamentos em vigor.
Alterações Tarifárias	“Outros aspectos, a realçar nesta alteração, são a facturação de toda a tarifa de uso de redes pelo Distribuidor Vinculado, o desaparecimento dos descontos tarifários (se bem que esta medida devesse incluir também os clientes de AT e MAT, e não somente os de MT) e, sobretudo, o desaparecimento dos descontos de interruptibilidade, ficando nas mãos da REN os pagamentos aos clientes (deveria ser aplicável tanto ao SEP como ao SENV) pela potência interrompida através dos métodos de mercado. A tarifa de comercialização, em qualquer caso, não deve implicar um custo adicional nas tarifas.”	A existência de descontos para alguns clientes distorce a aderência dos preços da electricidade aos custos marginais e gera subsidiação cruzada, não sendo aceitável num sistema tarifário bem calibrado, pelo que se propõe a sua eliminação gradual. A extinção dos descontos abrange todos os clientes ao abrigo das disposições do artigo 90.º do Regulamento Tarifário em vigor, os quais se encontram nos níveis de tensão de MAT, AT e MT. Em MAT e AT o desconto é internalizado nos preços, uma vez que este aplica-se à quase totalidade dos clientes nestes níveis de tensão. Em contrapartida, e uma vez que tal não se verifica na MT, foi necessário introduzir um mecanismo transitório de extinção de descontos em MT. A interruptibilidade será enquadrado por proposta a apresentar pela entidade concessionária da RNT, na qual serão tratados os aspectos técnicos e comerciais do novo regime de interruptibilidade. Transitariamente, mantém-se o regime de interruptibilidade em vigor. A criação da tarifa de comercialização de redes é o resultado de uma realocação de custos, por forma a reflecti-los nos clientes de forma mais justa.
Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas	“ Queremos referir ainda que muitos detalhes são deixados em aberto para serem resolvidos no Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas (MPGO). Poderá, deste modo, vir a existir riscos na aplicação de princípios de equidade, circunstância que se verificou no passado (desvios, perdas na rede de MAT, garantias e cauções) com reflexo no desenvolvimento do mercado liberalizado e prejuízo para os fornecedores e clientes. O processo de revisão do MPGO tem de ser transparente e com audição dos intervenientes no mercado.”	A aprovação dos Manuais de Procedimentos é precedida de audição das entidades interessadas.

ECOCICLO – Energia e Ambiente, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Entidades Externas	<p>“O reconhecimento, por parte da ERSE, das “Entidades Externas ao Sistema Eléctrico Nacional que abasteçam clientes Não Vinculados” melhora a situação, pois permite-lhes celebrar contratos de garantia de abastecimento em nome de todos os seus clientes e agregar desvios de programação. No entanto, não soluciona a gestão de carteira.</p> <p>A introdução da figura de comercializador permitiria às entidades externas facturar aos seus clientes, evitando problemas de sobrecarga administrativa existentes actualmente. Para além disso, teria como vantagem adicional o relacionamento directo com o Gestor de Ofertas e com o Distribuidor Vinculado, no sentido de agilizar todo o processo e evitaria que os clientes necessitassem de pagar cauções e apresentar garantias (de notar que para os clientes de pequena dimensão estes procedimentos poderão ser impeditivos de aderir ao SENV). Assim, toda esta gestão seria realizada pelo comercializador em seu nome.”</p>	<p>O facto de a legislação em vigor não prever expressamente a figura de comercializador não constitui impedimento legal para que as entidades externas, bem como outros fornecedores no SENV, possam concentrar todo o relacionamento comercial com a REN e a EDP Distribuição, relativo aos seus clientes.</p> <p>Este facto poderá ter resultado menos claro pelo facto das propostas do Regulamento de Relações Comerciais e o Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações não se apresentarem perfeitamente articuladas neste campo, aspecto que foi corrigido.</p>
Garantias Bancárias	<p>“ No que respeita a garantias bancárias, julgamos que estas constituem um dos principais motivos de desmotivação para a entrada no Sistema Não Vinculado. Os pagamentos pelo uso das redes correspondem a serviços prestados pela entidade Concessionária da RNT e pelo Distribuidor Vinculado, não havendo cessão de nenhum bem que exija uma garantia sobre si mesmo, pelo que não consideramos apropriada a exigência de garantias bancárias. Caso as garantias se estabeleçam para assegurar a solvência dos participantes no SENV, de novo, deparamos com um inconveniente resultante da aplicação de condições próprias de um mercado grossista na relação Fornecedor – Cliente e é discriminatório em relação ao SEP onde não são exigidas.”</p>	<p>Relativamente às tarifas relativas ao uso global do sistema, usos de redes e comercialização de redes, a prestação de garantia pelo cliente deve ser vista à luz do princípio da não discriminação, dado que os clientes do SEP também têm obrigação de prestar garantia bancária para cobrir os pagamentos relativos às tarifas inicialmente mencionadas. Relativamente aos encargos resultantes da participação no Sistema de Ofertas, nomeadamente os relativos aos desvios de programação, caso o cliente opte por deixar a responsabilidade desse relacionamento ao seu fornecedor não resultarão quaisquer encargos, por essa via, para o cliente.</p>

ECOCICLO – Energia e Ambiente, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Bolsa de Energia	<p>Resumo:</p> <p>Propõe-se a criação de uma bolsa de energia, residual e não mandatária, como complemento ao SENV, permitindo determinar preços de referência que ajudariam a decisão de início de actividade no mercado por parte de novos agentes.</p> <p>Considera-se, no entanto, que os CBF são um instrumento adequado à promoção do desenvolvimento do SENV.</p> <p>Para fazer face à alta volatilidade de preços e ao baixo volume de energia, sugere-se a criação de um modelo de relacionamento com a “pool” espanhola, através da criação de um mercado “spot” com duas zonas de preço (modelo “Nordpool”):</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Sugere-se que os agentes de cada país apresentem ofertas em cada um dos respectivos mercados nacionais e a realização simultânea de encontros de ofertas, em conjunto com o método de “market splitting”. ▪ No final do acordo, cada mercado informa os seus agentes dos resultados, e as diferenças de preço resultantes de restrições na interligação são repartidas equitativamente pelos dois mercados sendo o destino do dinheiro definido pela legislação de cada país. ▪ Salienta-se as vantagens associadas ao back-up que cada um dos mercados representa para o outro e sublinha-se a existência de sistemas informáticos que permitam tal funcionamento dos mercados. 	<p>Nos regulamentos agora em revisão já era prevista uma bolsa de energia de carácter voluntário, em complemento aos contratos bilaterais físicos, tendo sido mantido o conceito na actual proposta, pese embora em base semanal. A criação de uma bolsa de energia em base diária continua a estar condicionada ao estabelecimento de mecanismos de articulação com a bolsa de energia espanhola.</p>
Compensação de desvios	<p>“ Por outro lado, a aplicação do conceito de desvios unicamente aos clientes e agentes do SENV é um exemplo claro da não aplicação do princípio da aditividade e equidade das tarifas, posto que os clientes e agentes do SEP não pagam nem participam neste conceito. Os seus desvios reais compensam-se com os desvios do SEP e constituem o serviço de regulação.”</p>	<p>Os clientes do SEP não pagam nem participam no conceito de desvio de forma explícita porque estão inseridos num sistema em que a expansão dos centros electroprodutores é planeada para fazer face ao aumento dos consumos do seu universo de clientes e prestar os serviços de sistema necessários. Assim, pagam os serviços de sistema prestados, nos quais se inclui reserva parada, e a energia efectivamente produzida para os abastecer.</p> <p>Os custos recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema relativos a desvios incluem apenas a reserva secundária, i. e., a capacidade necessária para acompanhar um desvio de programação de consumo com duração até 15 minutos, não incluindo a energia efectivamente produzida para esse efeito.</p> <p>A possibilidade dos fornecedores poderem agregar os desvios da sua carteira de clientes, reflecte de forma ajustada os custos não considerados na tarifa de Uso Global do Sistema.</p>

ECOCICLO – Energia e Ambiente, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Retroactividade dos desvios agregados Alterações ao MPGO	“Finalmente, considerando os custos actualmente suportados e resultantes da contabilização dos desvios, julgamos necessário proceder à aplicação retroactiva de um método que minimize os prejuízos causados até ao momento e que não têm paralelo com nenhum mercado da UE.”	As alterações recentes ao Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas vieram melhorar o tratamento dos desvios, tendo aplicação retroactiva a 1 de Janeiro de 2001.
Tarifas de Uso de redes	<p>Resumo:</p> <p>Considera-se que “...a introdução de um termo de potência contratada na tarifa de uso de redes provoca uma forte discriminação dos clientes com instalações de autoprodução...” devido à relação deste termo com o dimensionamento dos ramais periféricos à rede e de uso partilhado.</p> <p>Salienta-se que “...a introdução de um termo sensível à potência contratada está muito relacionada com a forma de repercutir os custos da ligação ao cliente e deve ser coerente com esta.”</p> <p>Sugere-se que, face à aditividade das tarifas e à equidade entre o SEP e SENV, se substitua o termo da potência tomada das tarifas do SEP pelo actual conceito de potência de uso das redes das tarifas de acesso para clientes do SENV.</p>	<p>A introdução de um termo de potência contratada nas tarifas de uso de redes sensível à potência máxima que cada cliente deseja tomar, como por exemplo, a máxima potência média em intervalos de quinze minutos representa um incentivo ao controlo da capacidade com um mecanismo <i>ex-post</i>. A adopção deste termo de potência é justificada pelo facto dos custos correspondentes aos troços de rede periféricos previstos na expansão natural da rede, de utilização partilhada por um pequeno número de clientes próximos e cujo dimensionamento é directamente influenciado pela potência que cada um deseja receber, serem fundamentalmente condicionados pela potência máxima solicitada em qualquer momento. Os encargos originados por estes troços não só são de primeiro investimento, mas também de conservação e manutenção. Acresce que os troços cujo dimensionamento é influenciado por clientes de potência relativamente elevada, para a rede em causa, dão origem a encargos mais difíceis de partilhar.</p> <p>A existência de um termo de potência média em horas de ponta representa um incentivo à deslocação do consumo para horas fora de ponta. A adopção deste termo é também justificada pelo facto dos custos correspondentes aos troços de rede mais centrais de utilização comum, e cujo dimensionamento é directamente influenciado pela ponta da procura conjunta, serem fundamentalmente condicionados pelas potências médias em intervalos de tempo mais alargados, nomeadamente, em horas de ponta.</p> <p>A consideração destes dois termos tarifários de potência no SEP e nas tarifas de uso das redes do SENV promove a equidade de tratamento entre clientes finais do SEP e clientes não vinculados.</p>

ECOCICLO – Energia e Ambiente, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Tarifas de Comercialização	Aprova-se a “...introdução da transparência em relação aos custos de leitura, facturação, cobrança e marketing...”, mas sugere-se que a integração destes serviços não implique um acréscimo nas actuais tarifas. Reprova-se a aplicação da tarifa de comercialização aos clientes independentemente do seu consumo, em virtude de existirem diferenças entre custos de cobrança, o que não acontece com os custos de leitura e facturação.	Os serviços pagos através da tarifa de comercialização de redes resultam de uma realocação de custos, por forma a reflecti-los nos clientes de forma mais justa. A tarifa de comercialização é fundamentalmente condicionada pelos custos de contratação, medida, leitura, facturação e cobrança, os quais são independentes do consumo de energia. Actualmente, os custos de cobrança são praticamente nulos, existindo para o efeito mecanismos de compensação, como as garantias e as cauções.
Interruptibilidade	“Para além disto, existe discriminação dos clientes do SENV, já que não lhes é concedida a possibilidade de optarem pela interruptibilidade. Numa situação de desequilíbrio, a interrupção de um cliente não vinculado. Deste ponto de vista, a interruptibilidade deveria igualmente ser aplicável a todos os clientes ligados ao Sistema Eléctrico Nacional.”	Assunto a enquadrar por proposta a apresentar pela entidade concessionária da RNT, na qual serão tratados os aspectos técnicos e comerciais do novo regime de interruptibilidade. Transitoriamente, mantém-se o regime de interruptibilidade em vigor.
Facturação pelo acesso às redes	“Outro avanço proposto pela ERSE, é a facturação, por parte do Distribuidor Vinculado, do uso da rede de transporte, das redes de distribuição e do uso global do sistema. Todavia, seria oportuno considerar na legislação a possibilidade do cliente optar pela facturação directa feita pelo seu fornecedor de energia. Este procedimento, permite que o cliente tenha apenas uma factura de energia eléctrica, com todos os encargos incluídos.”	A proposta de regulamentação apresentada prevê a possibilidade do Distribuidor Vinculado facturar os fornecedores pelo acesso às redes dos seus clientes.
Acordo de Acesso às Redes e ao Sistema de Ofertas	“A integração do Acordo de Acesso e Operação das redes e o Contrato de Adesão ao Sistema de Ofertas num único documento é positivo. No entanto, é nossa opinião, que a relação com o Gestor de Ofertas deveria ser assegurada pelo fornecedor.”	No texto final a relação com o Gestor de Ofertas é assegurada pelo fornecedor, excepto no caso de algum cliente pretender ter relação directa com o Gestor de Ofertas, e o Acordo de Acesso é celebrado entre os agentes do SENV e o Distribuidor Vinculado. Esta solução afigura-se a mais favorável para os relacionamentos entre os vários agentes.
Caracterização das Interligações	“Quanto à caracterização das interligações, julgamos que se deveria estabelecer um procedimento para que a capacidade disponível com fins comerciais fosse um valor claro e transparente para todos os agentes do sector.”	No Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações é previsto o dever de divulgação da metodologia de determinação da capacidade de interligação elaborada pela REN. Esta matéria é também objecto de estudo no seio da ETSO, associação dos operadores de sistema de transporte europeus.

ECOCICLO – Energia e Ambiente, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Resolução de restrições	“Na resolução de restrições nas interligações associadas à falta de capacidade, deverá ser dada <i>prioridade</i> aos CBF em detrimento das compras da REN e do Distribuidor Vinculado, realizadas com o fim de optimização dos custos variáveis do SEP. Deve-se ter em conta que a um CBF está associada a garantia de abastecimento do SENV, enquanto que as compras da REN e do Distribuidor Vinculado não afectam as garantias dos clientes do SEP. Por outro lado, uma redução forçada no volume dos CBF, devido a restrições, implica um aumento dos desvios suportados pelos agentes do SENV, enquanto que, para a REN, o prejuízo de não reduzir os custos marginais, através da importação de energia, é muito menor.”	A resolução de restrições nas interligações é uma matéria que carece de coordenação entre os operadores de sistema e de mercado dos dois países. Os argumentos apresentados em defesa de uma alegada <i>prioridade</i> dos CBF são contestáveis: <ul style="list-style-type: none"> • Pode não existir qualquer associação de garantia de abastecimento do SENV a um CBF (free-riding). • A redução do volume de energia dos CBF só implica um aumento dos desvios suportados pelos agentes do SENV caso o seu fornecedor não se tenha salvaguardado do risco de restrições.
Contratos de Garantia de Abastecimento	“Por outro, os contratos de garantia de abastecimento celebrados com a REN para cobrir possíveis restrições na interligação não são aplicáveis na realidade. A resolução de restrições é realizada no mercado diário da “pool” espanhola às 10h00 de cada dia. Quando os agentes conhecem o resultado dos fluxos, o SIGO já está encerrado, impedindo a aplicação dos contratos de garantia de abastecimento. A introdução de sessões intercalares no SIGO poderia resolver esta situação.”	Prevê-se que no futuro o Sistema de Informação do Gestor de Ofertas (SIGO) possa vir a considerar sessões intercalares.
Pré-aviso de saída do SEP para o SENV e de adesão ao SEP	“ Não somos favoráveis à manutenção dos pré-avisos para a saída de Clientes do SEP para o SENV ou vice-versa, que deveria ter um mínimo de tempo tecnicamente possível, em ambas as direcções. A manutenção de diferentes prazos de pré-aviso, numa e noutra direcção, é uma forma de discriminação de uns clientes face aos outros, a pesar de, nesta proposta da ERSE, se ter registado um avanço pelo facto de se aplicar a tarifa de venda a clientes finais do SEP (sempre que existia capacidade disponível) durante o período de pré-aviso.”	A definição de pré-avisos de acesso ao SENV e de adesão de clientes não vinculados ao SEP está prevista no Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho. A proposta da ERSE considera um pré-aviso de 30 dias para acesso ao SENV e um pré-aviso de 1 ano para adesão de clientes não vinculados ao SEP. O pré-aviso de acesso ao SENV foi fixado tendo em vista facilitar o acesso ao SENV na linha do estabelecido na directiva 96/92/CE relativa ao mercado interno de electricidade. O pré-aviso de adesão ao SEP mantém a duração vigente para o triénio 1999-2001 e é justificado pelo facto do SEP ser sujeito a planeamento centralizado. O Plano de Expansão do Sistema Electroprodutor do SEP é elaborado de dois em dois anos para horizontes temporais alargados. Esta razão e os tempos de construção de novas infra-estruturas eléctricas, designadamente as de produção de energia eléctrica, motivaram a ERSE a estabelecer o pré-aviso de adesão ao SEP em 1 ano. Refira-se, no entanto, que caso o SEP disponha de capacidade, os clientes não vinculados poderão aderir ao SEP antes de decorrido aquele prazo, sem qualquer penalização.

