REN

Comentários à Proposta da ERSE
de
Revisão do Regulamento Tarifário

2 de Julho de 2008

REN - Rede Eléctrica Nacional, SA

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO 3

2. REGULAÇÃO DA ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA 4

2.1. Incentivo ao Investimento 4

2.2. Incentivo à Eficiência do "OPEX" 5

2.3. Extensão da Vida Útil dos Activos em Exploração 5

3. REGULAÇÃO DA ACTIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA 7

4. ASPECTOS COMUNS À REGULAÇÃO DAS DUAS ACTIVIDADES 9

4.1. Custo do Capital indexado à taxa de juro 9

4.2. Taxa de Juro dos desvios 9

1. INTRODUÇÃO

As importantes mudanças ocorridas, ao longo dos últimos anos, no sector eléctrico e em particular na actividade da Rede Eléctrica Nacional (REN), como Operador da Rede de Transporte, apontam para uma crescente necessidade de alterar a regulação económica desta actividade.

A REN considera positiva a discussão em torno de novas formas de regulação que promovam incentivos à obtenção de ganhos e à sua partilha, por todos os "stakeholders", em que a introdução de riscos acrescidos, sempre que controláveis, pode constituir um desafio à gestão, desde que corresponda à atribuição de uma rendibilidade adequada aos riscos assumidos.

Por outro lado, a introdução de modelos regulatórios com incentivos não deve expor excessivamente a concessionária a factores fora do seu controlo, como por exemplo a evolução das taxas de juro, sobretudo em períodos de nítida instabilidade dos mercados financeiros.

Uma alteração do modelo regulatório, como a que se agora preconiza, deve permitir manter as principais vantagens da regulação existente, mas criando incentivos que permitam tirar partido de um reconhecido potencial de ganhos, nas áreas de actividade com um funcionamento estável, que se adeqúe às novas dificuldades que a actividade enfrenta no domínio dos investimentos.

Novas formas de regulação, baseadas em incentivos, permitem ainda tornar a regulação mais leve, através da introdução de objectivos mais próximos dos que surgem naturalmente no funcionamento dos mercados concorrenciais, com vantagens evidentes para a regulação e para a empresa regulada.

Com efeito, a regulação por incentivos procura conduzir a empresa a um desempenho mais eficiente, dando-lhe mais liberdade e mais responsabilidade de actuação. Como resultado desta nova forma de regulação, há espaço para uma redução da intervenção regulamentar, uma vez que se trata agora de estabelecer estímulos em lugar de definir regras detalhadas e de observar em lugar de analisar grandes volumes de informação.

2. REGULAÇÃO DA ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

A privatização da REN, os condicionantes crescentes à concretização das novas infraestruras e a prioridade absoluta à formação de um mercado único europeu de energia, aconselham a que se proceda a algumas alterações ao actual modelo regulatório da REN, que acentuem o incentivo aos novos investimentos, no interesse de consumidores e dos accionistas da empresa, e criem mecanismos que também incentivem a redução de custos e permitam a correspondente partilha entre a empresa e os consumidores.

Contudo, para que o objectivo acima enunciado seja conseguido, importa esclarecer alguns aspectos da proposta da ERSE.

2.1. Incentivo ao Investimento

É entendimento da REN que a ERSE manifesta abertura ao tratamento diferenciado do novo investimento desde que associado a risco acrescido, constituído pela substituição da filosofia dos custos aceites pela de "custos de referência".

Neste contexto, a REN concorda com a opção de se adoptarem "custos de referência" para a base de activos regulados desde que salvaguardados os seguintes aspectos:

- O incentivo de remuneração dado à nova base de activos compensa o aumento de risco envolvido.
- A base de activos existentes à data de entrada do novo modelo é tratada de acordo com o modelo regulatório actualmente em vigor, considerando a base de activos a custos históricos e uma taxa de remuneração que reflicta o efectivo custo médio ponderado do capital da empresa.
- Os custos derivados de factores exógenos, fora do controlo da empresa, que por vezes afectam algumas obras de investimento, aumentando significativamente o tempo de imobilizado em curso, deverão manter o tratamento de custos aceites.
- A definição do sistema de "custos de referência" terá de ser consistente (em nível e variáveis explicativas) com as previsões da empresa.