ECOCICLO – Energia e Ambiente, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Telecontagem	<p>“No entanto, o plano da ERSE parece bastante ambicioso ao pretender colocar em funcionamento o sistema de telecontagem para todos os clientes acima de MT. (...) Por outro lado, este plano de actuação implicaria um investimento de aproximadamente 5 milhões de contos que seriam suportados finalmente pelos consumidores.”</p>	<p>A ERSE considera que a generalização da telecontagem a todas as instalações de MT apresenta importantes vantagens para o sector eléctrico, designadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aquisição de dados indispensáveis à realização de estudos nas áreas de planeamento de redes, perdas, tarifas, etc. • Leitura síncrona do consumo de todos os clientes integrados na telecontagem. • Criação de condições favoráveis para introdução de medidas de gestão da procura. • Uniformização e modernização dos equipamentos de contagem que passam a incluir um leque alargado de facilidades de interesse para os clientes e distribuidor vinculado (ex.: monitorização da qualidade da onda de tensão). • Criação de condições favoráveis à utilização da <i>internet</i> por parte dos utilizadores das redes, para aceder a informações importantes que o sistema de telecontagem poderá disponibilizar. <p>Por outro lado, a instalação dos equipamentos de telecontagem será efectuada de acordo com um plano a apresentar pelas empresas, por forma a que sejam tidas em conta as dificuldades operacionais associadas à sua implementação.</p>
Energia Reactiva	<p>Existe acordo quanto aos procedimentos associados à facturação da energia reactiva, assim como aos incentivos ao controlo local da mesma, mas refere-se a existência “... de uma forte penalização no tratamento dos clientes do SENV relativamente aos do SEP, devido à discriminação horária utilizada para a determinação do total da energia reactiva indutiva em horas fora do vazio ser distinta da utilizada para calcular o total da energia activa consumida pelos clientes do SENV em horas fora do vazio (a primeira não considera os feriados como períodos de vazio, ao contrário da segunda).”</p> <p>Sugere-se “... o ajustamento do cálculo de energia reactiva para clientes do SENV à discriminação horária de uso das redes para os mesmos.”</p>	<p>De acordo com a proposta regulamentar, aos clientes de MAT, AT e MT com quatro períodos horários aplica-se o ciclo semanal, em igualdade de circunstância com o estabelecido no SENV.</p>
Tratamento de Perdas	<p>“A situação actual do tratamento das perdas na rede é discriminatória para os clientes do SENV, pois não existe conceito similar na estrutura de tarifas do SEP e não é coerente com o conceito agora proposto pela ERSE (aditividade das tarifas). Por outro lado, apesar de não estarem definidos nos regulamentos os coeficientes de perdas, nem estar claro o método de cálculo utilizado para determinar estes valores, as perdas na rede de MAT introduziram-se, de forma imprevista, no mesmo dia que deram início às operações no SENV. Acharmos que falta uma referência a este assunto.”</p>	<p>O tratamento das perdas nas redes no SEP e no SENV é perfeitamente simétrico e equivalente. Enquanto que no SEP as perdas são internalizadas nos preços dos termos tarifários, no SENV as perdas são tratadas de forma explícita, mas os factores de ajustamento aplicados em ambos os casos são os mesmos.</p> <p>As perdas em MAT encontram-se já contempladas na proposta.</p>

ECOCICLO – Energia e Ambiente, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Clientes ligados a AT por um transformador AT/MT	“Outra situação que deveria ser resolvida, prende-se com os clientes ligados em AT através de um transformador AT/MT. Estes clientes não utilizam a rede de média tensão; unicamente fazem uso da de alta, e de um transformador. Por conseguinte, pagam tarifas de acesso em média tensão e são-lhes aplicados coeficientes de perdas de média tensão. É um caso claro de discriminação que deveria ser resolvido.”	Não é aduzível, pelo menos de forma tão directa, que os clientes referidos não devam pagar pela utilização da rede de MT, pois pode ser necessário o apoio da subestação AT/MT em que está ligado através da rede MT. Além disso, por questões de não discriminação, as tarifas de uso de redes são comuns ao SEP e ao SENV, devendo, assim, obedecer à uniformidade tarifária prevista na lei para o SEP. Essa uniformidade conduz necessariamente a uma perequação de custos por um dado conjunto de clientes, o que coloca em causa a justiça “fina” (cliente a cliente) do sistema, havendo que encontrar um equilíbrio razoável entre estes princípios.
Horários	“Para maior simplicidade do tarifário e operacionalidade do sistema, propomos que os períodos horários (ponta, cheias e vazio) sejam definidos com horas completas e que, dentro de uma mesma hora, deixe de haver dois períodos distintos. Para além disso, a valorização dos desvios é realizada horariamente e não tem sentido a discriminação actual. Resultaria mais lógico se se uniformizassem os períodos húmido e seco com a hora legal de Inverno e verão, pois a diferença é pequena e facilitaria a operacionalidade do sistema.”	A localização dos postos horários deve ser definida por forma a se obter uma maior aderência dos preços praticados nas tarifas aos custos marginais. Os períodos horários são estabelecidos conjuntamente com as tarifas até 15 de Dezembro de cada ano. A alteração destes períodos deve ter por base estudos sobre a caracterização desagregada da procura e da evolução dos custos marginais. A definição dos períodos horários poderá não atender apenas à forma do diagrama de carga nacional, questão mais relevante nos níveis de tensão inferiores, em que as componentes tarifárias de uso das redes assumem um peso mais significativo. A consideração de períodos horários não coincidentes a nível nacional com uma discretização mais fina que a hora completa, teria como virtude a redução das perturbações nas redes originadas pela entrada ou saída simultânea de cargas comandadas pelos preços e possibilitaria a orientação através dos preços da produção descentralizada não sujeita a despacho. A sazonalidade não depende do regime de hora legal, não havendo razões que justifiquem a sua coincidência.
Informação aos agentes	“Consideramos que a informação disponível sobre os potenciais agentes do SENV é, actualmente, escassa e difícil de obter, o que poderá ser uma das causas do reduzido crescimento do SENV. Seria bastante útil, para a promoção do SENV, a publicação, por parte de ERSE, de uma listagem incluindo empresas fornecedoras que já actuam no mercado liberalizado deste país e clientes com possibilidades de obter o estatuto de Cliente Não Vinculado.”	A ERSE concorda com o comentário efectuado. As novas condições de elegibilidade propostas (todos os clientes de MT, AT e MAT) permitem ultrapassar a dificuldade de identificação dos clientes elegíveis. Além disso, a ERSE disponibiliza na sua página na <i>internet</i> a lista dos clientes não vinculados. Contudo, não parece ser papel da ERSE identificar e publicitar os interessados em fornecer energia eléctrica no âmbito do SENV, preocupação que deverá estar presente na actuação empresarial destes agentes.

EDP DISTRIBUIÇÃO ENERGIA, S.A.

EDP Distribuição – Energia, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Actividades e Formas de Regulação	<p>“Na actividade de compra e venda de energia, actividade que a própria ERSE classifica de “virtual” já que servirá para registar a passagem de custos provenientes da concessionária da RNT para os clientes finais, os proveitos correspondem à soma dos proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados relativos às actividades de aquisição de energia eléctrica, gestão global do sistema e transporte de energia eléctrica. Contudo, uma actividade ainda que “virtual” terá uma estrutura (dado exigir-se-lhe uma separação completa das restantes actividades), mesmo que seja reduzida, com os consequentes custos associados. Assim, a ser implementada a proposta agora em discussão, deverá ser considerada uma margem para esta actividade.”</p> <p>“A actividade de distribuição, mais capital intensiva, e que continuará a ser regulada por preço máximo, vê agora alterados alguns dos sistemas de incentivos que estavam consagrados no actual RT.</p> <p>O incentivo à redução do nível de perdas nas redes de distribuição passa a estar limitado a um valor máximo e a só ser tido em consideração nas tarifas à posteriori. Por outro lado, o estabelecimento de limiares por nível de tensão traz grandes dificuldades de medição, o que não permite uma análise objectiva dos valores.”</p>	<p>O “negócio” do distribuidor vinculado é distribuir energia eléctrica e vender os serviços de leitura, facturação e cobrança aos clientes finais. Deve igualmente transferir os custos da entidade concessionária da RNT para os clientes, sem ganhos comerciais, pois a actividade de compra e venda de energia eléctrica não acrescenta qualquer valor aos custos provenientes de montante.</p> <p>O incentivo à redução de perdas deve actuar apenas quando a redução das perdas seja devida à actuação da empresa e não devida a causas externas. Durante o actual período de regulação o nível de perdas reduziu-se pelo facto de os co-geradores terem reduzido a sua produção e terem passado a consumir energia da rede, não tendo sido o resultado da actuação da empresa de distribuição. Por este facto decidiu-se limitar o incentivo à redução de perdas. O valor de 1% foi considerado um valor razoável de redução anual de perdas derivado da actuação da empresa.</p> <p>Por outro lado, o incentivo passou a actuar <i>a posteriori</i> com base em valores ocorridos por se considerar que a determinação previsional das perdas é um exercício com alguma arbitrariedade na medida em que as perdas são, habitualmente, a variável de fecho dos balanços previsionais de energia eléctrica.</p>

EDP Distribuição – Energia, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Actividades e Formas de Regulação (cont. 5º)	<p>“É introduzido, igualmente, para ter efeitos à <i>posteriori</i>, um prémio/penalização em termos da qualidade de serviço. O incentivo/penalização à melhoria da qualidade de serviço é um mecanismo que actuará se o valor verificado na ENS (Energia não Servida) for inferior ou superior a um banda de valores a ser estabelecida em torno de um valor de referência a indicar pela ERSE. Não é contudo dada qualquer indicação quanto à forma como tal limiar irá ser encontrado. A consagração deste mecanismo, dando origem em algumas circunstâncias a uma redução dos proveitos, pode eventualmente constituir, face ao que está estipulado no Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS), uma dupla penalização, de todo inaceitável.”</p> <p>“Também neste caso os “incentivos” serão dados por nível de tensão, não estando explicitada a forma como serão medidas as grandezas que entram nos cálculos. Refere-se que esta dificuldade de “medição” se coloca não só na aplicação do Regulamento Tarifário, mas na aplicação de clausulado de outros regulamentos, como seja o caso da Caracterização das redes de distribuição em MT e AT em que a proposta agora em discussão estipula que o referido documento deve entre outros elementos conter a indicação de “... perdas nas redes por período tarifário, de acordo com a época do ano (...)”.</p>	<p>A ERSE considera indispensável estabelecer incentivos a uma melhor qualidade de serviço, designadamente no que diz respeito à continuidade de serviço. A evolução dos indicadores de continuidade de serviço e a sua comparação com os registados nos restantes países da União Europeia evidenciam a necessidade de se tomarem medidas no sentido de melhorar drasticamente a situação actual.</p> <p>Considera-se que não existe qualquer incompatibilidade ou sobreposição com o estabelecido no Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS). Com efeito, o actual RQS estabelece somente o pagamento de compensações aos clientes afectados quando se verifique o incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço e qualidade comercial.</p> <p>A proposta da ERSE visa introduzir um incentivo adicional, desta vez, associado a um indicador geral de qualidade – energia não distribuída. Trata-se de um incentivo simétrico. Se a empresa fizer melhor que o padrão (valor de referência) a estabelecer, terá direito a uma receita adicional. Caso contrário, será penalizada.</p> <p>A definição dos parâmetros necessários do mecanismo previsto no Regulamento Tarifário será efectuada com base em proposta da EDP Distribuição.</p> <p>Pareceria pouco coerente a publicação de factores de ajustamento para perdas, por nível de tensão e período tarifário, efectuada já na versão inicial dos regulamentos em revisão e não haver por parte da empresa forma de os verificar. Acrescente-se ainda que a dificuldade de “medição” apontada irá diminuindo ao longo do actual período de regulação, por via do programa de substituição dos equipamentos de medição, previsto no Regulamento de Relações Comerciais.</p>

EDP Distribuição – Energia, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Actividades e Formas de Regulação (cont. 5º)	<p>“Sendo a actividade de distribuição regulada por preço máximo parece contraditório, que em lugar de uma súmula do plano de expansão das redes de distribuição (contemplando 3 anos, como acontece no actual sistema) o distribuidor vinculado passe a estar obrigado a apresentar um plano de investimentos contemplando 4 anos. Os investimentos nas redes de distribuição estão ligados à concretização de empreendimentos industriais, comerciais e habitacionais que têm períodos de construção inferiores a quatro anos com elevado grau de imprevisibilidade, pelo que, mantendo-se o mesmo tipo de regulação da actividade de distribuição não há razões objectivas para este aumento de burocracia.”</p> <p>“A proposta de regulamento (RARI) refere que a entidade concessionária da RNT e o distribuidor vinculado de distribuição em MT e AT, entidades juridicamente distintas, devem garantir a coerência dos respectivos planos de investimento, o que em abstracto parece correcto, mas dada a diferente previsibilidade e prazo de realização dos investimentos seria mais adequado referir que “devem procurar garantir (...)”.</p>	<p>Os investimentos nas redes caracterizam-se por uma forte inter-dependência das decisões tomadas em cada nível de tensão. Nesse sentido, os planos de investimento devem estar sincronizados. Estando a entidade concessionária da RNT obrigada legalmente a apresentar o Plano de Investimentos na RNT cada 2 anos, a apresentação dos planos da rede de distribuição em MT e AT deve coincidir com a do plano da RNT.</p> <p>Relativamente ao prazo contemplado, tendo a ERSE adoptado um período regulatório de 3 anos e sendo os planos apresentados de 2 em 2 anos, o menor valor que assegura a análise de um período completo de regulação é 4 anos.</p> <p>A coerência pedida refere-se à fronteira entre a RNT e a rede de distribuição em AT. Nessa fronteira há a opção entre duas alternativas:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Expansão da rede de distribuição em AT. – Nova subestação MAT/AT ou novos injectores AT na RNT. <p>É importante assegurar a coerência dos dois planos de expansão referidos, da RNT e da rede de distribuição em AT, para permitir uma avaliação técnico-económica correcta da opção escolhida.</p>
Transferência dos Encargos com Combustíveis para os Clientes do SEP	<p>“Com a aplicação do mecanismo de ajustamento das flutuações trimestrais ocorridas nos encargos variáveis de combustíveis, podem ocorrer situações em que, sempre que os clientes sejam capazes de antecipar a alteração da relação entre os preços de mercado e as tarifas reguladas (após correcção trimestral) serão incentivados a mudar do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) para o Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV) ou vice-versa.</p> <p>De acordo com a proposta, o pré-aviso para passagem do SEP para o SENV, é reduzido para 30 dias, prazo este que nada tem a ver com o período para o qual as tarifas são fixadas. O resultado é o incentivo à mudança permanente, não relacionada com reais diferenças em termos de eficiência e não correspondendo certamente a uma correcta definição de competitividade.”</p>	<p>Considera-se que os pré-avisos de acesso ao SENV e de adesão ao SEP previnem os eventuais comportamentos oportunistas referidos no comentário. Recorde-se que o pré-aviso de acesso ao SENV é de 30 dias e o pré-aviso de adesão ao SEP é de 1 ano. Os clientes não vinculados só poderão ser abastecidos pelo SEP antes de decorrido o prazo de 1 ano, caso o SEP considere ter condições para os abastecer. A verificar-se essa condição, considera-se que o cliente não deve ser penalizado uma vez que é do interesse do SEP abastecê-lo.</p>

EDP Distribuição – Energia, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Transferência dos Encargos com Combustíveis para os Clientes do SEP (cont. ^{ão})	<p>“Assim, a proposta da EDP Distribuição, que visa aproximar os preços dos custos com os combustíveis, é a de que seja realizada uma revisão anual, a ter lugar aquando da fixação das tarifas do ano t+1, revisão essa feita com base na estimativa de custos do ano t (ano onde ocorreram as variações dos encargos variáveis com os combustíveis). Na fixação das tarifas do ano t+2, poderá haver um segundo reajustamento de pormenor, já que é nesse momento que se possuirá toda a informação “real” sobre os custos do ano t.</p> <p>Esta proposta é complementada com a fixação de um mecanismo de revisão extraordinária das tarifas, a actuar a partir de um limiar a instituir, por exemplo, 15% de desvio em relação aos encargos de combustível previstos na tarifa, de aplicação automática a todos os segmentos de clientes - Baixa Tensão (BT), Média Tensão (MT), Alta Tensão (AT) e Muito Alta Tensão (MAT) - já que não vemos razões para introduzir um tratamento discriminatório entre clientes, tal como agora é proposto.”</p>	<p>Na Audição Pública ficou acordado que o diferimento dos ajustamentos da parcela dos encargos variáveis de energia a repercutir em BT passa a ser de um ano, calculados com base em valores provisórios e que serão recalculados com base nos valores verificados no ano seguinte, aproximando-o do diferimento de seis meses proposto para os clientes de MAT, AT e MT.</p> <p>O mecanismo de revisão extraordinária das tarifas está previsto no Regulamento Tarifário e não se vê motivo para que ele actue de forma automática.</p>
Tarifas do SEP	<p>“As empresas que actuam no sistema não vinculado podem determinar livremente os preços que aplicam aos seus clientes, o mesmo não acontecendo com a EDP Distribuição que se vê de mãos atadas para prosseguir qualquer política comercial que a aproxime da actuação em ambiente de mercado.</p> <p>As tarifas a publicar pela ERSE, em nosso entender, deveriam constituir um referencial de preço máximo, ficando a Empresa de Distribuição com a possibilidade de praticar tarifas que proporcionassem níveis de proveitos inferiores aos regulados, sem que para tal fosse necessária a intervenção da ERSE.”</p>	<p>A aditividade dos proveitos das actividades reguladas actualmente prevista no SEP garante a inexistência de subsídição cruzada entre actividades. A extensão deste princípio à aditividade de tarifas, para além de garantir a inexistência de subsídição cruzada entre actividades, generaliza-a entre níveis de tensão e entre grupos de clientes.</p> <p>A EDP Distribuição Energia, S.A. exerce as suas actividades de distribuição de energia eléctrica e de comercialização em regime de monopólio de rede, tendo um universo alargado de clientes não elegíveis, que são os de BT. A apresentação de propostas que visem a criação de tarifas atractivas e inovadoras oferecidas em igualdade de circunstância a clientes com as mesmas características é desejável. Por outro lado, ao abrigo do n.º 3 do artigo 10.º, os distribuidores vinculados podem propor à ERSE tarifas e respectivas regras de aplicação que proporcionem níveis de proveitos inferiores aos estabelecidos pela ERSE.</p>

EDP Distribuição – Energia, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Facturação da energia reactiva	<p>“A EDP Distribuição e a concessionária da RNT, irão brevemente formular uma proposta, com o objectivo de facilitar o cálculo, para efeitos de facturação da energia reactiva relativa ao uso da rede de transporte.”</p>	<p>As situações identificadas na proposta recebida, circulação de energia reactiva devida a malhas fechadas entre injectores da RNT, através da rede de distribuição, e défice de produção de energia reactiva por produtores ligados à rede de distribuição decorrente de instruções do Gestor de Sistema, carecem de um tratamento adequado, conforme é referido. A redacção final do Regulamento de Relações Comerciais permite o acordo entre as partes para a definição dos critérios de medição da energia reactiva para efeitos de facturação do uso da rede de transporte.</p>
Facturação detalhada	<p>“A transparência da informação a fornecer aos clientes na factura é essencial, mas a forma como a questão da factura detalhada é apresentada não parece adequada. De facto, aos clientes não interessa saber como foi constituído o preço, mas apenas necessitam ter a confirmação de que os valores facturados estão correctos, o que é feito explicitando esses valores nas facturas (como já hoje em dia acontece) e tendo os clientes acesso à informação residente nos contadores.</p> <p>Nomeadamente aos clientes elegíveis, que têm a possibilidade de comparar os preços estabelecidos para o SEP com os oferecidos por operadores de mercado, o que lhes interessa é a comparação do preço final da factura (valor médio do kWh) até porque a forma de facturar é substancialmente diferente entre os dois sistemas: provavelmente mais simples no Sistema Não Vinculado do que no SEP, sobretudo se for implementada a proposta agora apresentada pela ERSE.</p> <p>A factura detalhada terá então interesse para os clientes não elegíveis, mas, para além de se considerar, como acima referido, que a discriminação actual é suficiente, a adicional complexidade e o peso burocrático associado à proposta de factura detalhada, é desajustada a um segmento de clientes que terá, certamente, grande dificuldade em a compreender. Aliás, a factura detalhada pode vir a induzir, nos clientes, a ideia de que estão a pagar serviços que não utilizam ou produtos que não consomem (como seja o aparecimento, na factura, de conceitos, como o de “tarifas de UGS, URT e URD”; ou o pagamento de “leituras” no caso de clientes aderentes à conta certa).</p> <p>Assim, propomos manter o actual sistema de apresentação da factura, mais simples e com menor burocracia, aumentando a informação ao cliente final de forma a permitir uma melhor Gestão da Procura, contribuindo assim para uma melhor eficiência energética.”</p>	<p>Foi criado um grupo de trabalho para analisar esta matéria, coordenado pela ERSE e que contará com a colaboração das associações de consumidores e empresas do sector eléctrico.</p>