Relativamente à opção de adopção de uma base de activos a "custos de referência", será ainda de mencionar:

- Pode parecer lógico que o novo "investimento não específico" não seja objecto do incentivo remuneratório aplicado ao novo "investimento específico", sendo remunerado ao efectivo custo médio ponderado do capital da empresa, desde que não afecte o esforço de modernização tecnológica da rede, hoje suportada em equipamentos associados às tecnologias de informação.

- Investimentos de alteração em elementos de rede já em exploração e alguns projectos especiais, não enquadráveis na caracterização técnica dos "custos de referência", deverão continuar a merecer o tratamento de "custos aceites".

- Não nos parece justificável a criação de incentivos ao cumprimento das "metas físicas estabelecidas" para o investimento na rede de transporte. Na realidade, o investimento só começa a ser objecto de taxa de remuneração, compatível com o custo do capital da empresa, posteriormente à sua entrada em exploração. Durante o período de construção apenas são reconhecidos e capitalizados os encargos financeiros relativos ao imobilizado em curso, o que constitui, por si só, incentivo bastante ao não atraso das obras de investimento.

2.2. Incentivo à Eficiência do "OPEX"

É também apresentada uma proposta de introdução de incentivos aos custos de operação e manutenção (OPEX) da rede de transporte.

Para estes custos é proposto um modelo misto, em que os "custos de manutenção" são feitos função de "custos padrão" unitários associados a variáveis físicas da rede em exploração e os "restantes custos de exploração" são objecto de um modelo de "proveito máximo" ("revenue cap").

Julga-se pouco adequada a proposta apresentada. Não só porque não existe uma fronteira nítida entre os referidos dois tipos de custos em que se pretende fraccionar o OPEX, como também, a introdução de incentivos, numa importante função do Sistema Eléctrico Nacional, que até ao momento foi regulada por custos aceites, aconselha alguma prudência na transição adoptada.

Ao invés de se tentar cobrir um volume significativo de OPEX, através de "custos padrão", difíceis de calibrar, será preferível a fixação do custo inicial (C_0), com base nos custos históricos efectivos. Este custo inicial evoluiria de acordo com uma trajectória de inflação "menos X", incrementado do novo OPEX que decorre directamente da expansão da rede. A inflação seria medida por um deflacionador da despesa, e não do PIB.

Finalmente, será de salientar que devem ser tratados como "custos aceites" os custos com origem em alterações legais e outras "alterações de circunstâncias" (ex: desvios de linhas e limpeza de faixas, determinados ou regulados por legislação específica, e outros custos ambientais obrigatórios, existentes ou supervenientes).

2.3. Extensão da Vida Útil dos Activos em Exploração

À medida que os vários elementos da rede de transporte se vão aproximando do fim da sua vida útil, alguns dos seus vários componentes começam a apresentar elevada degradação, colocando-se, em princípio, duas opções:

a) Substituição gradual dos componentes mais degradados, o que permitiria a extensão da correspondente vida útil à custa de um OPEX mais elevado;

b) Efectuar um investimento de substituição ou de revitalização de todo o elemento de rede.

No actual modelo regulatório, há um incentivo para a adopção da opção b), mesmo nas circunstâncias em que a solução globalmente mais adequada seria a a).

Na realidade, a extensão da vida útil não está relacionada com a adopção de diferentes perfis de amortização, pois, quaisquer que estes sejam, o "discounted cash flow" associado fica inalterado, não sendo, portanto, criado um prémio adicional capaz de compensar o aumento de OPEX associado à opção a).

Por este motivo, alguns modelos regulatórios (caso do modelo regulatório da REE) colocam um limite inferior ao valor do activo a remunerar de cada elemento da rede quando este se aproxima do final da sua vida útil, por forma a que o correspondente acréscimo de remuneração possa viabilizar os aumentos de OPEX correspondentes à opção a). Foi com este objectivo, que a REN apresentou uma proposta no sentido de ser adoptado o valor de 30% como limite inferior do activo líquido para efeitos regulatórios.

3. REGULAÇÃO DA ACTIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

Face ao estádio de desenvolvimento do MIBEL e dos mercados que lhe estão associados, ainda numa fase inicial de teste dos diversos regulamentos/procedimentos, a REN considera prematura uma mudança radical de regulação da actividade de Gestão Global do Sistema.

Inserido nesta área, estão em desenvolvimento os mercados de operação (ou de serviços de sistema) que, apesar de terem entrado em funcionamento em 1 de Julho de 2007, têm até hoje sido baseados em regras transitórias e em plataformas informáticas temporárias.

Ao longo do último ano foram sendo definidas as regras de detalhe que irão permitir a aplicação plena do estabelecido nos Manuais de Procedimentos do Gestor de Sistema e do Acerto de Contas, e foram sendo desenvolvidas algumas das plataformas informáticas de suporte à operação do mercado de reserva (terciária e restrições técnicas). No entanto, faltam ainda desenvolver diversas plataformas relacionadas com:

i. Operação do mercado de reserva secundária (teleregulação);

ii. Liquidação dos mercados e gestão de garantias dos agentes;

iii. Disponibilização de informação de mercado aos agentes e ao público;

iv. Nova plataforma de gestão dos serviços de sistema em tempo real e de comunicação de instruções de despacho.

Adicionalmente, importa referir que está ainda por implantar o mercado a prazo de direitos da capacidade de interligação (leilões explícitos) e estão em fase de desenvolvimento conceptual os mercados resultantes da convergência dos mercados de serviços de sistema solicitado pelo Conselho de Reguladores do MIBEL e do acoplamento do mercado ibérico com o mercado penta-lateral da Europa Central, no âmbito das Iniciativas Regionais do ERGEG.

O desenvolvimento do MIBEL determina investimentos e custos acrescidos pelo que se considera que a regulação desta actividade deve continuar a ser baseada em custos aceites até que seja atingido um estado de maturidade desejável.

Existem ainda outras razões para não regular a actividade de Gestão Global do Sistema por proveito máximo:

- Os custos de exploração relativos à actividade de Gestão Global do Sistema não têm expressão suficiente, nem permitem ganhos de eficiência que mereçam um tratamento por proveito máximo.

- A justificação apresentada para a introdução de uma regulação por preço, segundo a qual se pretende evitar que as empresas reguladas transfiram custos das actividades reguladas por proveito máximo para as actividades reguladas por custo aceite, deveria ser baseada em critérios económicos. Importa ainda sublinhar que a REN tem demonstrado um comportamento adequado e

de grande seriedade perante a regulação económica, sendo uma empresa que é reconhecida, a nível internacional, pela sua transparência.

- Para além do comportamento já demonstrado pela REN como empresa regulada, considera-se também que a separação das actividades da REN – transporte de energia eléctrica e gestão global do sistema – é muito mais profunda do que uma mera separação contabilística. Trata-se, de facto, de uma verdadeira separação funcional, pelo que não há possibilidade de transferir custos entre actividades de forma não transparente.

- A REN tem também, nesta actividade, desempenhado funções que lhe foram atribuídas por via legislativa, como seja a determinação dos montantes de revisibilidade dos CMEC, para as quais não tem quaisquer incentivos que premeiem o seu desempenho efectivo e reflictam os resultados obtidos. De facto, a REN tem de afectar um volume significativo de recursos humanos e técnicos a estas funções, sabendo-se que qualquer pressão para reduzir custos poderá ter como consequência uma desafectação de recursos.