EDP Distribuição – Energia, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Abertura de mercado	<p>“A EDP Distribuição, compreendendo os benefícios habitualmente associados à liberalização do sector, reafirma a sua posição de que considera fundamental que este processo seja conduzido de uma forma faseada e cuidadosa, por forma a minimizar os riscos existentes.”</p> <p>“A transição abrupta de um universo de clientes elegíveis de 200 para cerca de 20000 cria dificuldades de resposta aos clientes e obriga a sobrecustos e sobredotações na EDP, pelo que consideramos que deverão ser minimizados os impactos quer para os clientes quer para a Empresa, mantendo activo, neste novo período de regulação, como já referido anteriormente, o mecanismo de correcção através da tarifa de UGS, quando ocorra a redução do volume de vendas, provocado pela adesão ao SENV de clientes do SEP.”</p>	<p>A abertura de mercado insere-se no âmbito das propostas de aceleração da liberalização preconizadas pela União Europeia, em que se perspectiva a liberalização total dos mercados eléctricos num horizonte de 4/5 anos.</p> <p>O actual grau de abertura de mercado é de aproximadamente 33%, valor próximo do mínimo exigido pela União Europeia – 30,27%. Existem actualmente 35 clientes não vinculados, cujo consumo anual representa 2,1% do consumo total nacional.</p> <p>As condições objectivas de desenvolvimento da oferta no SENV não fazem prever no curto prazo, uma deslocação substancial de consumos do SEP para o SENV.</p> <p>Importa, no entanto, que sejam os agentes económicos mais sensíveis ao custo da energia eléctrica, independentemente da sua dimensão, a poder beneficiar das vantagens da liberalização.</p> <p>O Regulamento Tarifário considera o mecanismo de repercussão na UGS dos sobrecustos associados a uma diminuição imprevista do volume de vendas do SEP, provocado pela adesão dos clientes ao SENV.</p>

EDP Distribuição – Energia, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Telecontagem	<p>“Dotar todas a instalações eléctricas de MT, AT e MAT com equipamentos de medição que reúnam características técnicas que permitam a sua integração em sistemas integrados de telecontagem acarretará custos avultados que se estimam superiores a 6 milhões de contos. Pela actual capacidade de instalação seriam necessários cerca de 10 anos para instalar todos os equipamentos de contagem, podendo-se reduzir este período reforçando o pessoal afecto a esta actividade, com o conseqüente aumento dos custos.</p> <p>A proposta refere que os custos de execução do programa de substituição serão aprovados pela ERSE. Julgamos que com o objectivo de virem a integrar os activos a remunerar, mas mesmo assim pode colocar-se a questão de saber se todos os investimentos serão levados às tarifas, e se não, quais as prioridades a estabelecer nomeadamente com os investimentos a efectuar nas redes.</p> <p>Por outro lado, define-se que é da responsabilidade dos clientes a instalação e os custos da infraestrutura telefónica local para telecontagem, mas muitos clientes poderão não estar interessados em suportar esses custos. Fica em aberto a questão de como se irá proceder nesses casos à substituição dos contadores existentes por outros preparados para telecontagem.</p> <p>Julgamos, pois, que os sistemas de telecontagem devem ser instalados por razões de natureza económica, determinadas por regras de gestão das empresas e dos clientes e não por critérios administrativos.”</p>	<p>Reconhece-se que a actual situação consubstancia uma subsídição dos clientes do SEP pelos clientes do SENV. A nova regulamentação ao permitir que os custos com a telecontagem sejam considerados na tarifa comercialização de redes em MAT, AT, e MT, eliminará a subsídição cruzada entre diferentes segmentos de clientes.</p> <p>A ERSE considera que a generalização da telecontagem a todas as instalações de MT apresenta importantes vantagens para o sector eléctrico, designadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aquisição de dados indispensáveis à realização de estudos nas áreas de planeamento de redes, perdas, tarifas, etc. • Leitura síncrona do consumo de todos os clientes integrados na telecontagem. • Criação de condições favoráveis para introdução de medidas de gestão da procura. • Uniformização e modernização dos equipamentos de contagem que passam a incluir um leque alargado de facilidades de interesse para os clientes e distribuidor vinculado (ex.: monitorização da qualidade da onda de tensão). • Criação de condições favoráveis à utilização da Internet por parte dos utilizadores das redes, para aceder a informações importantes que o sistema de telecontagem poderá disponibilizar. <p>A instalação dos equipamentos de telecontagem será efectuada de acordo com um plano a apresentar pelas empresas, por forma a que sejam tidas em conta as dificuldades operacionais associadas à sua implementação.</p> <p>Recorde-se ainda que a EDP Distribuição decidiu voluntariamente instalar 5000 sofisticados equipamentos de telecontagem em clientes em BT.</p>
Facturação clientes SENV	<p>“A ERSE propõe que, no caso dos clientes não vinculados, seja o distribuidor vinculado a facturar e a cobrar as tarifas de Uso Geral do Sistema (UGS) e do Uso da Rede de Transporte (URT). É algo para o qual não encontramos explicação (nem a ERSE a apresenta, eventualmente por não existir).”</p>	<p>Na actual proposta pretendeu-se distinguir com maior rigor o carácter grossista das actividades da REN do carácter retalhista das actividades da EDP Distribuição.</p> <p>Esta proposta tem alguma analogia com a situação dos clientes do SEP em MAT, que celebram o seu contrato com o Distribuidor Vinculado, pese embora, do ponto de vista técnico, não exista qualquer necessidade de contacto entre estas entidades. Esta situação pode ser vista como a prestação pelo Distribuidor Vinculado de um serviço de contratação e facturação de clientes à REN, comparável a qualquer outro <i>outsourcing</i> da REN.</p>

EDP Distribuição – Energia, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Interruptibilidade	<p>“Assim, a propomos que o relacionamento dos clientes do SEP, também em termos de contratos de interruptibilidade, continue a realizar-se com uma única entidade, neste caso a EDP Distribuição.</p>	<p>Assunto a enquadrar por proposta a apresentar pela REN no que concerne às disposições técnicas e comerciais. Transitoriamente, mantém-se o regime de interruptibilidade em vigor.</p>
Ligações às redes	<p>“A proposta de RRC agora em discussão, não clarifica nem melhora os actuais procedimentos para concretização das ligações às redes. Não se vê em que medida os clientes serão tratados de forma mais equitativa ou justa, nem que para eles se verifique uma mais valia.</p> <p>(...) Na proposta agora em discussão e para o caso dos “elementos para uso partilhado” existem algumas especificidades formais, dado “poderem ser sobredimensionados para posterior utilização para a ligação de outras instalações”, não sendo claro se pode ser usado por clientes “actuais”. Está previsto que no caso destas obras o distribuidor suporte, numa primeira fase, os custos de sobredimensionamento, que depois recuperará dos clientes que posteriormente venham ligar-se a esses troços. Esta metodologia acarreta dificuldades acrescidas, não só para manter actualizados os registos destas situações, mas também para que seja possível explicar, aos novos clientes, a base em que estes montantes são por eles devidos. Dada toda a complexidade do processo, vai provocar necessariamente um acréscimo de reclamações por parte dos clientes, em contraponto com o actual regime, que já se encontra assimilado pelos clientes, e que tem estado na génese de um número muito reduzido de reclamações.</p> <p>No clausulado da proposta de RRC no que concerne ao estabelecimento de ligações provisórias, há uma aparente incoerência já que está estabelecido que quando essas ligações são feitas, não há por um lado lugar ao pagamento de participações por reforço da rede mas por outro essas ligações devem preferencialmente ser estabelecidas de modo a que possam vir a constituir, sem alterações, ligações definitivas. Contudo, nada é dito quanto à garantia de fornecimento. A participação por reforço da rede será devida quando o contrato deixar de ser “provisório” e passe a definitivo.</p> <p>(...)O estabelecimento sistemático de acordos para pagamento das participações e a gestão desses acordos implicará uma forte sobrecarga administrativa. Por outro lado, a regra supletiva em caso de falta de acordo é muito vaga e não resulta claro como pode ser aplicada. Além disso, caso seja estabelecido um plano de pagamento, fica a dúvida de qual deve ser a actuação em caso de não liquidação de uma prestação – interrompe-se a realização da obra, com custos acrescidos, ou conclui-se a obra ficando a ligação pendente do pagamento em falta, incorrendo o distribuidor em encargos financeiros e em custos de imagem associados com esta actuação?”</p>	<p>A experiência recolhida nos últimos 3 anos revelou a necessidade de melhorar a regulamentação aplicável às ligações às redes, designadamente nos seguintes aspectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Maior clareza e transparência das disposições regulamentares. • Compatibilizar e integrar as disposições regulamentares aplicáveis às ligações às redes, constantes do Regulamento de Relações Comerciais, Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações e contrato de concessão de distribuição em BT. • Introduzir maior equidade e reduzir a margem de discricionariedade na repartição dos encargos com o estabelecimento de ligações às redes. • Introduzir maior clareza e transparência na elaboração de orçamentos para a construção de ligações à rede. <p>Em virtude da complexidade das matérias, sua dificuldade de regulamentação e escassez de informação disponível, prevê-se a publicação de sub-regulamentação com base em propostas a apresentar pelas empresas. Espera-se que com a preparação da sub-regulamentação seja possível melhorar o entendimento e precisar a intenção da regulamentação aplicável às ligações às redes.</p> <p>Considerando que algumas das alterações propostas poderão ter tempos de operacionalização relativamente longos, ficou estabelecido que as disposições aplicáveis às ligações às redes entrarão em vigor somente em 1 de Julho de 2002.</p>

EDP Distribuição – Energia, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Ligação de instalações produtoras às redes	“Nas propostas de regulamentos continua a não estar estabelecido como é resolvida a eventual situação de falta de capacidade de determinado ponto da rede para suportar ao mesmo tempo um Produtor não Vinculado e um Produtor em Regime Especial com pedido de acesso simultâneo.”	As ligações às redes dos produtores em regime especial são objecto de legislação específica, não integrando o âmbito de aplicação dos regulamentos da ERSE.
Informação – burocratização – sobrecustos	<p>1. De seguida referem-se algumas das situações em que é “exigida” à EDP Distribuição mais informação:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Passagem da informação que era de base anual, para informação mensal a fornecer trimestralmente; • o facto de algumas das actividades, nos termos propostos, passarem a ser remuneradas por “taxa de rentabilidade” tem subjacente a necessidade de maior detalhe na informação a prestar; • grande detalhe exigido em termos de informação necessária ao acompanhamento dos planos de investimento, de promoção da qualidade ambiental, de gestão da procura; • ao alterar a forma de contabilização de custos de estabelecimento das ligações de uso partilhado, está-se a criar a necessidade de manutenção de registos, com grande detalhe e actualizados durante muitos anos, relativos às ligações. <p>Assim, todos os custos necessários a coligir informação, a prestar à ERSE, bem como os custos associados com eventuais adaptações que os sistemas de informação da EDP Distribuição venham a ter que sofrer por forma a dar resposta ao que venha a ficar estabelecido nos regulamentos, são sobrecustos adicionais que virão a ser reflectidos nos clientes do SEP.”</p>	<p>Os modernos sistemas de planeamento e orçamento em utilização na EDP Distribuição disponibilizam actualmente a informação de gestão necessária para as adequadas tomadas de decisão sobre os investimentos a realizar. Nos tempos que correm, a qualidade do ambiente e a racionalização da utilização da energia eléctrica são temas sempre presentes em qualquer decisão de investimento a que a EDP Distribuição não estará, por certo, alheia.</p> <p>Recorde-se que se os dados são um encargo a informação é um activo.</p>

EDP Distribuição – Energia, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
<p>Informação – Burocratização – Sobrecustos (cont. ^{ão})</p>	<p>“Ainda relacionado com “informação” coloca-se a questão de prazos. De facto, nas propostas agora em discussão e relativamente aos regulamentos ainda em vigor são, de uma forma geral, alterados os prazos em que o distribuidor vinculado tem que prestar informação (genericamente são antecipados). Os prazos propostos, face aos sistemas de informação que actualmente existem na empresa, são por vezes de difícil, senão impossível cumprimento, por muitos esforços que a empresa faça.</p> <p>Referem-se algumas situações em que a EDP Distribuição terá grande dificuldade de cumprimento do estipulado, como seja o prazo de 15 dias (muito apertado, se se tiver em consideração os tempos inevitáveis gastos em etapas complementares – recepção, encaminhamento) que é estipulado para que empresa conduza os estudos necessários à determinação da possibilidade de facultar o acesso às suas redes, ou ainda o caso do documento “Caracterização das redes de distribuição em MT e AT” em que passa a estar estabelecida a data de 31 de Março para o envio do documento à ERSE. Sem dúvida que a ERSE tem consciência de que a potência de curto circuito na rede de AT e MT depende da potência de curto circuito na RNT e sendo certo que esta última só será conhecida após a publicação respectiva, a data proposta é de todo irrealista. Assim, propõe-se que o prazo para a EDP Distribuição seja ajustado em dois meses relativamente ao da concessionária da RNT, ou seja, a entrega far-se-á até 31 de Maio.</p> <p>É também evidente a dificuldade de cumprimento dos prazos estabelecidos para implementar todas as fronteiras e definir todas as regras para a identificação das quatro actividades que a ERSE propõe no Regulamento Tarifário (distribuição, comercial de redes, comercial no SEP e compra e venda de energia).”</p>	<p>Embora compreendendo a dificuldade com que porventura a EDP Distribuição se possa deparar, no imediato, na prestação de alguma informação solicitada acreditamos que a total compatibilidade e versatilidade das modernas aplicações informáticas, actualmente em implementação na empresa, e os esforços envidados, permitirão dar cumprimento atempado aos prazos e à informação em causa.</p>

EDP Distribuição – Energia, S.A. – Anexo		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Admissibilidade de petições, queixas e reclamações	“Relativamente aos regulamentos ainda em vigor, foi eliminada a referência “sem prejuízo de recurso aos tribunais competentes”, referência esta que propomos seja de novo incluída.”	A proposta foi considerada.
Impugnação das decisões da ERSE	“Foi eliminada a referência “Sem prejuízo do recurso aos tribunais competentes...”. Propõe-se a seguinte redacção: As decisões e deliberações da ERSE podem ser objecto de reclamação nos termos previstos no Código de Procedimento Administrativo e de recurso para os tribunais administrativos.”	A proposta foi considerada.
Arbitragem voluntária	“Nos RRC, RARI e RD, no que se refere à arbitragem voluntária, fazemos os seguintes comentários: Foi substituída a palavra “podem” por “devem preferencialmente”. Esta “obrigatoriedade ambígua” levanta problemas de legalidade e de constitucionalidade. Com efeito, a arbitragem voluntária não pode, por definição, ser imposta. Quanto à arbitragem necessária, ela tem que constar de lei especial, a qual está sujeita à “tutela” do artigo 20º da Constituição, segundo o qual a ninguém pode ser vedado o acesso aos tribunais. Propõe-se, assim, que se mantenha a redacção actual, mais conforme com a lei, enquadrando-se melhor na letra e no espírito do artigo 21º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho que estabelece as competências da ERSE.”	A substituição do termo “podem” por “devem preferencialmente” pretendia constituir um incentivo ao recurso aos sistemas de arbitragem voluntária, mas de modo algum o impunha. A expressão “preferencialmente” apenas significa que existindo a possibilidade de recurso e/ou as partes o desejarem, os conflitos devem ser resolvidos por arbitragem voluntária. O artigo 21.º do D.L. 187/95 e o n.º 3 do artigo 6.º do D.L. 44/97 conferem à ERSE um dever de fomentar a arbitragem voluntária. A alteração proposta não ultrapassava este âmbito. A arbitragem necessária é obrigatória, determinada por lei e de alguma forma excludente de outros meios, não depende do acordo entre as partes. Deste modo, julgamos que a proposta não violava o artigo 20.º da Constituição ou qualquer outro. Este artigo diz respeito ao acesso ao direito e aos tribunais e se, por um lado, os tribunais arbitrais estão consagrados também constitucionalmente (artigo 209.º) como uma das categorias de tribunais, por outro lado, são reconhecidas as vantagens da arbitragem voluntária em prol do acesso ao direito e à justiça. Admitindo, no entanto, que a redacção possa suscitar alguma interpretação que não está de acordo com o nosso espírito, decidiu-se manter o termo “podem”.
	“Prevê-se ainda a criação, pela ERSE, de centros de arbitragem, sendo manifesta a intenção de criar tribunais especiais para a electricidade. Ora sucede que já abundam os centros de arbitragem. Existem ainda os centros de arbitragem dos conflitos de consumo, a que aliás a EDP aderiu. Por outro lado, os centros de arbitragem têm custos, mormente se se pensar na sua disseminação local ou regional.”	Não se prevê qualquer alteração sobre esta matéria em relação ao Regulamento de Relações Comerciais actual. Sem prejuízo de se manter a vontade na criação de um espaço aberto a todos os intervenientes no sector eléctrico que permita a resolução dos seus conflitos através da arbitragem voluntária, em conjunto ou separadamente com outros serviços públicos essenciais, a criação de centros de arbitragem continua a constituir uma das formas de fomentar a arbitragem voluntária, à semelhança da referida anteriormente e de outras, como a cláusula compromissória.

EDP Distribuição – Energia, S.A. – Anexo		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
RT – Artigo 59.º - Tarifas de Uso da Rede de Distribuição em BT	“Não se menciona em que preço são convertidos os preços de energia reactiva nos fornecimentos aos clientes finais do SEP das opções tarifárias de BTN.”	Com efeito, nas opções tarifárias de BTN a energia reactiva não é facturada de forma explícita. Nas opções tarifárias de BTN a potência contratada facturada corresponde à potência aparente, grandeza que depende da potência activa, potência reactiva e potência deformante, através da seguinte expressão: $S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}$.
RT – Artigos 63.º e 65.º - Tarifas de Comercialização de Redes	“Quando se define a estrutura geral das tarifas de Comercialização de redes e de Comercialização no SEP, não se refere quais os termos de facturação destas tarifas, apenas se diz que “...são compostas por preços definidos em Euros por mês.”	As tarifas de comercialização de redes e de comercialização no SEP são compostas por um termo fixo por cliente definido em Euros por mês.
RT – Artigo 66.º - Proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica	“No número 1 deste artigo, na fórmula que define a componente variável dos proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de aquisição de energia eléctrica, não se define qualquer ajustamento, nomeadamente a parcela dos desvios dos encargos variáveis de aquisição de energia eléctrica que a RNT não passou para os distribuidores vinculados (caso dos desvios referentes aos clientes de BT). No número 4 é feita uma actualização de 1 ano no ajustamento, quando deveria ser de dois anos.”	O ajustamento considerado em falta encontra-se contemplado no Regulamento. O artigo foi reformulado de acordo com o sugerido.
RT – Artigo 70.º - Proveitos da Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	“O número 4 deste artigo tem algumas incorrecções, nomeadamente na fórmula do ajustamento e no cálculo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço. Na fórmula do ajustamento o valor do incentivo à melhoria da qualidade de serviço deveria ser precedido de um sinal negativo e não de um sinal positivo. No cálculo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço, onde está: $RQS_{j,t-2} = \text{Max} \{ RQS_{\text{min } t-2, \dots} \}$ Deveria estar: $RQS_{j,t-2} = \text{Max} \{ RQS_{\text{max } t-2, \dots} \}$ ”	O artigo foi reformulado.
RT – Artigo 73.º - Proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação da Tarifa de Energia e Potência	“Na fórmula que define os proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação da tarifa de energia e potência aos clientes finais (29), o sinal que precede o desvio relativo aos valores facturados pelos distribuidores vinculados devido à aplicação da tarifa de energia e potência aos fornecimentos dos clientes de BT no ano t-2 ($\Delta_{\text{TEP } t-2}^{\text{BT}}$) deveria ser negativo.”	O artigo foi reformulado de acordo com o sugerido.