A proposta apresentada pela ERSE retirou do cálculo dos proveitos permitidos a parcela que permite a recuperação dos custos com serviços de sistema. Contudo, recorda-se que existem contratos bilaterais para o fornecimento destes serviços, como é o caso da central de Tunes, e do "black start" da central do Castelo de Bode. Estes serviços de sistema não são recuperados através dos desvios dos agentes por se tratar de serviços que devem ser pagos por todos os consumidores e não apenas pelos que se desviam. Neste sentido, importa continuar a prever uma parcela na expressão que determina os proveitos permitidos da GGS, que permita a recuperação destes custos.

No que se refere à interruptibilidade, a REN considera positivo que a recuperação dos custos associados aos correspondentes contratos seja feita *a priori* com base em valores previstos.

4. ASPECTOS COMUNS À REGULAÇÃO DAS DUAS ACTIVIDADES

4.1. Custo do Capital indexado à taxa de juro

As preocupações expressas na proposta da ERSE, relativamente à conveniência de consideração da incerteza das taxas de mercado nas taxas de juro a aplicar aos desvios tarifários, aplicam-se às taxas de mercado implícitas no cálculo do custo médio ponderado do capital (WACC). Com maioria de razão, o WACC fixado para cada período regulatório, deveria ser indexado a taxas de mercado.

Com efeito, a taxa de remuneração dos activos regulados vigente em cada período regulatório de 3 anos é fixada com base no WACC apurado para a REN, permanecendo inalterada durante esse período.

Trata-se, portanto, de uma taxa de remuneração que permanece constante ao logo de cada período regulatório, não reflectindo, por conseguinte, eventuais alterações que o custo de capital da REN venha a registar nesse período. Este aspecto ganha especial relevância se atentarmos ao contexto actual dos mercados financeiros, sobretudo por força da elevada volatilidade que têm registado, realidade que contribui para agravar os desajustamentos entre o WACC fixado e o WACC "real" da companhia.

De modo a garantir-se um melhor ajustamento do WACC fixado para cada período regulatório ao WACC "real" da REN, sugere-se que o primeiro seja actualizado, com uma periodicidade anual, com base na evolução da *yield* das obrigações do tesouro nacionais a 10 anos.

A metodologia sugerida permite, de uma forma simples, dentro de cada período regulatório, efectuar aquele ajustamento, na medida em que as variações da taxa de juro acabam por explicar, em grande medida, as variações do WACC, seja pela via do custo da dívida, seja, ainda que não na totalidade, pelo custo do capital próprio.

Esta proposta permite evitar eventuais futuros pedidos de revisão extraordinária em circunstâncias em que fosse posto em causa o equilíbrio económico-financeiro da concessão.

4.2. Taxa de Juro dos desvios

A grande volatilidade das taxas de juro de mercado motivou a ERSE a propor a reformulação da metodologia de cálculo da taxa de juro aplicável aos desvios tarifários, deixando de ser utilizada uma taxa de juro pontual centrada no período anual em causa, mas antes a média das taxas de juro ocorridas em cada dia do período anual de financiamento.

Adicionalmente, é proposta a substituição do indexante Euribor a 3 meses pela Euribor a 1 mês, o que se considera bastante desajustado. Os desvios tarifários são financiamentos por prazo de um ou dois anos. Os indexantes de mercado disponíveis para este tipo de prazos são a Euribor a 3, 6 ou 12 meses.

Outro aspecto que necessita de revisão, e que não se encontra correctamente considerado no actual regulamento tarifário, diz respeito ao facto de, sempre que a maturidade das taxas de juro

de indexação seja inferior ao ano, estas se encontrarem expressas em valores nominais anuais (juros pagos no final de cada período da respectiva de maturidade), pelo que a sua adopção com o significado de taxa anual (juros pagos no final do período anual) exigirá o cálculo das correspondentes "taxas anuais equivalentes", o que, naturalmente, se aplica sempre que se adoptem indexantes com maturidade inferior ao ano.

REN

Comentários à Proposta da ERSE

de Revisão do Regulamento de Relações Comerciais

2 de Julho de 2008

ÍNDICE

1 Regulamento de Relações Comerciais 3

1.1 - Actividades de Gestão Global do Sistema 3

1.2 - Previsões de Consumo do Gestor de Sistema 3

1.3 - Rotulagem de Electricidade 4

1.4 - Serviços Opcionais 5

2 Outros comentários à alteração regulamentar 6

2.1 - Licenças de emissão de CO2 6

2.2 - Actividades de Gestão Global do Sistema 6

2.3 - Custos/Proveitos resultantes da Gestão da Interligação 6

2.4 - Proveitos resultantes das penalidades aplicadas a Agentes de Mercado 6

2.5 - Incentivos à contratação de Serviços de Sistema 7

2.6 - Incentivos à redução dos desvios do CUR 7

2.7 - Incentivos à capacidade de interligação 8

1 Regulamento de Relações Comerciais

1.1 - Actividades de Gestão Global do Sistema

A proposta de Regulamento de Relações Comerciais (RRC), no seu Artigo 21.°, integra na actividade de Gestão Global do Sistema as duas seguintes Funções:

1. Gestor de Sistema - função responsável coordenação do funcionamento das instalações do SEN e das instalações ligadas a este sistema incluindo, entre outras, as seguintes atribuições:

    e) Gestão dos serviços de sistema;

    g) Gestão de contratos com os agente que fornecem serviços de sistema;

    h) Gestão do mecanismo de garantia de potência.

2. Acerto de Contas - função que assegura a recepção da informação dos agentes de mercado sobre a quantificação física dos contratos bilaterais e das quantidades físicas contratadas por cada membro participante nos mercados organizados e é responsável pela liquidação dos desvios à programação

No entanto, a independência do exercício das funções de Gestor de Sistema e de Acerto de Contas prevista no Artigo 22.° pode não ser a mais adequada para o funcionamento da entidade concessionária da RNT, especialmente tendo em conta o período que se iniciou no dia 1 de Julho de 2007, em que passou a existir uma ligação muito profunda entre várias componentes da actividade de Gestão Global do Sistema, nomeadamente:

- Gestão do mercado e dos contratos dos agentes que fornecem serviços de sistema;
- Liquidação e Facturação dos Desvios o dos serviços de sistema;

Desta forma, propõe-se a manutenção da unidade da actividade de Gestão Global do Sistema, não a subdividindo em Funções independentes.

1.2 - Previsões de Consumo do Gestor de Sistema

A proposta de Regulamento de Relações Comerciais, no seu Artigo 28.°, atendendo a importância para o mercado e, em particular, para o CUR da elaboração de previsões de consumo fiáveis em diversos horizontes temporais e considerando que estas constituem uma importante referência para os agentes que actuam no mercado, atribui à Entidade Concessionária da RNT a obrigação de publicitação das previsões consumo através da internet e, sempre que exista uma diferença superior a 5% entre o consumo real verificado e o total

diário de energia previsto, estabelece a obrigação de divulgar as razões que possam justificar essa diferença.

No entanto, a proposta de RRC não explicita qual a previsão de consumo a que deve ser aplicada esta disposição:

a) consumo em mercado (excluindo a energia da produção em regime especial, que não vai a mercado), ou

b) consumo total do SEN.

Desta forma, com o intuito de clarificar a proposta apresentada no RRC, propõe-se que a redacção clarifique que a obrigação de publicação dentro do erro estipulado se aplique ao "consumo total do SEN", com independência das aleatoriedades da PRE, em especial da eólica.