EDP Distribuição – Energia, S.A. – Anexo		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
RT – Artigo 79.º - Afecção dos proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação da Tarifa de Energia e Potência	“No número 2 deste artigo as fórmulas 46 e 47 contêm uma incorrecção. O desvio constante em cada uma das fórmulas deveria ser precedido de um sinal negativo e não de um sinal positivo.”	O artigo foi reformulado de acordo com o sugerido.
RRC – Artigo 45º - Ligações às redes do SEP (potência requisitada)	<p>“O texto continua a ser confuso e a permitir diversas interpretações para efeitos de orçamentação em alguns casos particulares, nomeadamente nos edifícios que, por razões arquitectónicas incompatíveis com a alimentação através de um só ramal, serão obrigatoriamente alimentados através de ramais distintos estabelecidos a partir do Ponto de Ligação à Rede definido no ponto 5 do Artigo 43º.</p> <p>Considerando que o conceito de Requisição de Ligação à rede de um edifício está claramente definido no ponto 4 do Artigo 44º, propõe-se a seguinte redacção para o ponto 3 do Artigo 45º:</p> <p>No caso dos edifícios referidos no ponto 4 do Artigo anterior, a potência requisitada será referida à ligação do edifício à rede, independentemente da configuração dos elementos de ligação para uso exclusivo, sem prejuízo de poder ser atribuída uma potência requisitada específica a cada instalação de utilização.”</p>	A ERSE aceitou a sugestão de melhorar o texto do artigo 45.º da proposta de revisão do Regulamento de Relações Comerciais tendo procedido à alteração da redacção do seu número 3.

EDP Distribuição – Energia, S.A. – Anexo		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
RRC – Artigo 54º - Ligações às redes do SEP (orçamento)	<p>“A discriminação do orçamento de acordo com o ponto 2 é inédita em termos de orçamentação de prestação de serviços. (...) Esta nova obrigação é geradora de encargos suplementares importantes para que a qualidade de serviço que pretendemos sempre melhorar, e que neste caso se revê no tempo de resposta ao pedido do cliente, se possa manter. (...) tornar-se-á frequentemente necessário o estabelecimento de rectificativos aos orçamentos iniciais, duplicando o trabalho inerente a esta actividade.”</p> <p>“Propõe-se que o texto do ponto 5 constitua a base orientadora da orçamentação e que, após a realização dos trabalhos, estes sejam objectivamente valorizados. A diferença relativamente à estimativa orçamental original, superior a um valor a definir, será objecto de pagamento ou de reembolso.”</p>	<p>A clareza dos orçamentos é fundamental para assegurar a justiça e transparência no relacionamento comercial entre empresas e os seus clientes. O Regulamento visa melhorar o nível de informação constante dos orçamentos, permitindo aos requisitantes de uma ligação a tomada de decisões informadas e conscientes. Sendo possível ao requisitante, em determinados casos, promover a construção dos elementos de ligação pelos seus próprios meios, importa assegurar que esta decisão seja tomada com base em informações claras e objectivas que deverão constar do orçamento fornecido pelo distribuidor vinculado. O recurso a meios informáticos torna possível a elaboração de orçamentos com um maior nível de informação, sem que daí resultem custos e tempos de elaboração exagerados. O Regulamento permite ao distribuidor, mediante acordo com o requisitante, substituir o orçamento por uma estimativa orçamental. Esta possibilidade, só possível para ligações em BT e MT, traduz a prática actual que permite a orçamentação com base em estudos expeditos. Importa, no entanto, salvaguardar a eficácia das estimativas orçamentais. Assim, caso a estimativa não contenha cláusulas de reserva, os valores constantes da estimativa orçamental são considerados com a mesma força legal dos constantes de um orçamento.</p>
RRC – Artigo 84º - Procedimentos fraudulentos	<p>“Os contadores, mesmo se situados no exterior da instalação de utilização, são sempre montados em caixas cuja propriedade é do cliente que, por conseguinte, possui as chaves respectivas e pela sua boa conservação deve zelar. Assim sendo, deverá ser clarificado o que se entende por “acesso livre ao equipamento”.”</p>	<p>A situação descrita parece-nos um bom exemplo sobre o não acesso livre ao equipamento de medição, mas parece-nos muito difícil e inviável prever numa norma regulamentar todos os possíveis casos de “acesso livre” ou do contrário. Entendemos que só casuisticamente e com a ajuda dos distribuidores é possível concretizar este conceito.</p>
RRC – Artigo 92º - Obrigação de fornecimento	<p>“Propõe-se a seguinte alteração: Para além do disposto no número anterior, não existe obrigação de fornecimento quando não se encontra regularizado o pagamento de dívidas vencidas, provenientes de contratos de fornecimento celebrados entre o mesmo distribuidor vinculado e o mesmo cliente, já cessados ou não, ...”</p>	<p>O texto deste artigo foi reformulado de acordo com o sugerido, designadamente através da supressão da expressão “já cessados”.</p>

EDP Distribuição – Energia, S.A. – Anexo		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
RRC – Artigo 97º - Contrato de fornecimento	<p>“A redacção deste artigo abre a possibilidade de consagração da desmaterialização do contrato de fornecimento de energia a Clientes BT. Estabelece, contudo, no ponto 4, que o contrato se considera aceite pelo cliente se este não declarar expressamente o contrário no prazo de 15 dias após a recepção das condições gerais e particulares do contrato de fornecimento de energia eléctrica.</p> <p>O problema que aqui surge é o de ser aberta a possibilidade de o cliente alegar, a todo o tempo, que não recebeu aqueles documentos, fundamentando dessa forma uma presunção de nulidade do contrato.</p> <p>Julga-se mais adequado que o prazo de 15 dias fosse contado a partir do pagamento da primeira factura, uma vez que o distribuidor vinculado está obrigado, pelo disposto no número 3, ao envio dos documentos, tendo de instituir uma prática, auditável a qualquer momento, para cumprimento dessa exigência.”</p>	<p>A possibilidade de desmaterialização do contrato que já tinha sido proposta pela empresa encerra, naturalmente, vantagens para ambos os contraentes e proporciona evoluções no sector também ao nível do relacionamento comercial. No entanto, a utilização de técnicas de comunicação à distância (telefone e envio postal das condições contratuais) conduz-nos inevitavelmente para a figura do contrato celebrado à distância cujo regime é hoje estabelecido através do Decreto-Lei n.º 143/2001, de 26 de Abril. Este diploma impõe um conjunto de regras, de âmbito mais restritivo, visando a protecção do consumidor em relação a este tipo de contratos. Sem prejuízo da regra geral em matéria de prova (artigo 342.º do Código Civil), que já prevê que quem invoca um direito deve provar os factos constitutivos desse direito, o referido diploma determina (artigo 12.º) que “Incumbe ao fornecedor o ónus da prova quanto à existência de uma informação prévia, de uma confirmação por escrito, do cumprimento dos prazos e do consentimento do consumidor, (...)”. O texto deste artigo foi reformulado tendo em vista a não violação do preceituado sobre os contratos celebrados à distância, mas procurando adequá-lo às características específicas do contrato de fornecimento de energia eléctrica, considerando, designadamente a solicitação do consumidor, a essencialidade do serviço de fornecimento e a duração do contrato para os clientes em BTN.</p>
RRC – Artigo 99º - Contrato de fornecimento	<p>“Entende-se que a eliminação, neste artigo, das disposições dissuasoras contidas nos números 2 a 4 do artigo 122º do texto regulamentar ainda em vigor não traduz nenhum ganho e apenas transmite sinais de condescendência perante comportamentos menos sérios que importa prevenir.”</p>	<p>No âmbito da verificação e aplicação do Regulamento de Relações Comerciais, a ERSE já vinha considerando que a duração mínima de um ano para os contratos celebrados na sequência de um pedido de religação seria suficiente para prevenir comportamentos mais abusivos por parte dos clientes. A informação disponibilizada sobre o número de taxas de religação cobradas parece corroborar aquela opinião.</p>
RRC – Artigo 103º - Contrato de fornecimento	<p>“Entende-se que a eliminação, neste artigo, das disposições dissuasoras contidas no número 3 do artigo 118º do texto regulamentar ainda em vigor não traduz nenhum ganho e apenas transmite sinais de condescendência perante comportamentos menos sérios que importa prevenir.”</p>	<p>A interrupção do fornecimento de energia eléctrica é considerada a maior e mais pesada penalização para um consumidor de energia eléctrica, o que confirma a essencialidade da electricidade. A ERSE entende que em face da natureza da infracção (alteração de nome ou morada), a penalização seria, desproporcionada, além de que as eventuais consequências pela não comunicação da alteração (ex. não pagamento) já são penalizadas.</p>

EDP Distribuição – Energia, S.A. – Anexo		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
RRC – Artigo 110º - Caução	“Aparentemente, a eliminação das disposições contidas nos números 2 e 3 do artigo 126º do texto regulamentar em vigor, retira a possibilidade de o distribuidor poder actualizar a caução em casos de incumprimento. Assim, um “incumpridor” sistemático que tenha depositado caução passará a ter aberta a possibilidade de não pagar as facturas, a partir de agora e por tempo indeterminado, apenas tendo que ir repondo o valor da caução (que poderá ser irrisório). Entende-se que esta decisão deveria ser revista.”	O regime de caução foi adaptado ao disposto no Decreto-Lei n.º 195/99, de 8 de Junho, que veio estabelecer as regras aplicáveis a esta matéria. Neste sentido, o distribuidor passou a estar obrigado a utilizar o valor da caução para satisfazer o seu crédito e a não poder interromper o fornecimento mesmo que o valor da caução existente seja insuficiente, devendo solicitar a reconstituição ou o reforço da caução em prazo não inferior a 10 dias úteis. Assim sendo, as regras previstas para a alteração do valor da caução após duas interrupções do fornecimento entrariam em contradição com o agora disposto, podendo estar integradas no próprio conceito de reforço.
RRC – Artigo 111º - Caução	“A inversão da ordem dos números 2 e 3 parece proporcionar uma compreensão mais imediata.”	Este artigo, incluindo a ordem dos seus números, corresponde a uma transcrição dos n.ºs. 1, 2 e 3 do artigo 3.º do D.L. 195/99.
RRC – Artigo 115º - Medição	“Propõe-se a intercalação, entre os números 1 e 2, de um novo ponto com a seguinte redacção: O impedimento pelo Cliente ao estabelecido no número anterior constitui fundamento para a interrupção do fornecimento de energia nos termos da alínea j) do n.º 1 do Artigo 148.”	A proposta foi considerada.
RRC – Artigo 123º, nº 1 - Facturação	“Propõe-se que a antecedência máxima admissível para uma leitura seja alterada para 5 dias.”	Reconhecendo o interesse para todos os agentes do sector no encurtamento do ciclo leitura-facturação-cobrança e considerando que os actuais sistemas de facturação permitem uma facturação quase imediata relativamente à realização das leituras, a ERSE aceita a proposta da EDP Distribuição de reduzir o prazo anteriormente referido para 5 dias.
RRC – Artigo 123º, nº 2 - Facturação	“Propõe-se: a seguinte alteração: (...)sem prejuízo do disposto nos números 3 e 5 do Artigo 116º e do número 2 do Artigo 120º.”	A proposta foi considerada.
RRC – Artigo 123º, nº 5 - Facturação	“Estabelece-se, nesta disposição, que a metodologia de estimativa seleccionada pelo Cliente, “...”, deverá constar das condições particulares do contrato de fornecimento de energia eléctrica ...”. Estando, também consagrada, no artigo 97º, a possibilidade de desmaterialização do contrato, de que decorrerá a inexistência de condições particulares do contrato de fornecimento de energia eléctrica, importará salvaguardar, no texto, essa possibilidade.”	A desmaterialização proposta respeita à forma de celebração do contrato, pretendendo apenas dispensar a assinatura do cliente. Daí a obrigação de envio prévio das condições gerais do contrato, mas também das condições particulares, ambas integrantes de um só contrato, que antes ou depois terá de ter sempre um suporte durável. Das condições particulares constarão todos os aspectos concretos individualizadores de cada contrato, nomeadamente, o nome, o local de consumo, mas também a potência contratada, a forma de pagamento e naturalmente a própria metodologia de estimativa que o cliente escolheu, ainda que tudo tenha sido acordado por telefone, não deixando de ser um acordo expresso.

EDP Distribuição – Energia, S.A. – Anexo		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
RRC – Artigo 134º, nº 3 - Facturação	<p>“Tal como está redigida, esta disposição estabelece a obrigatoriedade de, até 31 de Dezembro próximo, a facturação ser efectuada em escudos.</p> <p>Esta disposição não é suportada por nenhuma norma legal, correspondendo a uma nova imposição. Propõe-se que o número 3, deveria ter a seguinte redacção:</p> <p>No período em que ainda seja legalmente permitida a facturação em escudos e quando seja essa a solução praticada, os valores de facturação (...).</p>	O texto do artigo foi reformulado de acordo com o sugerido.
RRC – Artigo 148º, nº 1 e 3 - Interrupção do fornecimento de energia eléctrica	<p>“(ponto 1)</p> <p>Na sequência da proposta de alteração do artigo 115º, propõe-se a introdução de uma última alínea com o texto seguinte:</p> <p>j) Impedimento da instalação do equipamento de controle de potência previsto no número 1 do Artigo 115º.”</p> <p>(ponto 3)</p> <p>Incluir a alínea proposta no ponto anterior.”</p>	A proposta foi alterada.
RRC – Artigo 150º - Interrupção do fornecimento de energia eléctrica (indenizações)	<p>“A actual descrição, através do número 1, permite a interpretação de que é conferido ao cliente o direito de indemnização quando as interrupções de fornecimento se enquadrarem nas alíneas a), b), c) e d) do Artigo 143º.”</p>	O direito à indemnização por prejuízos causados continua a ser o mesmo, nos termos e pelos meios previstos na lei. O que se pretendeu clarificar foi o facto de em caso de <u>incumprimento das regras</u> previstas para as interrupções por causa admitida no Regulamento de Relações Comerciais estar contemplado um direito que sempre existiu por lei, mas que a redacção do actual Regulamento de Relações Comerciais parecia excluir.
RRC – Artigo 163º - Equipamentos de medição	<p>““O proprietário do equipamento deve facultar o acesso às restantes entidades interessadas das indicações dos equipamentos de medição”.</p> <p>Haverá que precisar o conceito de “indicações dos equipamentos de medição”.</p>	O texto foi reformulado de acordo com o sugerido.
RRC – Artigo 175º, nº 1 - Facturação	<p>“Este artigo dispõe que “A facturação do uso global do sistema relativo às entregas em MAT é obtida por aplicação do preço da tarifa de uso global do sistema convertida para MAT às entregas de energia activa nos pontos de entrega referidos na ponto b) do nº 1 do artigo 159º.</p> <p>Não está definido o conceito de tarifa de uso global do sistema convertida para MAT.”</p>	A redacção do artigo foi alterada.
RRC – Artigo 175º, nº 2 - Facturação	<p>“Este artigo dispõe que “A facturação do uso global do sistema relativo às entregas em AT é obtida por aplicação do preço da tarifa de uso global do sistema às entregas efectuadas nos pontos de entrega referidos na ponto a) do nº 1 do Artigo 159º adicionadas das entregas efectuadas nos pontos de entrega referidos nas pontos c), d) e e), bem como da ponto g) relativamente ao saldo importador de energia eléctrica, todas do nº 1 do artigo anteriormente referido, devidamente ajustadas para perdas à saída da RNT em AT.</p> <p>Entendemos que não deverá ser considerado o ajustamento para perdas.”</p>	A redacção do artigo foi aclarada no sentido de evitar dúvidas de interpretação.

EDP Distribuição – Energia, S.A. – Anexo		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
RRC – Artigo 176º, nº 2 - Facturação	“Entendemos também que não deverá ser considerado o ajustamento para perdas.”	A redacção do Artigo foi aclarada no sentido de evitar dúvidas de interpretação.
Estrutura do RD	“A nova estrutura do RD procura simplificar provocando todavia algumas alterações nas secções com algum “prejuízo” aquando da consulta do futuro regulamento. É o caso do Capítulo III “Exploração do sistema em tempo real”, com a passagem das secções “Controlo do sistema em tempo real”, “Operação do sistema em tempo real” e “Modulação da produção” que passam a ser tratadas nas secções “Disposições gerais” e “Medidas de exploração.”	Em sede regulamentar a distinção entre os conceitos de controlo e de operação do sistema é um preciosismo que dificulta a leitura aos menos versados na matéria em apreço. Esta distinção deverá ser feita no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema.
RD – Artigo 6º - Atribuições do Gestor de Sistema	“É de admitir que algumas concentrações actuais ou futuras, de produtores sobre determinado injectores, influenciem (ou venham a influenciar) a modulação referida neste artigo, pelo que se propõe: b) (...) sujeitos a despacho e de eventuais grupos de centros electroprodutores não vinculados que pela sua posição estratégica na rede (localização ou concentração, nomeadamente) o exija.”	De acordo com a legislação em vigor, os produtores não vinculados com potência instalada superior a 10 MVA estão abrangidos pela definição de centros electroprodutores sujeitos a despacho.
RD – Artigo 7º - Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema	“O detalhe das matérias do Manual de Procedimentos deveria ser estruturado por grupos de matérias afins.”	A listagem das matérias a detalhar será estruturada de acordo com a sugestão apresentada.
RD – Artigo 7º - Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema (Cont.º)	Uma vez que o Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema irá conter matérias de interesse para a entidade titular de licença vinculada de distribuição MT e AT, deve ficar contemplado a obrigatoriedade de a ERSE ouvir as entidades envolvidas no âmbito do Regulamento. Assim, propõe-se: 2 – ...em vigor do presente regulamento. Na elaboração do Manual deverão ser ouvidas as entidades envolvidas nas acções tratadas.”	A aprovação dos Manuais de Procedimentos é precedida da audição das entidades interessadas.
RD – Artigo 13º - Critérios de segurança	“Propõe-se : 1 - a) - Potência admissível nos transformadores, auto transformadores, linhas da RNT, incluindo as interligações, e potência das baterias de condensadores instaladas no sistema. ... 3 – O Gestor do Sistema pode propor ou realizar alterações aos valores estabelecidos sempre que ...”	Relativamente ao n.º 1, a referência a baterias de condensadores teria de ser numa alínea relativa ao controlo de tensão, dispensável face ao improvável risco da ocorrência de fenómenos de colapso de tensão na RNT. Atendendo ao comentário apresentado, alterou-se o n.º 3 para: “ 3 – O Gestor de Sistema pode alterar os valores estabelecidos, nos termos estabelecidos no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema, sempre que (...) “
RD – Artigo 18º - Participação na exploração do sistema	“Propõe-se: 1 – As entidades abrangidas pelo presente regulamento... ..devendo, em especial, manter o gestor do Sistema tempestivamente informado das condições de funcionamento das suas instalações de acordo com o estipulado no Manual de procedimentos do Gestor do Sistema ou protocolo específico para o efeito.”	Concorda-se parcialmente com o texto proposto, não sendo de incluir a parte final (“ou protocolo específico para o efeito”), aspecto que deve ser abordado no manual de procedimentos.

EDP Distribuição – Energia, S.A. – Anexo		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
RD – Artigo 19º - Acesso às instalações dos utilizadores das redes	“Propõe-se: c) ii) Analisar o impacto na RNT do funcionamento das instalações, nomeadamente na análise do teor harmónico, funcionamento e regulação de protecções e sistemas automáticos de exploração.”	A proposta apresentada foi integrada no texto final.
RD – Artigo 20º - Variáveis de controlo e segurança	“Propõe-se:: 1 – Das variáveis que permitem supervisionar destacam-se a frequência, a tensão, a potência, o factor de potência e a temperatura dos diversos elementos ...”	Dado o carácter exemplificativo da norma apresentada, a ser estabelecida no manual de procedimentos, a preocupação foi listar as mais relevantes, sem pretensões de exactidão. A precisar mais esta norma, entende-se ser mais importante referir a intensidade da corrente, a potência activa e a potência aparente do que o factor de potência.
RD – Artigo 22º - Instruções de despacho	“O número 4 do artigo refere que “os produtores vinculados, bem como os não vinculados sujeitos a despacho, devem, nos termos do presente regulamento, dar cumprimento às instruções de despacho emitidas pelo Gestor de Sistema.” Importa chamar a atenção para duas situações: • actuação face aos produtores vinculados ligados à rede da EDP Distribuição, quando ocorre uma alteração dos esquemas normais de exploração nesta rede; • articulação do mecanismo actual de análise dos desvios com a situação dos produtores não vinculados sujeitos a despacho. Propõe-se: 3 – O Gestor do Sistema deve emitir as instruções do despacho com uma antecedência que permita a sua execução... ..de acordo com a boa prática industrial, a constar em protocolo ou no Manual de Procedimentos do Gestor e, no caso dos grupos..... No número 5, é de ter em atenção que por protocolo, REN - EDP Distribuição, nos casos de carência energética a EDP Distribuição recebe instruções da Divisão do Gestor do Sistema e que por razões de segurança do Sistema recebe instruções do Centro de Operação da Rede.”	Relativamente às situações identificadas no n.º 4: • a primeira não é uma novidade, devendo ser mantido o tratamento actualmente previsto; • a segunda deve continuar a estar devidamente salvaguardada no Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas, que prevê actualmente que o programa do produtor é actualizado por eventuais instruções de despacho. Relativamente ao n.º 3, alterou-se o texto para: “ O Gestor do Sistema deve emitir as instruções do despacho com uma antecedência que permita a sua execução de acordo com o disposto no Manual de Procedimentos do Gestor e, no caso dos grupos (...)” Acrescentou-se no final do n.º 5 “(...)nos termos previstos no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema.”
RD – Artigo 31º - Planos de deslastre de carga	“Propõe-se: 2 – Os planos de deslastre de carga.... ..devem identificar o tipo de deslastre (manual ou automático) objecto do plano e a localização dos dispositivos instalados para a sua execução. ... 4 – Os planos de deslastre de carga serão estabelecido... ..consumos essenciais ou conjugar a transferência de alimentação a partir de um outro injector, pelas redes próprias daquela entidade.”	A proposta apresentada para o n.º 2 e n.º 4 acrescenta à norma a descrição de uma das formas de atingir o objectivo apresentado (“não afectar consumos essenciais”), aspecto que não deve ser objecto da norma, no nosso entender.

EDP Distribuição – Energia, S.A. – Anexo		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
RD – Artigo 34º - Planos de reposição de serviço	“Os protocolos de exploração acordados com as distribuidoras devem contemplar a articulação dos planos de reposição de serviço;”	A proposta apresentada, no sentido de precisar de forma mais clara as entidades que estabelecem o acordo, foi integrada no texto final.
RD – Artigo 40º - Plano de indisponibilidades	“A EDP Distribuição tem necessidade de conhecer os planos de indisponibilidade de alguns elementos da rede a montante, que lhe sejam afins, não só para salvaguardar eventuais perdas de segurança na sua rede, como também para aproveitar a indisponibilidade para conservar elementos afins na sua rede, pelo que se propõe: 3 – O Gestor do Sistema (...) no referido plano ou permitir ajustamentos aos planos parcelares internos daquelas entidades.”	A proposta apresentada foi integrada no texto final.

EDP Distribuição Energia, S.A. (Carta 409/01/CA)		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
RRC – Artigo 49.º Elementos de ligação para uso partilhado	<p>Julgamos que se deve acrescentar uma alínea c) ao n.º 4 deste artigo, com a seguinte redacção:</p> <p>“c) A construção das ligações à rede com capacidade superior à estritamente necessária para alimentar a instalação ou instalações requisitantes que resultem da inserção em redes bi-alimentadas.”</p>	<p>Concorda-se com a proposta da EDP Distribuição. O RRC passou a considerar que os elementos de ligação destinados a inserir a instalação em redes em anel, ainda que com capacidade superior à estritamente necessária, não integram o conceito de sobredimensionamento.</p> <p>Esta opção regulamentar é justificada por razões de ordem técnica. Nestes casos, os elementos de ligação devem dispor de capacidade idêntica à da rede onde serão integrados.</p>
RRC – Artigo 51.º Encargos com os elementos de ligação à rede	<p>Propomos a introdução de uma alínea a seguir ao n.º 1, com a seguinte redacção:</p> <p>“a) Os encargos resultantes da construção dos elementos de ligação para uso partilhado, em que não tenha havido sobredimensionamento, são suportados integralmente pelo requisitante.”</p> <p>Propomos uma redacção alternativa aos n.ºs 2 e 3:</p> <p>“2 – Os encargos relativos aos elementos de ligação para uso partilhado devem ser repartidos entre os requisitantes e o distribuidor vinculado ou a entidade concessionária da RNT, nos casos em que estas entidades tenham procedido ao sobredimensionamento previsto no artº 49.</p> <p>3 – Nos casos previstos no número anterior o requisitante suportará os encargos em que incorreria se não houvesse sobredimensionamento.</p>	<p>Considera-se que a redacção do número 2 do artigo 55.º traduz a proposta apresentada pela EDP Distribuição. A interpretação desta disposição não deixa dúvidas de que a repartição dos encargos resultantes da construção dos elementos de ligação para uso partilhado entre os requisitantes e o distribuidor vinculado ocorre somente nos casos em que tenha havido lugar ao sobredimensionamento dos elementos de ligação e o distribuidor exerça o direito de ressarcimento.</p>

EDP Distribuição Energia, S.A. (Carta 409/01/CA)		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
RRC – Artigo 51.º Encargos com os elementos de ligação à rede	Consideramos que se devem eliminar os n.ºs 4 (sendo a EDP Distribuição ressarcida dos excedentes através da tarifa de Uso da Rede de Distribuição), 5 e 6 deste artigo.	<p>A ERSE considera vantajoso estabelecer a metodologia de cálculo da repartição dos encargos resultantes da construção de elementos de ligação para uso partilhado em sede de sub-regulamentação. Para além das situações de sobredimensionamento referidas no comentário da EDP Distribuição haverá que estabelecer metodologias de repartição de encargos, designadamente nas situações de requisições conjuntas e simultâneas de vários requisitantes.</p> <p>Pela razão anteriormente apresentada não se considerou oportuno aceitar a proposta da EDP Distribuição.</p> <p>A proposta da EDP Distribuição vai no sentido de eliminar o direito concedido aos distribuidores vinculados e à entidade concessionária da RNT de ressarcimento dos encargos relativos à parcela que venha a ser utilizada do elemento de ligação para uso partilhado sobredimensionado. Recorda-se que o Regulamento de Relações Comerciais atribui esse direito sem impor o seu exercício.</p>
RRC – Artigo 58.º Pagamento de participações	<p>Quanto ao pagamento de participações julgamos que, para os Clientes de BT, se deve manter a situação actual de pagamento antes da realização da obra. O controlo do pagamento faseado acarretará excessivo peso burocrático e consequentes custos, dada a quantidade de Clientes e a menor dimensão deste tipo de obras.</p> <p>Para os restantes níveis de tensão propomos os seguintes formas de pagamento:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ MT – pagamento de 80% antes do início da obra e de 20% após a sua conclusão, como forma de agilizar os procedimentos a seguir; ▪ AT – negociado caso a caso, com o pagamento de um máximo de 30% antes do início da obra e de um mínimo de 20% após a sua conclusão. 	<p>O artigo relativo ao pagamento dos encargos de ligação foi alterado no sentido de estabelecer como regra, o pagamento antecipado no caso de ligações com uma duração até 20 dias úteis (cerca de um mês). Considerando os tempos típicos de execução das ligações em BT, a grande maioria das ligações em BT será paga antecipadamente. As novas disposições aprovadas pretendem ainda constituir um incentivo ao encurtamento dos tempos de execução das ligações, o que redundará em menores custos e menos reclamações.</p> <p>O RRC estabelece ainda que nos casos de pagamento faseado, o último pagamento deverá ter um valor mínimo de 10%. Com esta alteração pretendeu-se clarificar esta disposição regulamentar que foi objecto de comentários por parte de diversas entidades, designadamente associações de consumidores.</p>

EDP – ELECTRICIDADE DE PORTUGAL, S.A.

EDP – Electricidade de Portugal, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Introdução	<p>“(…), na proposta verifica-se uma total omissão em relação à medida a adoptar quanto à resolução da recuperação dos desvios dos preços dos combustíveis verificados em 2000, estimada em 30 milhões de contos – custo incorrido no 1º período regulatório com impacto em 2002 - provocado por não se ter efectuado a revisão extraordinária solicitada pela EDP/REN à ERSE, tida como única via para minimizar os impactos futuros.”</p> <p>“Da proposta não resulta que estejam salvaguardadas as consequências relativas aos impactos provocados pelas alterações introduzidas, nomeadamente no 1º ano do novo período regulatório.</p> <p>A boa prática aconselha que, na situação de mudança de um período para o outro, a aplicação das novas medidas contemple sempre um período transitório.”</p> <p>“Por último, e antes de entrar nos grandes temas, considera-se que, apesar de algum conteúdo dos actuais manuais de procedimentos ter sido incorporado no articulado da proposta, a ERSE deveria, à semelhança do processo adoptado quanto aos regulamentos, submeter igualmente à apreciação os próximos “Manuais de procedimentos.”</p>	<p>Está previsto no Regulamento Tarifário que os desvios ocorridos nos anos 2000 e 2001 sejam recuperados respectivamente nos anos 2002 e 2003, tal como estava previsto no texto regulamentar de 1998.</p> <p>O actual Regulamento contém as disposições transitórias necessárias à aplicação das novas medidas, nomeadamente a recuperação dos desvios ocorridos nos anos 2000 e 2001, e a transição da estrutura tarifária em vigor para a estrutura tarifária aditiva.</p> <p>A aprovação dos Manuais de Procedimentos é precedida de audição das entidades interessadas.</p> <p>São desde já bem vindos todos os comentários visando a melhoria dos actuais manuais.</p>
Abertura de mercado	<p>“Alargamento do universo dos clientes com acesso ao SENV – todos os clientes de MAT, AT e MT – o que significa um aumento de 200 para cerca de 20 000 clientes;”</p>	<p>A abertura de mercado insere-se no âmbito das propostas de aceleração da liberalização preconizadas pela União Europeia, em que se perspectiva a liberalização total dos mercados eléctricos num horizonte de 4/5 anos.</p> <p>O actual grau de abertura de mercado é de aproximadamente 33%, valor próximo do mínimo exigido pela União Europeia – 30,27%. Existem actualmente 35 clientes não vinculados, cujo consumo anual representa 2,1% do consumo total nacional.</p> <p>As condições objectivas de desenvolvimento da oferta no SENV não fazem prever no curto prazo, uma deslocação substancial de consumos do SEP para o SENV.</p> <p>Importa, no entanto, que sejam os agentes económicos mais sensíveis ao custo da energia eléctrica, independentemente da sua dimensão, a poder beneficiar das vantagens da liberalização.</p>

EDP – Electricidade de Portugal, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Telecontagem	<p>“A adopção de sistemas de telecontagem, necessários à cobertura do universo elegível, representa um custo acrescido e muito elevado para o sistema eléctrico, que constituirá à partida uma subsídição cruzada entre os clientes do SEP e do SENV, no mesmo nível de tensão.</p> <p>O processo de liberalização que implique a criação de raiz de sistemas de telecontagem, acarreta exigências excepcionais na operacionalidade das empresas reguladas, que face à realidade actual dos recursos disponíveis, dificilmente poderão satisfazer um elevado número de pedidos.</p> <p>Propõe-se assim que seja eliminada a imposição de sistemas de telecontagem, deixando liberdade aos agentes económicos (empresas e clientes) para instalação deste tipo de sistemas, em oposição a critérios administrativos. Recorda-se que já actualmente existe um elevado número de clientes com telecontagem. Adicionalmente, a EDP estaria disponível para levar a cabo a instalação progressiva de telecontagem nos clientes de maior dimensão, por exemplo, acima de 3 GWh.”</p>	<p>Reconhece-se que a actual situação consubstancia uma subsídição dos clientes do SEP pelos clientes do SENV. A nova regulamentação ao permitir que os custos com a telecontagem sejam considerados na tarifa de comercialização de redes em MAT, AT, e MT, eliminará a subsídição cruzada entre diferentes segmentos de clientes.</p> <p>A ERSE considera que a generalização da telecontagem a todas as instalações de MT apresenta importantes vantagens para o sector eléctrico, designadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aquisição de dados indispensáveis à realização de estudos nas áreas de planeamento de redes, perdas, tarifas, etc. • Leitura síncrona do consumo de todos os clientes integrados na telecontagem. • Criação de condições favoráveis para introdução de medidas de gestão da procura. • Uniformização e modernização dos equipamentos de contagem que passam a incluir um leque alargado de facilidades de interesse para os clientes e distribuidor vinculado (ex.: monitorização da qualidade da onda de tensão). • Criação de condições favoráveis à utilização da Internet por parte dos utilizadores das redes, para aceder a informações importantes que o sistema de telecontagem poderá disponibilizar. <p>A instalação dos equipamentos de telecontagem será efectuada de acordo com um plano a apresentar pelas empresas, por forma a que sejam tidas em conta as dificuldades operacionais associadas à sua implementação.</p> <p>Recorde-se ainda que a EDP Distribuição decidiu voluntariamente instalar 5000 sofisticados equipamentos de telecontagem em clientes em BT.</p>

EDP – Electricidade de Portugal, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
O equilíbrio do Sistema Eléctrico Nacional	<p>“A garantia do equilíbrio do Sistema Eléctrico Nacional, para o qual a proposta apresentada deve apontar, representa uma das principais funções da ERSE.</p> <p>Sem ignorar o desafio permanente da ERSE na conjugação dos interesses dos agentes do sector, importa afirmar que sendo o actual sistema delineado num modelo dual que permite a existência simultânea do SEP - caracterizado pela prestação de um serviço público assente num sistema electroprodutor sujeito a planeamento centralizado e a contratos de vinculação de longo prazo, entre os produtores vinculados e a entidade concessionária da RNT – e do sistema de mercado SENV, a proposta deve contemplar mecanismos que garantam a coexistência harmoniosa daquele modelo.</p> <p>A este propósito parece inadequada a eliminação da garantia explícita da recuperação dos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, para além dos denominados na proposta, designadamente da tarifa UGS.”</p>	<p>A actividade de gestão global do sistema é uma actividade regulada com base em custos aceites. Anualmente a ERSE analisa os custos propostos pela entidade concessionária da RNT para o ano seguinte definindo assim o volume de proveitos permitidos.</p> <p>A definição desta actividade e dos custos a ela associados, está contemplada no texto do regulamento. O facto de em algum articulado a ERSE nomear explicitamente algumas rubricas de custo específico, não limita de forma alguma a tipificação dos custos a ser aceites.</p> <p>O sobrecusto com a aquisição aos produtores em regime especial está consagrado explicitamente pelo facto de terem de ser definidas as regras de cálculo do sobrecusto. Os custos associados a medidas de promoção da qualidade do ambiente também estão contempladas. Outros custos relacionados com a política energética ou de interesse económico geral em que a REN incorra serão aceites da mesma forma que os restantes custos associados à actividade de gestão global do sistema.</p>
A capacidade comercial do SEP e a concorrência com o SENV	<p>“Assim, as tarifas publicadas pela ERSE poderiam corresponder a valores máximos, ficando as empresas com a liberdade para optar por tarifas inferiores, com a conseqüente perda de proveitos, a exemplo do que acontece no sector das telecomunicações, nomeadamente em Portugal.</p> <p>Num ambiente concorrencial a rapidez de actuação junto dos clientes é um factor decisivo para a sua fidelização, pelo que as empresas devem obter da ERSE o consentimento atempado das propostas que lhe forem submetidas. Nestes termos, propõe-se que no artigo 19º do Regulamento Tarifário, sejam fixados 60 dias para a emissão do parecer do Conselho de Administração da ERSE, incluindo neste prazo o parecer do Conselho Tarifário.”</p>	<p>As actividades de distribuição de energia eléctrica e de comercialização são exercidas por uma empresa do grupo EDP - Electricidade de Portugal, S.A. em regimes de monopólio de rede, tendo um universo alargado de clientes não elegíveis, que são os de BT. A apresentação de propostas que visem a criação de tarifas atractivas e inovadoras oferecidas em igualdade de circunstância a clientes com as mesmas características é desejável. Por outro lado, ao abrigo do n.º 3 do artigo 10.º, os distribuidores vinculados podem propor à ERSE tarifas e respectivas regras de aplicação que proporcionem níveis de proveitos inferiores aos estabelecidos pela ERSE.</p>
O mecanismo de protecção dos clientes do SEP (UGS)	<p>“Neste sentido, o mecanismo actualmente existente na UGS para um universo de 200 clientes, não devia ter sido retirado da proposta, especialmente no momento em que se propõe um universo elegível de 20 000 clientes.</p> <p>A boa prática regulatória só pode aconselhar ao reforço deste mecanismo de forma a garantir um ajuste anual sempre que se verifique uma diminuição do volume de vendas do SEP, provocado pela adesão dos seus clientes ao SENV.”</p>	<p>O Regulamento Tarifário considera o mecanismo de repercussão na UGS dos sobrecustos associados a uma diminuição imprevista do volume de vendas do SEP, provocado pela adesão dos clientes ao SENV.</p>