1.3 - Rotulagem de Electricidade

O Artigo 196.º dispõe sobre "rotulagem de energia eléctrica" e sobre obrigação de informação por parte dos Comercializadores aos seus clientes.

A União Europeia, através da publicação da Directiva Comunitária 2003/54/CE, estabeleceu um conjunto de disposições relativas a rotulagem da electricidade e, mais especificamente, o modo de disponibilizar de maneira transparente, facilmente acessível e comparável em toda a União Europeia, informação sobre os seus impactos ambientais.

A Direcção-geral da Energia e Transportes (DG TREN), publicou "*Note of DG Energy & Transport on Directives 2003/54 and 2003/55 on the internal market in electricity and natural gás - Labelling provision in Directive 2003/54/EC*" onde são apresentadas várias sugestões de implementação do Sistema de Rotulagem por forma a atingir o objectivo de aumentar a transparência do mercado e permitir que os consumidores possam realizar comparações entre os diversos fornecedores.

Entre diversas recomendações, é realçada a importância de garantir a harmonização da informação disponibilizada pelos diversos fornecedores, assim como que cada Estado-Membro tome as medidas necessárias para evitar que os atributos associados ao mesmo MWh de electricidade possam ser contabilizados duas vezes.

Para atingir estes objectivos é recomendável definir regras claras e objectivas para contabilizar a energia eléctrica de diferentes proveniências e atribuir esta função a uma entidade independente dos intervenientes no mercado.

Desta forma, tendo em atenção que a entidade concessionária da RNT, na actividade de Gestão Global do Sistema, é a única que possui informação completa sobre as diversas formas de contratação (mercado organizado, serviços de sistema e contratação bilateral), assim

como sobre as energias de desvio dos Comercializadores e sobre as importações e exportações físicas reais, considera-se que é a entidade que reúne melhores condições para gerir o processo de determinação do mix de cada fornecedor, devendo ser-lhe atribuída essa responsabilidade e, em consequência, devendo os Comercializadores recolher a informação respectiva junto da REN.

1.4 - Serviços Opcionais

Considera-se, que foi um lapso considerar os comercializadores no ponto 2 do Artigo 5.º-B.

2 Outros comentários à alteração regulamentar

2.1 - Licenças de emissão de CO2

Tendo em atenção que a actividade de Agente Comercial, actividade responsável pela compra e venda de toda a energia proveniente dos contratos de aquisição de energia (CAE), é exercida por uma entidade juridicamente separada da entidade concessionária da RNT, considera-se que a informação sobre as licenças de emissão de CO2 atribuídas às centrais com CAE deve ser enviada à ERSE pelo Agente Comercial, adaptando-se em conformidade os Artigos 147.° e 148.° do Regulamento Tarifário (RT).

2.2 - Actividades de Gestão Global do Sistema

A aceitação da unidade da actividade de Gestão Global do Sistema, conforme proposto anteriormente, impõe, por uma questão de coerência entre as disposições do RRC e do RT, à revisão da redacção do RT, evitando a referência individualizada a "Gestor de Sistema" e "Acerto de Contas", o que se indica na tabela em anexo.

2.3 - Custos/Proveitos resultantes da Gestão da Interligação

Na proposta de Regulamento Tarifário, mais especificamente na tarifa de Uso da Rede de Transporte, encontra-se incluída a rubrica relativa aos proveitos remanescentes ou custos resultantes da Gestão económica da Interligação, mas de forma não consistente com o disposto no Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações.

Deste modo devem ser harmonizadas as disposições dos dois regulamentos, em particular as respeitantes ao custeio das acções de redespacho.

2.4 - Proveitos resultantes das penalidades aplicadas a Agentes de Mercado

A sub-regulamentação decorrente do RRC, em particular os Manuais de Procedimentos aí previstos, tem prevista a aplicação de determinadas penalidades aos Agentes, em determinadas condições, de que são exemplo os agravamentos dos desvios das unidades de programação genéricas.