EDP – Electricidade de Portugal, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
A estabilidade dos preços	<p>“Para ultrapassar comportamentos oportunistas, deve ser estabelecido que a mudança de um sistema para o outro obrigue o cliente a residir nele pelo menos um ano, ou caso se venha a reduzir o prazo, haja lugar ao pagamento de um adicional.”</p> <p>“A experiência tem demonstrado que os agentes são avessos à incerteza, pelo que o SEP, sendo um sistema de serviço público, deve manter a sua política de estabilidade de preço (...). Neste contexto, propõe-se que passe a ser feita uma revisão anual com base na estimativa disponível para os custos com combustíveis no ano em curso, aquando da fixação das tarifas para o ano seguinte. Posteriormente, haverá lugar a um reajustamento de pormenor um ano mais tarde, com base nos valores efectivamente verificados”.</p> <p>“O mecanismo proposto pela ERSE só deve actuar para fazer face a situações excepcionais, nas quais se incluem as variações dos encargos com combustíveis superiores a um determinado desvio a definir relativamente à previsão, por exemplo 15%, que deve ser fixado como o limite a partir do qual a estabilidade dos preços deixa de ser o objectivo fundamental para o universo de clientes finais de MAT, AT e MT.”</p> <p>As tarifas de BT manter-se-ão inalteradas durante o ano e, caso o mecanismo tenha sido accionado para os outros clientes, haverá lugar a um ajuste intermédio a incorporar nas tarifas do ano seguinte.”</p>	<p>Considera-se que os pré-avisos de acesso ao SENV e de adesão ao SEP previnem os eventuais comportamentos oportunistas referidos no comentário. Recorde-se que o pré-aviso de acesso ao SENV é de 30 dias e o pré-aviso de adesão ao SEP é de 1 ano. Os clientes não vinculados só poderão ser abastecidos pelo SEP decorrido o pré-aviso de 1 ano, caso o SEP considere ter condições para os abastecer. A verificar-se essa condição, considera-se que o cliente não deve ser penalizado uma vez que é do interesse do SEP abastecê-lo.</p> <p>O desfasamento dos ajustamentos aplicados aos fornecimentos em BT passa a ser de 1 ano, calculado com base em valores provisórios e que serão recalculados com base nos valores verificados no ano seguinte.</p> <p>Os ajustamentos tarifários de curto prazo agora introduzidos no novo Regulamento Tarifário reflectem a preocupação da ERSE em resolver este problema, pretendendo-se com esta solução evitar a repetição de situações semelhantes num futuro próximo.</p>
A regulação económica das actividades	<p>“Em termos globais, é aceitável a existência de três actividades – DDE, CR e CE - em que a compra e venda de energia eléctrica fique incluída na actividade de comercialização do SEP. Contudo, não se pode descurar que o processo de destaque da actividade de comercialização de redes é complexo quanto à identificação das suas componentes.</p> <p>Especificamente quanto ao tipo de regulação para a comercialização de redes considera-se que a regulação mista proposta, incluindo a remuneração de activos fixos e a aceitação dos custos de funcionamento, só poderá apresentar incentivos para a empresa, se a remuneração e os custos contratados forem adequados e, esteja bem definida a margem comercial desta actividade.</p> <p>O tipo de regulação mista proposto para a actividade de comercialização do SEP não é adequado, uma vez que esta actividade não comporta activos significativos que sejam sujeitos a remuneração, sendo a regulação por (IPC-X) mais incentivadora da eficiência das empresas.”</p>	<p>O “negócio” do distribuidor vinculado é distribuir energia eléctrica e vender os serviços de leitura, facturação e cobrança aos clientes finais. Deve igualmente transferir os custos da entidade concessionária da RNT para os clientes, sem ganhos comerciais, pois a actividade de compra e venda de energia eléctrica não acrescenta qualquer valor aos custos provenientes de montante.</p>

EDP – Electricidade de Portugal, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Os incentivos	<p>“Em termos globais, como já foi mencionado no ponto 2.2.4. deste documento, os custos relativos aos programas e acções que se enquadram neste ponto, só serão recuperados à posteriori e não se contemplam incentivos para a empresa que os executa, uma vez que se trata da pura recuperação de custos com a aplicação de uma taxa de juro inerente ao atraso nessa recuperação.”</p>	<p>Os custos relacionados com os planos de promoção da qualidade do ambiente e com os programas de gestão da procura, são aceites a posteriori com base nos investimentos realmente efectuados e nos custos verdadeiramente incorridos pelas empresas porque se pensa que os consumidores de energia eléctrica só devem pagar por estas acções a partir do momento em que na realidade já estão a usufruir das vantagens anunciadas nos planos. Está previsto que a estes custos seja aplicada uma taxa de juro que compense integralmente a empresa pelo atraso no recebimento.</p> <p>A solução permite por um lado que os clientes só paguem aquilo de que usufruem, e por outro lado, que as empresas sejam totalmente ressarcidas dos seus custos.</p>
	<p>“Em relação às perdas, verifica-se um nítido recuo face ao actual incentivo, não apenas pela recuperação de custos à posteriori, mas essencialmente, pela fixação de um valor máximo a recuperar.”</p>	<p>O incentivo à redução de perdas deveria actuar apenas quando a redução das perdas fosse devida à actuação da empresa e não devido a causas externas. Durante o actual período de regulação o nível de perdas reduziu-se pelo facto de os co-geradores terem reduzido a sua produção e terem passado a consumir energia da rede, e não por qualquer actuação da empresa de distribuição. Por este facto decidiu-se limitar o incentivo de redução de perdas a 1% por se considerar que esta redução anual é já um valor suficientemente elevado de redução de perdas devido à actuação da empresa.</p> <p>Por outro lado, o incentivo passou a actuar <i>a posteriori</i> com base em valores ocorridos porque a determinação previsional das perdas contém uma grande arbitrariedade por se tratar, habitualmente, de uma variável de fecho dos balanços previsionais de energia eléctrica.</p>

EDP – Electricidade de Portugal, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Os incentivos (cont.º)	<p>“A melhoria da qualidade de serviço deve ser adequadamente enquadrada, visto que esta matéria é objecto de um regulamento próprio - Regulamento de Qualidade de Serviço, publicado pela DGE e com aplicação recente – no qual se encontram definidos os padrões a cumprir pelas empresas e fixadas as penalizações pelo seu incumprimento, pelo que o incentivo, a existir, só deve actuar como um prémio a fim de não se verificarem situações de dupla penalização.”</p>	<p>A ERSE considera indispensável estabelecer incentivos a uma melhor qualidade de serviço, designadamente no que diz respeito à continuidade de serviço. A evolução dos indicadores de continuidade de serviço e a sua comparação com os registados nos restantes países da União Europeia evidenciam a necessidade de se tomarem medidas no sentido de melhorar drasticamente a situação actual.</p> <p>Considera-se que não existe qualquer incompatibilidade ou sobreposição com o estabelecido no Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS). Com efeito, o actual RQS estabelece somente o pagamento de compensações aos clientes afectados quando se verifique o incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço e qualidade comercial.</p> <p>A proposta da ERSE visa introduzir um incentivo adicional, desta vez, associado a um indicador geral de qualidade – energia não distribuída. Trata-se de um incentivo simétrico. Se a empresa fizer melhor que o padrão (valor de referência) a estabelecer, terá direito a uma receita adicional. Caso contrário, será penalizada.</p> <p>A definição dos parâmetros necessários do mecanismo previsto no Regulamento Tarifário será efectuada com base em proposta da EDP Distribuição.</p>
A metodologia do cálculo das tarifas	<p>“Esta metodologia, que tem vindo a ser seguida, vem permitindo garantir a aditividade dos proveitos das actividades reguladas, não se perspectivando quais as vantagens na criação de um sistema complexo com todas as componentes tarifárias aditivas.</p> <p>A garantia da correcta articulação entre as tarifas de uso para os clientes do SEP e para os clientes do SENV é um princípio de equidade indiscutível, cuja principal premissa está na adopção dos custos evitados ao SEP quando um cliente passa para o SENV, que são basicamente, os custos marginais de curto prazo ao nível da emissão e os custos de comercialização do SEP.</p> <p>Propõe-se assim que, as tarifas de acesso dos agentes do SENV ao SEP, sejam determinadas a partir das tarifas de venda a clientes finais do SEP, deduzidas dos custos evitados. Deste modo, poder-se-à atingir uma estrutura equivalente à das tarifas de venda a clientes finais do SEP, tendo de se garantir também a inexistência de distorções nestas tarifas.”</p>	<p>A proposta apresentada pela EDP não contempla uma metodologia que estabeleça conjuntamente as tarifas de venda a clientes finais do SEP e as tarifas a clientes não vinculados. Por conseguinte, este método não assegura a recuperação dos custos do sistema em cada uma das actividades e não evita subsidiações cruzadas, não garantindo a estabilidade regulatória a médio prazo para todos os agentes, nem a igualdade de tratamento.</p> <p>No Regulamento Tarifário definem-se os proveitos associados a cada uma das actividades, nomeadamente, as que dizem respeito ao acesso às redes, estabelecendo-se as respectivas tarifas por actividade com estrutura aderente aos custos marginais, a imputar explicitamente ao SENV e que projectadas para as tarifas de venda a clientes finais orientarão os seus preços, garantido-se estabilidade regulatória a médio prazo para todos os agentes e fornecendo-se os sinais económicos adequados a uma utilização eficiente da energia eléctrica e dos recursos associados.</p> <p>A hipótese formulada pela EDP afigura-se adequada ao contexto norte-americano dos anos 80 que não ao actual contexto nacional.</p>

EDP – Electricidade de Portugal, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Potência tomada	<p>“Mesmo assumindo que o conceito da potência tomada reflecte os custos das redes mais a montante do ponto de ligação do cliente, por isso muito partilhadas, julga-se não ser de abdicar do actual conceito de potência máxima integrada por um período de 15 minutos, por continuar a ser essa potência, corrigida do respectivo factor de contribuição para a ponta, que condiciona o dimensionamento daquelas redes “mais a montante”. Com o estabelecimento da metodologia de cálculo apresentada neste documento o conceito acima referido pode ser estendido às tarifas de acesso.</p> <p>Acresce ainda que a hipótese de solução da ERSE tem subjacente o aspecto negativo do risco não controlável dos impactos indesejáveis sentidos por cada cliente.”</p>	<p>A introdução de um termo de potência contratada nas tarifas de uso de redes sensível à potência máxima que cada cliente deseja tomar, como por exemplo, a máxima potência média em intervalos de quinze minutos representa um incentivo ao controlo da capacidade com um mecanismo ex-post. A adopção deste termo de potência é justificada pelo facto dos custos correspondentes aos troços de rede periféricos previstos na expansão natural da rede, de utilização partilhada por um pequeno número de clientes próximos e cujo dimensionamento é directamente influenciado pela potência que cada um deseja receber, serem fundamentalmente condicionados pela potência máxima solicitada em qualquer momento.</p> <p>A existência de um termo de potência média em horas de ponta representa um incentivo à deslocação do consumo para horas fora de ponta. A adopção deste termo é também justificada pelo facto dos custos correspondentes aos troços de rede mais centrais de utilização comum, e cujo dimensionamento é directamente influenciado pela ponta da procura conjunta, serem fundamentalmente condicionados pelas potências médias em intervalos de tempo mais alargados e sincronizados com as horas de ponta.</p> <p>A consideração destes dois termos tarifários de potência no SEP e nas tarifas de uso das redes do SENV promove a equidade de tratamento entre clientes finais do SEP e clientes não vinculados.</p> <p>A redução dos impactes inerentes à alteração da estrutura tarifária é tratada de forma global por opção tarifária. A avaliação dos impactes sentidos por cada cliente poderá ser feita tendo por base informação sobre a distribuição dos clientes de cada opção tarifária por intervalos de potência tomada e de consumos de energia, informação já referida em documentos anteriores, nomeadamente, “Revisão da Estrutura Tarifária – 1ª fase”.</p>
Períodos horo-sazonais	<p>“No que respeita aos períodos sazonais, a proposta apresenta incongruência entre o conteúdo do texto introdutório e o clausulado do Regulamento porquanto, no primeiro refere a existência de dois períodos sazonais – Seco, de Novembro a Março e Húmido, de Maio a Outubro, tal como actualmente definidos e no segundo, nomeadamente no artigo 34º, estabelece quatro períodos trimestrais de entrega de energia eléctrica.”</p>	<p>Consideram-se quatro períodos de entrega por forma a poder repercutir os ajustamentos trimestrais relativos aos encargos variáveis de combustíveis nas tarifas de MT, AT e MAT. Naturalmente, os preços de energia em cada um destes trimestres devem reflectir a sazonalidade dos custos marginais de energia do semestre em que estão incluídos.</p>

EDP – Electricidade de Portugal, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Interruptibilidade	<p>“A metodologia de cálculo da tarifa interruptível, reformulada e implementada pela ERSE no início de 2001, tem tido como base a aproximação teórica pela qual, um cliente ao aderir a um contrato de interruptibilidade, permite ao SEP diferir investimentos em meios de produção de ponta, quantificados pela valia das Turbinas a Gás de Ciclo Simples (TGCS), com um determinado factor de desvalorização, para atender a uma eventual incompleta equiparação das opções interruptíveis às TGCS, nomeadamente em relação à opção Si2, em que a situação mais exigente é caracterizada por um pré-aviso de 1 hora, para uma interrupção de 4 horas.</p> <p>Pelas razões acima referidas, considera-se que este princípio de relacionamento do cliente com uma única entidade do SEP deve ser mantido, até porque, curiosamente, ele é apresentado na proposta para ser aplicado ao SENV.”</p>	<p>Assunto a enquadrar por proposta a apresentar pela REN ouvido o Distribuidor Vinculado, no que concerne às disposições técnicas e comerciais. Transitoriamente, mantém-se o regime de interruptibilidade em vigor.</p>
Facturação da energia reactiva	<p>“Esta proposta não altera o actual limiar de facturação de energia reactiva indutiva ($\text{tg } \varphi = 0,4$), que traduz uma situação pouco exigente na sinalização transmitida aos clientes para compensar a energia reactiva no seu local de consumo, e não referencia a metodologia de cálculo dos preços de energia reactiva. Julga-se haver necessidade de realizar estudos para verificar qual o grau de adequação do limiar.”</p>	<p>A facturação de energia reactiva constitui uma forma de fomentar a compensação local, pelo cliente do SEP ou do SENV que, caso o faça, verá a sua factura reduzida, possibilitando também a diminuição dos custos globais do sistema eléctrico, quer ao nível da minimização das perdas de energia nos troços periféricos das redes, quer ao nível do seu sobredimensionamento. É desejável que a compensação de energia reactiva seja feita localmente, uma vez que os custos associados com a compensação local, condicionados pelo preço dos condensadores ou outros equipamentos baseados em electrónica de potência, que começam a estar disponíveis, são bastante inferiores aos que resultam da compensação centralizada, realizada pelo distribuidor no interior da rede.</p> <p>Aguardam-se estudos por forma a melhorar o tratamento desta matéria.</p>
Integração das potências tomadas	<p>“A especificidade técnica da tracção eléctrica merece uma definição que lhe seja exclusivamente aplicável, nomeadamente a possibilidade de integração das potências tomadas em vários pontos de entrega de uma mesma linha de tracção do cliente, no pressuposto simplificador, de que a alimentação é feita por um mesmo “feeder”.”</p>	<p>A consideração da potência média em horas de ponta permite resolver de forma natural o problema referido, sendo esta integração acessível a qualquer cliente. Nota-se, no entanto, que as potências contratadas não são integradas.</p>
Facturação detalhada	<p>“Considera-se que a factura em vigor cumpre todos os requisitos legais e regulamentares aplicáveis, nomeadamente os elementos necessários para a completa informação do cliente, não se compreendendo por isso a proposta apresentada ao prever a explicitação das sub-componentes da tarifa, sob o título de factura detalhada.</p> <p>Esta opção, a ser mantida, para além de provocar custos importantes, criará uma certa complexidade informativa que, no limite, poderá traduzir-se numa desinformação do cliente.”</p>	<p>Foi criado um grupo de trabalho coordenado pela ERSE para analisar esta matéria e que contará com a colaboração das associações de consumidores e empresas do sector eléctrico.</p>

EDP – Electricidade de Portugal, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Ligações às redes	“As opções tomadas em relação a este tema conduzem a procedimentos complexos, onerosos e de difícil aplicação pelas empresas, não se vislumbrando vantagens relativamente à situação actual.”	<p>A experiência recolhida nos últimos três anos revelou a necessidade de melhorar a regulamentação aplicável às ligações às redes, designadamente nos seguintes aspectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Maior clareza e transparência das disposições regulamentares. • Compatibilizar e integrar as disposições regulamentares aplicáveis às ligações às redes, constantes do Regulamento de Relações Comerciais, Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações e contrato de concessão de distribuição em BT. • Introduzir maior equidade e reduzir a margem de discricionariedade na repartição dos encargos com o estabelecimento de ligações às redes. • Introduzir maior clareza e transparência na elaboração de orçamentos para a construção de ligações à rede. <p>Trata-se de matérias complexas e de difícil regulamentação. Por esta razão e pelo facto da informação disponível ser muito escassa, prevê-se a publicação de sub-regulamentação com base em propostas a apresentar pelas empresas. Espera-se que com a sub-regulamentação seja possível melhorar o entendimento e precisar a intenção da regulamentação aplicável às ligações às redes.</p> <p>Considerando que algumas das alterações propostas poderão ter tempos de operacionalização relativamente longos, ficou estabelecido que as disposições aplicáveis às ligações às redes entrarão em vigor somente em 1 de Julho de 2002.</p>
Custos adicionais de 2000	“Tendo este ónus sido criado em 2000 por todos os clientes que se encontravam no SEP, incluindo os que se foram transferindo para o SENV, e no momento em que a liberalização vai permitindo a transferência a um número que cada vez mais alargado de clientes, entende-se que a recuperação desta situação deveria ser efectuada através de uma tarifa a ser paga por todos os clientes (SEP e SENV), por exemplo a UGS, e com o impacto diluído ao longo dos três anos do período regulatório.”	As regras de repercussão dos desvios nas tarifas definidas para o primeiro período regulatório que agora termina, já haviam sido contempladas no Regulamento Tarifário em vigor, pelo que serão mantidas. Além disso, era igualmente do conhecimento quer das empresas quer dos clientes que no final de 2001 seriam definidas novas condições de elegibilidade. Recorde-se que os clientes que aderiram ao SENV em 2001 não beneficiaram da repercussão dos excedentes pagos em 1999.

**FENACOOP – FEDERAÇÃO NACIONAL DAS COOPERATIVAS DE
CONSUMO**

FENACOOOP – Federação Nacional das Cooperativas de Consumidores		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Siglas e definições	“Uma das formas de facilitar a leitura de um texto deste tipo é a de apresentar previamente um glossário, o mais completo possível, não temendo mesmo ser redundante. (...) todos eles mereceriam uma revisão no artigo denominado “Siglas e definições” (...) E isto acontece em todos os projectos em apreço.”	É reconhecida por todos a complexa e vasta terminologia própria do sector eléctrico. Todavia, a ERSE considera que a inclusão de um glossário extenso em cada um dos regulamentos não constitui a melhor solução para a compreensão dos respectivos conteúdos. Neste sentido, para cada regulamento foi seleccionado um conjunto de definições e siglas mais frequentemente utilizados, transferindo para o corpo do artigo que trata um determinado assunto a sua definição. Paralelamente encontra-se em preparação um glossário para o sector eléctrico, visando facilitar o acesso e compreensão de toda a regulamentação da responsabilidade da ERSE.
Princípios gerais	“Também seria da maior utilidade que em diversos pontos dos regulamentos onde se enumeram os princípios gerais se destacasse a prioridade da “salvaguarda do interesse público”.	Artigos alterados em conformidade com a proposta.
Contrato de fornecimento de energia eléctrica	“Quanto a contratos, o novo RRC propõe-se aceitar outras formas de celebração de contrato de fornecimento sem estarem definidas. Mas o mais grave ainda é o facto de parecer contrariar o actual regime de cláusulas contratuais.”	O texto deste artigo sofreu ligeiras alterações, designadamente quanto às formas de celebração do contrato, de modo a torná-lo menos abrangente quanto às formas e compatível com as regras estabelecidas no Decreto-Lei n.º 143/2001, de 26 de Abril, relativo a contratos celebrados à distância. A aplicação deste diploma teve de considerar especificidades próprias do contrato de fornecimento de energia eléctrica, de que são exemplo a iniciativa por parte do consumidor, pois é ele que solicita o fornecimento, o carácter essencial deste serviço e a própria duração do contrato para os clientes em BTN. A iniciativa do consumidor em contratar e o ónus do distribuidor quanto à prova da recepção das condições contratuais são, desde logo, em nossa opinião, duas situações que impedem o valor negativo que é normalmente atribuído ao silêncio como declaração negocial e que face à primeira destas situações não existe.
Prazo de pagamento das facturas	“O tratamento discriminatório dos clientes em BTN no que respeita a prazos de pagamento.”	O tratamento diferenciado deve ser enquadrado na duração do próprio contrato de fornecimento com os clientes de BTN – 1 mês, comparativamente à duração de 1 ano para os restantes clientes.