Nota-se que o Regulamento Tarifário é omisso quanto aos eventuais proveitos resultantes da aplicação de penalizações aos Agentes de Mercado, previstas nos Manuais de Procedimentos de sub-regulamentação, o que pode passar a ser previsto.

2.5 - Incentivos à contratação de Serviços de Sistema

Na sequência da solicitação do Conselho de Reguladores do MIBEL, a REN e a REE elaboraram de forma conjunta o documento, *Proposta conjunta REN-REE de harmonização de mercados de serviços de sistema na Península Ibérica*. A proposta identifica como solução a utilização, por um sistema, de reserva de outro sistema através da troca bilateral de reserva entre operadores. A principal vantagem do modelo apresentado consiste na sua maior simplicidade e facilidade de aplicação, tratando-se duma solução descentralizada que permite manter a autonomia dos operadores de sistema.

Na sequência da reunião do Conselho de Reguladores do MIBEL de 29 de Abril de 2008 foi solicitado à REN e à REE a definição de um road-map para a implementação do modelo de troca de serviços de sistema entre operadores.

Desta forma, admitindo para breve esta realidade, considera-se que pode vir a ser vantajosa a criação de um sistema de incentivos que permita a partilha entre a empresa e os consumidores dos proveitos gerados pela implementação do modelo de troca de serviços de sistema e que incentive a sua melhor utilização.

2.6 - Incentivos à redução dos desvios do CUR

O enquadramento regulatório em Portugal determina que a responsabilidade da aquisição da Produção em Regime Especial (PRE) cabe ao CUR (Comercializador de Último Recurso). Neste sentido, para apresentar as suas ofertas de compra no mercado diário, o CUR tem de prever a PRE, sendo, neste momento, o sobrecusto para o sistema, gerado pelos desvios, suportado por todos os consumidores.

Na proposta de revisão do regulamento tarifário, a ERSE questiona a possibilidade de poder introduzir um incentivo à redução dos custos com serviços do sistema.

Atendendo a que o CUR é o principal responsável pelos desvios no consumo, considera-se que a introdução de um mecanismo de incentivo à redução dos desvios poderia induzir eficiência no mercado de serviços de sistema em particular e, no sistema em geral.

O mecanismo proposto pela ERSE, de partilha de custos entre empresa e consumidores, afigura-se a solução que melhor permitirá obter os objectivos pretendidos. Este modelo conduz uma redistribuição dos custos e, dessa forma, proporciona o incentivo à diminuição do erro de previsão (desvio) e, portanto, a um aumento do benefício social.

Estando a ser ultimados estudos que permitem identificar modelos alternativos de incentivo à redução dos desvios, a REN disponibiliza-se para os apresentar quando for conveniente.

2.7 - Incentivos à capacidade de interligação

O valor da capacidade de interligação disponibilizado aos agentes é determinado com base na metodologia proposta pela REN e aprovada pela ERSE, de acordo com o estabelecido no Regulamento de Acesso às Redes e Interligações. A referida metodologia inclui os diferentes estudos elaborados para os diversos cenários de produção, consumo, regimes de hidraulicidade e eolicidade, incluindo também os planos de manutenção programada de produção e de rede.

A REN considera que a atribuição de incentivos explícitos à capacidade de interligação, nomeadamente à firmeza ao longo de um determinado período, dos valores antecipadamente calculados no ano anterior, ou mesmo ao aumento desses valores, poderia constituir um objectivo adicional da regulação, na medida em que uma maior capacidade de interligação terá reflexos positivos no desenvolvimento do mercado em geral, e particularmente do MIBEL.

A REN, tendo incentivos concretos, poderia estudar possíveis estratégias para aumentar o valor da capacidade de interligação, intervindo, nomeadamente, ao nível do redespacho ou de um aumento nos encargos com a manutenção do seu equipamento.