FENACOOOP – Federação Nacional das Cooperativas de Consumidores		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Dupla medição	“Percebe-se mal porque não poderá ser efectuada por conta do cliente em BT interessado um equipamento idêntico ou de características superiores ao existente para efeitos de dupla medição. O art. 61.º do RRC parecia admitir essa dupla medição quando citava o ajuste obrigatório (...) Esta alínea foi suprimida (...)”	<p>Importa começar por esclarecer que a possibilidade de dupla medição em BTN não estava prevista no RRC publicado em 1998. O novo regulamento manteve o disposto no anterior regulamento.</p> <p>A instalação de um segundo equipamento para dupla medição nas instalações dos clientes de BTN levanta duas questões de natureza operacional:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dificuldades, por razões de falta de espaço, para instalar um segundo equipamento. • Dificuldades em considerar as medidas dos dois equipamentos para efeitos de facturação. <p>Refira-se que os equipamentos de medição estão sujeitos ao cumprimento da legislação aplicável ao controlo metrológico, que prevê a sua substituição periódica.</p>
Contrato de fornecimento de energia eléctrica	“(art. 99.º - duração do contrato) – O ponto 3 precisa de clarificação. Refere-se a clientes sazonais? (...) No RRC o art. 122.º a “Religação após cessação de contrato” era regulada. Foi eliminada, porquê?”	Nos termos do artigo 122.º do actual RRC, o pedido de religação, pelo mesmo cliente, antes de decorridos 12 meses sobre a cessação do contrato anterior, determina que o segundo contrato passe a ter como duração mínima 1 ano, bem como o pagamento de uma taxa de religação destinada a cobrir os encargos desta resultantes. Esta medida teve como objectivo evitar comportamentos abusivos dos clientes que, também por razões de consumo sazonal, poderiam optar pela cessação e celebração sucessivas de contratos de fornecimento para o mesmo local. Actualmente, além do número de taxas de religação cobradas não ser significativo, a ERSE considera que a prevenção dos referidos abusos parece ser alcançada com a duração mínima do contrato em 1 ano, transferindo-se esta regra para o artigo que tem por epígrafe a duração do contrato.
Interrupção do fornecimento	“(art. 103.º - alteração da informação) – O ponto 3 do art. 118.º do actual RRC prevê a interrupção do fornecimento por incumprimento das obrigações do cliente. Porque foi eliminado, nesta versão?”	A ERSE considera que a interrupção do fornecimento de energia eléctrica é uma penalização excessiva para uma infracção desta natureza, por isso entendeu suprimi-la.
Caução	“(art. 107.º - devolução da caução) – Achamos o prazo previsto exagerado. Parece-nos que um ano seria suficiente.”	Passada a fase de devolução das cauções anteriores, a caução só pode ser exigida nos casos de incumprimento contratual imputável ao cliente. Nestas circunstâncias, parece-nos justo e razoável a manutenção de um prazo de 2 anos, findo o qual a situação continuada de cumprimento determinará a devolução da caução.

FENACOOOP – Federação Nacional das Cooperativas de Consumidores		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Pagamento das facturas	“Não vemos razão para usar de discriminação em relação aos clientes em BTN em casos de mora.”	A quantia mínima em caso de mora aplicável aos clientes em BTN destina-se a cobrir exclusivamente os custos administrativos provocados pelo atraso de pagamento. A cobrança de juros de mora é a regra aplicável a todos. No entanto, para o caso dos clientes em BTN, os valores resultantes da aplicação da regra ficariam muito aquém dos custos provocados pela mora, repercutindo-se nos restantes clientes, sendo que existe uma percentagem significativa de atrasos de pagamento neste tipo de clientes.
Abertura de mercado	“Será que esta liberalização poderá ou não prejudicar seriamente o equilíbrio do SEP? Não seria mais prudente uma liberalização faseada? Não será que esta liberalização vai ser paga, afinal, pelos clientes que não podem deixar de estar vinculados.”	A abertura de mercado insere-se no âmbito das propostas de aceleração da liberalização preconizadas pela União Europeia, em que se perspectiva a liberalização total dos mercados eléctricos num horizonte de 4/5 anos. O actual grau de abertura de mercado é de aproximadamente 33%, valor próximo do mínimo exigido pela União Europeia – 30,27%. Existem actualmente 35 clientes não vinculados, cujo consumo anual representa 2,1% do consumo total nacional. As condições objectivas de desenvolvimento da oferta no SENV não fazem prever no curto prazo, uma deslocação substancial de consumos do SEP para o SENV. Importa, no entanto, que sejam os agentes económicos mais sensíveis ao custo da energia eléctrica, independentemente da sua dimensão, a poder beneficiar das vantagens da liberalização.
Adesão ao SEP	“(art. 199.º - pré-aviso para adesão ao SEP de clientes não vinculados) – Gostaríamos de saber a justificação deste prazo de um ano.”	O prazo de um ano para o pré-aviso de adesão ao SEP é justificado pelo facto de estarmos perante um sistema sujeito a planeamento centralizado. Recorde-se que os planos de expansão do sistema electroprodutor do SEP são aprovados de dois em dois anos pelo Ministro da Economia. Contribuem para justificar o prazo de um ano os tempos de construção, normalmente elevados, de infraestruturas eléctricas, designadamente de produção de energia eléctrica. Importa referir que, caso o SEP disponha de capacidade, os clientes não vinculados podem ser abastecidos pelo SEP antes de decorrido o pré-aviso.

INSTITUTO DO CONSUMIDOR

Instituto do Consumidor		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Conceito de consumidor	<p>“(…) falta de rigor na terminologia adoptada para identificar o consumidor residencial final (…)”</p> <p>“(…) a designação a adoptar deve ser a que está de acordo com a lei de defesa do consumidor: consumidor doméstico. Pensamos ser esta a altura própria para o RRC individualizar as relações de consumo, dado que os mais de cinco milhões de clientes são sujeitos a vários tipos de excepção, muito menos favoráveis (…)”</p>	<p>A ERSE considera que o conceito de consumidor no seu sentido técnico-jurídico será sempre o que decorre da lei de defesa do consumidor. No âmbito do sector eléctrico, consumidor é genericamente entendido como todo aquele que adquire energia eléctrica para utilização própria (pessoal ou profissional). Neste contexto, na proposta de RRC optou-se por uniformizar todos os consumidores pela figura de cliente. A diferenciação dos clientes em função do nível de tensão e não do uso que é destinado à energia eléctrica tem em conta uma Recomendação Europeia (81/924/CE, do Conselho Europeu, de 27 de Outubro de 1981), nos termos da qual as categorias de consumidores não podem ser definidas em função da utilização que é dada à energia eléctrica. As excepções atribuídas, designadamente aos clientes em BTN, são determinadas pelas suas diferenças, também favoravelmente quando decorrem, por exemplo, de obrigações de serviço público.</p>
Conceito de serviço universal	<p>“(…) justifica-se a definição clara do âmbito do serviço universal e das obrigações dele decorrentes, não só porque este conceito envolve flexibilidade de parâmetros a nível internacional mas por razões de primeira importância em termos de Política Pública.”</p>	<p>Serviço público, serviço público essencial, serviço universal e serviço de interesse geral são conceitos cuja delimitação não é uniforme, nem pacífica, mesmo ao nível da doutrina e jurisprudência comunitárias. No âmbito do sector eléctrico, a Directiva comunitária 96/92/CE, de 19 de Dezembro de 1996, relativa ao mercado interno de electricidade prevê expressamente 5 categorias de obrigações de serviço público (segurança, incluindo do abastecimento, regularidade, qualidade e preço do fornecimento e protecção do ambiente). Por sua vez, a legislação habilitante da regulamentação do sector eléctrico português prevê a divisão do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) em 2 subsistemas – Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e Sistema Eléctrico Independente (SEI), incluindo dentro deste último o SENV. Deste modo, a ERSE considerou mais correcto e adequado reproduzir as referidas obrigações de serviço público previstas para o sector eléctrico, especificando e concretizando ao longo do próprio RRC princípios e obrigações que caracterizam a essencialidade do fornecimento de energia eléctrica.</p>

Instituto do Consumidor		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Contrato de fornecimento de energia eléctrica	“No que respeita ao contrato de fornecimento de energia eléctrica é feita referência de que com os consumidores podem ser celebradas outras formas de contrato, não se explicando quais. Num bom princípio de segurança jurídica e de protecção do consumidor devem ser definidas essas outras formas.”	O texto deste artigo foi sujeito a ligeiras alterações, de modo a torná-lo menos abrangente quanto às formas de celebração admitidas. Em rigor, podemos falar apenas em duas formas: escrita e consensual. Por sua vez, a abertura a outras formas pretendida refere-se em particular ao uso do telefone, já que a celebração de contratos pela Internet e correio electrónico tem por subjacente a forma escrita, com aplicação das regras estabelecidas para a assinatura digital. Assim sendo, pareceu-nos mais correcto não precisar este meio e limitar a outra forma ao legalmente admitido com posterior suporte durável.
	“Ainda no âmbito do contrato com consumidores atribui-se ao silêncio valia contratual de adesão às condições gerais e particulares (se o consumidor nada declarar no prazo de 15 dias após a recepção das referidas condições). Este tipo de procedimento, quando aplicado aos SPE, está normalmente rodeado de algumas garantias, dado atribuir-se eficácia à não acção do consumidor. Propomos a melhor clarificação da norma do regulamento tendo em conta de que o prazo se deve iniciar após a efectiva recepção do contrato (...) e que o ónus da prova deve pertencer sempre exclusivamente à entidade distribuidora. Veja-se ainda o prazo, que noutro tipo de contratos comerciais é mais dilatado”.	Considerando que a iniciativa em contratar pertence neste caso ao consumidor, julgamos que não podemos falar rigorosamente no silêncio como declaração negocial. Todavia, também não podemos descurar a existência de um contrato com contornos idênticos ao contrato celebrado a distância, pelo que, procurámos reformular este artigo com base em algumas regras previstas no Decreto-Lei n.º 143/2001, de 26 de Abril, tendo em conta as especificidades do contrato de fornecimento de energia eléctrica e no caso dos clientes em BTN a própria duração do mesmo.
Pagamento das facturas	“(…) considera-se que, a manter-se um prazo de pagamento discriminatório (art.136.º), deve-se criar a obrigação para o distribuidor de apresentação da factura de 25 a 30, com a exigência de pagamento entre os dias 1 e 10 do mês seguinte (...)”	Alterar o prazo e os procedimentos inerentes à calendarização da apresentação das facturas envolve custos que parecem não compensar, nesta fase, o objectivo pretendido. O tratamento diferenciado deve ser enquadrado na duração do próprio contrato de fornecimento com os clientes de BTN – 1 mês, comparativamente à duração de 1 ano para os restantes clientes.
	“Note-se que o relaxe do consumidor continua a merecer tratamento discriminatório face aos outros clientes (art. 137.º)”.	Esta quantia mínima destina-se a cobrir exclusivamente os custos administrativos provocados pelo atraso de pagamento. A cobrança de juros de mora é a regra aplicável a todos. No entanto, para o caso dos clientes em BTN, os valores resultantes da aplicação da regra ficariam muito aquém dos custos provocados pela mora, repercutindo-se nos restantes clientes, sendo que existe uma percentagem significativa de atrasos de pagamento neste tipo de clientes.

REN – REDE ELÉCTRICA NACIONAL, S.A.

REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Recuperação dos Encargos de Energia e Potência	<p>“Embora a estrutura de custos de Aquisição de Energia Eléctrica seja maioritariamente composta pelos encargos de potência dos Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica — cujo montante não depende da produção efectiva das centrais, mas sim da disponibilidade destas e ainda de variáveis macro-económicas exógenas (fundamentalmente a inflação e as taxas de juro) — a componente variável, composta essencialmente pelos encargos de combustível, depende significativamente da procura dos clientes do SEP.</p> <p>A proposta de revisão da ERSE não promove, assim, a eficiência económica ao colocar riscos opostos de desvio de quantidade sobre a REN e sobre a Distribuição. Se o consumo for maior que o previsto, a Distribuição ficará, relativamente à componente de aquisição de energia eléctrica, com um “excesso” de proveitos, enquanto a REN ficará com um “excesso” de custos, passando-se o inverso para desvios de consumo de sinal contrário.</p> <p>Ganhar-se-á eficiência económica se for efectuado o “hedging” destes riscos opostos entre a REN e a Distribuição. A forma prática de resolver a questão pode ser a de a componente variável de encargos de energia passar a ter um termo aditivo (ou substractivo), proporcional ao desvio mensal do consumo SEP satisfeito pela REN. A constante de proporcionalidade mais adequada para o efeito parece ser o custo marginal (de curto-prazo) de aquisição de energia eléctrica previsto, calculado consistentemente com os encargos variáveis correspondentes às quantidades pressupostas. O sinal económico contido nestes custos marginais permitiria, também, uma mais adequada gestão por parte da Distribuição da sua “parcela livre”.</p> <p>Este ajuste constituiria uma importante melhoria da presente proposta de revisão do Regulamento Tarifário.”</p>	<p>A ERSE entendeu aceitar esta proposta da REN por considerar que ela representa uma melhoria face à actual proposta. Com efeito a introdução de uma parcela a adicionar ao valor dos encargos variáveis de energia a facturar mensalmente à distribuição proporcional ao desvio mensal do consumo do SEP permite, por um lado, dissociar os ajustes devidos a diferenças nas quantidades de energia eléctrica fornecidas dos ajustes devidos a diferenças no custo dos combustíveis e por outro lado, reduzir o valor do ajuste trimestral pelo facto de o ajuste devido às quantidades ser aplicado mensalmente.</p>

REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Mecânica de repercussão de desvios	<p>“A incerteza associada aos custos de aquisição de energia eléctrica, particularmente no que respeita aos custos dos combustíveis, tem provocado uma grande pressão na gestão financeira da REN.</p> <p>A proposta parece poder delimitar, com significado, o risco financeiro suportado pela REN no âmbito da Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, ao transmitir trimestralmente, embora com dois trimestre de atraso, parte dos desvios dos preços dos combustíveis. Este mecanismo poderia ser melhorado, não repercutindo apenas os desvios do trimestre anterior, mas actualizando também a previsão dos encargos variáveis futuros.</p> <p>Contudo, não podemos deixar de insistir, não ver razão para que os restantes desvios continuem a ser repercutidos com dois anos de atraso. É possível calcular um desvio provisório, estimado no terceiro trimestre de cada ano, a ser substituído pelo desvio definitivo um ano mais tarde. Mesmo para os clientes de baixa tensão será lógico aproximar no tempo os momentos de origem e repercussão dos desvios.”</p>	<p>Considerou-se que os ajustes trimestrais, com a alteração preconizada no ponto anterior, são suficientes para cobrir o risco financeiro da REN relativo à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica.</p> <p>O desfazamento dos ajustamentos passa a ser de 1 ano, calculados com base em valores provisórios, sendo recalculados no ano seguinte com base nos valores verificados.</p>
Fórmulas Regulatórias e Repartição de Custos (1ª parte)	<p>“Na fórmula de proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema (GGS) parece estar omitida a quantidade “CAE^{UGS}”, que é deduzida aos proveitos da Aquisição de Energia Eléctrica, omissão que parece existir já no regulamento em vigor.”</p> <p>“O actual procedimento de debitar à REN todos os custos de aquisição a Produtores em Regime Especial (PRE’s), refacturando a REN à Distribuição as correspondentes quantidades, por aplicação da tarifa de energia e potência, apresenta-se como uma prática que obriga a procedimentos morosos e complexos. Parecer-nos-ia preferível que o sobrecusto de PRE’s, no que respeita aos que são pagos directamente pela Distribuição, fosse aí evidenciado e directamente debitado à actividade GGS da REN.”</p> <p>“A ERSE propõe que os contratos de interruptibilidade passem a ser assumidos pela REN, caducando, no início do próximo ano, todos os contratos, posteriores à entrada em vigor do actual regulamento tarifário. O novo regime de interruptibilidade seria proposto pela REN no manual de procedimentos do Agente Comercial do SEP. Os custos para a REN do novo regime de interruptibilidade seriam recuperados com atraso de dois anos.</p> <p>Não conseguimos ver qualquer razão para que os custos previstos de interruptibilidade não sejam incluídos <i>ex ante</i> nos proveitos autorizados.</p>	<p>A parcela omitida foi inserida na fórmula respectiva do Regulamento Tarifário.</p> <p>A ERSE entende que por enquanto se deve manter o actual regime de facturação dos PRE assim como o mecanismo de cálculo do sobrecusto a imputar à UGS. A proposta da REN implicaria que o cálculo do sobrecusto passasse a ser mensal e passasse a ser da responsabilidade da EDP Distribuição. Mesmo que os valores pudessem vir a ser ajustados anualmente, não nos parece oportuno alterar esta situação. Julgamos no entanto, que esta será uma solução possível no futuro, quando o equipamento de contagem e os procedimentos de leitura e facturação forem uniformes e adequados à nova situação.</p> <p>Com o regime de interruptibilidade agora proposto, não nos parece possível que a REN possa prever <i>a priori</i> quais os contratos que irão ser celebrados nem quais os custos associados. Com efeito, pretende-se que a REN defina anualmente a quantidade de potência interruptível que pretende contratar deixando que o mercado venha a definir os preços. Só <i>a posteriori</i> é possível conhecer os custos inerentes à interruptibilidade.</p>

REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Fórmulas Regulatórias e Repartição de Custos (2ª parte)	<p>Esta matéria não deveria ser relegada para um manual de procedimentos, apenas vocacionado para definir o modo de executar operações, antes pelo contrário deveria ser incluída em regulamento com os correspondentes princípios orientadores.”</p> <p>“Para além destes aspectos, a REN não dispõe, no horizonte do início de aplicação dos novos regulamentos, de uma estrutura operacional susceptível de se poder relacionar directamente com estes clientes da Distribuição. A REN não está em condições de aceitar, para já, esta nova responsabilidade, quer no aspecto contratual, quer no aspecto de Gestor do Sistema, com contacto directo com estes clientes. Pensamos que deveria ser adiada a transferência para a REN destas responsabilidades, com a dilação necessária à preparação de estruturas para assunção desta nova função.”</p> <p>“A ERSE propôs que os custos correspondentes a fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal, relativos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, passassem a ser custos acordados que ficariam “fechados” durante todo o período regulatório. A REN pensa que, pela experiência recente e pelo período de aprofundamento da liberalização que se avizinha, é cedo para encarar uma tal proposta, pois a política de manutenção da rede encontra-se em redefinição, tendo em atenção os padrões de segurança da rede de transporte que se pretendem atingir.”</p>	<p>Esta matéria será incluída no Regulamento de Relações Comerciais em 2002, na sequência da proposta a apresentar à ERSE pela entidade concessionária da RNT, até Março desse ano.</p> <p>O novo regime de interruptibilidade entrará em vigor em Janeiro de 2003.</p> <p>A ERSE aceita a sugestão da REN para que todos os custos relacionados com a actividade de transporte de energia eléctrica sejam aceites em base anual.</p> <p>Com esta proposta de “contratar” alguns custos pretendia-se, por um lado, aligeirar a regulação baseada na aceitação de custos, dando à empresa maior responsabilidade pela sua gestão operacional, e por outro lado, dar-lhe incentivos a uma boa gestão permitindo-lhe internalizar os ganhos obtidos. Julgamos ser esta uma forma de regulação mais moderna e mais adequada a empresas que pretendem ser geridas com autonomia, sendo desejável que possa ser aplicada no próximo período de regulação.</p>
Estrutura das tarifas de acesso às redes e de venda de energia a clientes finais (1ª parte)	<p>“Contudo, sob o ponto de vista de estruturas tarifárias, não foram ainda criadas, nesta proposta, as tarifas únicas de acesso por nível de tensão, integrando todos os custos de montante. É esta a prática que tem sido seguida em países que se encontram em estádios de liberalização superiores ao de Portugal.”</p>	<p>A proposta de revisão dos regulamentos prevê que as tarifas das actividades a aplicar aos clientes não vinculados pelo acesso às redes são convertidas para os vários níveis de tensão. A tarifa única de acesso resultará da soma aritmética das tarifas convertidas mencionadas. No documento justificativo das tarifas a aplicar em cada ano, apresentar-se-ão estas tarifas únicas de acesso.</p>

REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Estrutura das tarifas de acesso às redes e de venda de energia a clientes finais (2ª parte)	<p>“A criação de tarifas únicas de acesso poderia permitir que estas pudessem ser simultaneamente consistentes com as tarifas globais de venda a clientes finais do SEP e economicamente eficientes no equilíbrio SEP/SENV, caso as tarifas de acesso passassem a ser calculadas subtraindo às tarifas de clientes finais os custos evitados pela transição entre o SEP e o SENV. Sendo a tarifa de energia e potência superior aos custos evitados pela referida transição, podemos concluir que o actual sistema tarifário é economicamente ineficiente no equilíbrio SEP/SENV.”</p>	<p>A proposta apresentada pela entidade concessionária da RNT não contempla uma metodologia que estabeleça conjuntamente as tarifas de venda a clientes finais do SEP e as tarifas a clientes não vinculados. Por conseguinte, este método não assegura a recuperação dos custos do sistema em cada uma das actividades e não evita subsidiação cruzadas, não garantindo a estabilidade regulatória a médio prazo para todos os agentes, nem a igualdade de tratamento.</p> <p>No Regulamento Tarifário definem-se os proveitos associados a cada uma das actividades, nomeadamente, as que dizem respeito ao acesso às redes, estabelecendo-se as respectivas tarifas por actividade com estrutura aderente aos custos marginais, a imputar explicitamente ao SENV e que projectadas para as tarifas de venda a clientes finais orientarão os seus preços, garantido-se estabilidade regulatória a médio prazo para todos os agentes e fornecendo-se os sinais económicos adequados a uma utilização eficiente da energia eléctrica e dos recursos associados.</p> <p>A hipótese formulada pela REN afigura-se adequada ao contexto norte-americano dos anos 80 que não ao actual contexto nacional.</p>
Estrutura das tarifas de acesso às redes e de venda de energia a clientes finais (3ª parte)	<p>“Para o conseguir, dada a dificuldade de somar potências máximas não simultâneas, a proposta substituiu, até ao nível da baixa tensão “especial” a “potência tomada”, entendida até ao momento como a maior potência mensal média de quinze minutos, pela potência média em horas de ponta, sendo que o número anual de horas de ponta é de cerca de 1100. Não obstante, continuou-se a designar esta potência por “potência tomada”.</p> <p>É fácil demonstrar que este procedimento é perfeitamente equivalente a criar um adicional à tarifa de energia de horas de ponta. Temos sérias dúvidas quanto à possibilidade desta estrutura, de que não conhecemos similar, poder conter os sinais económicos adequados, para que, os consumidores, particularmente os industriais, possam tomar decisões globalmente eficientes na gestão do seu diagrama de cargas.”</p>	<p>Aceita-se o comentário da entidade concessionária da RNT passando a designar-se a potência tomada por potência em horas de ponta.</p> <p>A existência de um termo de potência média em horas de ponta representa um incentivo à deslocação do consumo para horas fora de ponta. A adopção deste termo é também justificada pelo facto dos custos correspondentes aos troços de rede mais centrais de utilização comum, e cujo dimensionamento é directamente influenciado pela ponta da procura conjunta, serem fundamentalmente condicionados pelas potências médias em intervalos de tempo mais alargados, nomeadamente, em horas de ponta e não em qualquer momento como estabelecido no actual Regulamento.</p> <p>Por forma a dar-se um incentivo ao controlo da capacidade com um mecanismo <i>ex-post</i> será introduzido um termo de potência contratada nas tarifas de uso da rede de transporte sensível à potência máxima de cada ponto de entrega, como por exemplo, a máxima potência média em intervalos de quinze minutos.</p>

REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Estrutura das tarifas de acesso às redes e de venda de energia a clientes finais (4ª parte)	“A tarifa de transporte, cuja actual estrutura já é bastante desadequada, passa a ter como única variável de facturação, para além da componente de energia reactiva, a potência média mensal em horas de ponta. Julgamos que deveria ser repensada esta proposta de estruturas aditivas.”	A adopção deste termo tarifário nas tarifas de uso da rede de transporte, por sugestão da REN, conduz à sua consideração nas tarifas de venda a clientes finais em MAT, tendo em vista a equidade de tratamento entre clientes finais do SEP e clientes não vinculados.
Criação de um Plano de Promoção da Qualidade Ambiental	“A ERSE entendeu propor a criação de mecanismos regulatórios destinados à promoção da qualidade do ambiente sugerindo à REN a apresentação de um “Plano de Promoção da Qualidade Ambiental” para cada uma das três actividades reguladas. Pela proposta em análise, os custos ambientais relevados no referido plano seriam recebidos pela REN apenas dois anos mais tarde, dependentes da apresentação do correspondente relatório de execução. Julgamos impossível recusar a aceitação dos custos decorrentes do cumprimento da legislação ambiental em vigor. Não vemos qualquer justificação para que esses custos não sejam aceites <i>ex ante</i> baseados em valores previsionais, tal como são os restantes custos.”	Os custos relacionados com os planos de promoção da qualidade do ambiente são aceites <i>a posteriori</i> com base nos investimentos realmente efectuados e nos custos verdadeiramente incorridos pelas empresas, porque se considera que os consumidores de energia eléctrica só devem pagar por estas acções a partir do momento em que estão a usufruir das vantagens anunciadas nos planos. Está previsto que a estes custos seja aplicada uma taxa de juro que compense integralmente a empresa pelo atraso no recebimento. Afigura-se que a solução é justa porque por um lado, os clientes só pagam aquilo de que usufruem, e por outro lado, as empresas são totalmente ressarcidas dos seus custos.
Relacionamento Comercial entre o SEP e o SENV	“A ERSE propõe a manutenção do esquema que consta no regulamento de Acesso às Redes e Interligações, em vigor, baseado em contratos bilaterais físicos e mercado de ofertas. Mantém-se a figura da declaração anual de venda e compra, que a REN propôs que fosse eliminada (artigos 222º e 225º), por se mostrar desadequada à evolução entretanto havida.”	A proposta foi considerada.

REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Contrato de garantia de abastecimento	<p>“A ERSE pretende que a REN manifeste disponibilidade para celebrar contratos de garantia de abastecimento, mas não quer que a potência garantida seja tida em conta nos Planos de Expansão do SEP.</p> <p>Assim a REN para garantir potência dos seus excedentes de energia (que são sazonais e dependentes da hidraulicidade) ficaria com problemas em comercializar esses excedentes nos mercados de ofertas. Não se pode vender a mesma potência duas vezes, porque quando os contratos de garantia fossem accionados, a REN não teria como os satisfazer.</p> <p>A simples venda de garantia de potência afigura-se como um mau negócio em comparação com a venda dessa potência e energia nos mercados, ou em contratos bilaterais.</p> <p>Uma alternativa seria introduzir um conceito de garantia de potência no Mercado de Ofertas em Portugal. Quem comprasse pagava e assim a REN teria um incentivo a vender no mercado de ofertas, porque receberia garantia de potência. Seria uma forma de favorecer a liquidez no mercado de ofertas.</p> <p>Sem a introdução deste conceito de garantia de potência no Mercado de Ofertas, uma vez perdida a noção de bilateralidade, o SENV estará a utilizar reserva parada do SEP sem a pagar, já que a tarifa UGS é suposto conter apenas os custos da reserva girante mínima.</p> <p>O mais provável é que a garantia de potência interesse a produtores não vinculados e agentes externos. Neste caso, garantir potência é equivalente a aumentar a reserva secundária do sistema, para fazer face a falhas desses produtores, não entrando em desvio na interligação com Espanha. Deve ficar claro que a menos que o agente tenha celebrado contrato de garantia de potência com a REN, o Gestor de Sistema não tem que fazer reserva, para além da reserva girante, a contar com PNVs ou agentes externos.”</p>	<p>A oferta de contratos de garantia de abastecimento deve ser enquadrada no plano de expansão do sistema electroprodutor do SEP e conjugada com a oferta de contratos de interruptibilidade.</p>
Gestão da Parcela Livre da Distribuição	<p>“Para além da indicação ao ACS das quantidades de energia e potência a adquirir no âmbito da parcela livre, o Distribuidor Vinculado deveria igualmente ser obrigado a comunicar diariamente as quantidades para o dia seguinte, a fim de possibilitar a elaboração de uma estimativa da potência requerida às centrais do SEP.”</p>	<p>O Distribuidor Vinculado passa a estar obrigado a comunicar ao Agente Comercial do SEP as quantidades que adquire no SENV com periodicidade semanal, para cada um dos dias da semana seguinte.</p>
Gestão de desvios	<p>“A definição de desvios aparece agora de forma diferente, permitindo agregação por fornecedor, no caso de contratos bilaterais físicos. Tal conceito não é no entanto estendido ao sistema de ofertas, o que não tem lógica e desincentiva a adesão a este mercado.</p> <p>Caso fosse como proposto, continuaria a levantar-se o problema do relacionamento directo entre a REN e os Clientes Não Vinculados.”</p>	<p>A generalização do conceito de agregação dos desvios foi integrada no texto final.</p>

REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Co-geradores e entidades por eles abastecidas através das redes do SEP	“O âmbito de aplicação do RARI inclui os co-geradores e as entidades por eles abastecidas através das redes do SEP, nos termos previstos no artigo 8º do Decreto-Lei nº 538/99 de 13 de Dezembro. Esta inclusão é importante e clarificadora, mas não encontra paralelo no RRC, cujo âmbito deveria igualmente incluir essas entidades para efeitos de aplicação das respectivas disposições.”	A harmonização proposta foi integrada no texto final.
Auditorias à funções Gestor de Sistema, Gestor de Ofertas e Agente Comercial do SEP	“A ERSE propõe a obrigatoriedade de realização de auditorias internas anuais às funções GS, GO e ACS, por parte da concessionária da RNT, devendo os resultados ser enviados ao regulador. Não se considera necessário modificar a actual situação, em que a realização de auditorias é determinada pela ERSE, que dispõe dos instrumentos regulamentares para esse efeito.”	As auditorias internas apresentam um conjunto de vantagens relativamente às auditorias realizadas por entidades externas, designadamente: <ul style="list-style-type: none"> • Potenciam o desenvolvimento de estratégias integradas de gestão da qualidade. • Permitem o efectivo envolvimento dos meios humanos afectos a cada função da RNT, designadamente na explicitação de critérios e procedimentos adoptados. • Permitem a identificação de áreas de melhoria no desenvolvimento das competências atribuídas a cada função. Refira-se que no âmbito da qualidade de serviço, o regulamento respectivo já prevê, no seu artigo 50.º, a realização de auditorias internas aos sistemas e procedimentos de recolha e de registo da informação sobre qualidade de serviço, bem como às metodologias e critérios utilizados no cálculo dos indicadores de serviço. A ERSE considera que o tempo de preparação para a realização das auditorias internas é relativamente longo, pelo que procederá à alteração do artigo 15.º do Regulamento de Relações Comerciais no sentido de estabelecer que a apresentação dos resultados referidos no número 3 seja obrigatória somente a partir de 2003.
Relacionamento entre a concessionária da RNT e os Clientes não Vinculados	“O processo de Acesso às Redes e de Adesão ao Sistema de Ofertas não segue a mesma filosofia. A junção do acordo de acesso às redes com a adesão ao sistema de ofertas contraria o princípio de que a concessionária da RNT não deve ser dotada de estruturas para um relacionamento directo com os clientes, excepto nos casos em que estes optem por um acesso individual ao Sistema de Ofertas.”	No texto final separaram-se os acordos. A relação com o Gestor de Ofertas é assegurada pelo fornecedor, excepto no caso de algum cliente pretender ter relação directa com o Gestor de Ofertas, e o Acordo de Acesso é celebrado entre os agentes do SENV e o Distribuidor Vinculado.
Definição de Agente Externo	“A inclusão dos Agentes Externos no âmbito do RARI, como “entidades externas ao SEN que pretendam fornecer energia eléctrica a entidades do SENV” é demasiado restritiva. Só considera os casos de venda ao SENV, não incluindo os de compra ao SENV.”	A proposta apresentada foi integrada no texto final.

REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Falha de disponibilidade	“O conceito de falha de disponibilidade de um fornecedor associado à emissão em tempo real de pré-aviso de corte para os clientes por ele abastecido, num cenário de numerosos clientes de pequena dimensão, torna-se impraticável. Esta situação é agravada pela necessidade de diferenciar os casos em que o cliente (ou o produtor) dispõe de garantia de abastecimento. Semelhante dificuldade ocorrerá se a falha de disponibilidade for apenas parcial e não obrigar à interrupção de todos os consumos associados ao fornecedor, o que obrigaria a dispor de uma “ordem de mérito” por fornecedor, variável com a alteração da carteira de clientes.”	O texto final do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações clarifica o conceito de falha de disponibilidade de um fornecedor e as regras a aplicar quando esta situação ocorra.
Liquidação de trocas na interligação	“As disposições relativas às situações de trocas nas interligações deveriam ser mais claras, designadamente quanto às tarifas, desvios e coeficientes de perdas a aplicar aos diferentes cenários possíveis.”	A proposta apresentada foi integrada no texto final.
Capacidade de interligação	“O Art.º 16º do RARI estabelece a aprovação da capacidade anual de interligação pela ERSE. Considera-se inadequada esta disposição que atribui ao regulador a faculdade de aprovar valores decorrentes de estudos técnicos, baseados em regras e critérios que, esses sim, devem estar sujeitos à sua aprovação.”	A proposta apresentada foi integrada no texto final.

SIDERURGIA NACIONAL

Siderurgia Nacional		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
Revisão de preços trimestral	“Em nosso entender não é justificado proceder a ajustamentos de preços com intervalos tão curtos, o que a concretizar-se trará, no caso da nossa actividade, uma alteração demasiado frequente dos factores, que os nossos clientes dificilmente entenderão se a pretendermos fazer reflectir nos preços dos nossos produtos. “	Num ambiente progressivamente liberalizado importa fazer repercutir rapidamente nos clientes elegíveis as variações de preços dos combustíveis ocorridas no SEP. A ERSE aceitou a proposta da REN de introdução de uma parcela a adicionar ao valor dos encargos variáveis de energia a facturar mensalmente à distribuição proporcional ao desvio mensal do consumo do SEP pois irá permitir, por um lado, dissociar os ajustes devidos a diferenças nas quantidades de energia eléctrica fornecidas dos ajustes devidos a diferenças no custo dos combustíveis e por outro lado, reduzir o valor do ajuste trimestral pelo facto de o ajuste devido às quantidades ser aplicado mensalmente.
Desconto de interruptibilidade	“O mecanismo proposto cria factores de incerteza que motivam que em termos práticos nenhuma Empresa saiba se e como vai ter desconto de interruptibilidade.”	Assunto a enquadrar por proposta a apresentar pela entidade concessionária da RNT, na qual serão tratados os aspectos técnicos e comerciais do novo regime de interruptibilidade. Transitoriamente, mantém-se o regime de interruptibilidade em vigor.
Desconto de grandes consumidores	“O que se sabe é que o desconto percentual fixo acaba, sem que haja a certeza da sua plena inclusão nas tarifas em níveis equivalentes aos actuais. “	A existência de descontos para alguns clientes distorce a aderência dos preços da electricidade aos custos marginais e gera subsídição cruzada, não sendo aceitável num sistema tarifário bem calibrado, pelo que se propõe a sua eliminação gradual. A extinção dos descontos abrange todos os clientes ao abrigo das disposições do artigo 90.º do Regulamento Tarifário em vigor, os quais se encontram nos níveis de tensão de MAT, AT e MT. Em MAT e AT o desconto é internalizado nos preços, uma vez que este aplica-se à quase totalidade dos clientes nestes níveis de tensão.
Determinismo das tarifas	“O nível das tarifas é fundamental para a competitividade da economia dos Países, sendo portanto um problema que integra componentes de diferente índole, pelo que não podem ser estabelecidas através duma forma determinista, como no essencial decorre da proposta de regulamentação. Por melhor que seja o método estabelecido, a aprovação do mesmo, não deverá poder servir certamente para fazer aceitar resultados fora dos princípios referidos, porque a sua aplicação directa a isso possa conduzir. Assim parecem desajustado pretender caminhar no seguindo indicado num período de tantas mudanças como se vive actualmente.”	O processo de cálculo dos níveis das tarifas ou proveitos por actividade e das correspondentes tarifas não é realizado de forma determinística. As tarifas e os proveitos por actividade são publicados em Diário da Republica até 15 de Dezembro de cada ano, sendo aplicadas e proporcionadas no ano seguinte. A sua metodologia de cálculo está sujeita à realização de um conjunto alargado de previsões, à semelhança do verificado em múltiplos sectores da actividade humana, particularmente ligados à vertente de planeamento. A definição dos níveis das tarifas envolve um conjunto vasto de previsões para o próximo ano, nomeadamente de custos como os preços dos combustíveis, de investimentos previstos no planeamento, das afluências hidroeléctricas ao sistema electroprodutor, entre outros. Por outro lado, a definição dos preços das tarifas que deverão proporcionar os níveis referidos devem aderir aos custos marginais

Siderurgia Nacional		
Assunto	Comentário	Observações da ERSE
		esperados em cada posto tarifário, esperança matemática que deve atender a todas as aleatoriedades existentes, nomeadamente e novamente, de natureza hidrológica, de avarias e outras indisponibilidades fortuitas dos equipamentos, de oscilações imprevistas da procura, entre outras.