



COMENTÁRIOS
DA
REN - REDE ELÉCTRICA NACIONAL
à Proposta da ERSE
REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

8 de Julho de 1998



Os aspectos que deveriam ser mais detalhados no regulamento são os seguintes, a exemplo do que estipula o Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RAR) para os pedidos de acesso às redes:

a) Fixação de prazos

Após a formulação de um pedido de ligação deveriam ser estipulados prazos para:

- Avaliação, por parte do Distribuidor Vinculado e da REN da existência de capacidade de recepção e transporte: propõem-se 30 dias. Se o pedido obrigar à realização de estudos adicionais, o interessado deve ser notificado e o prazo acrescido em mais 90 dias.
- Passada esta primeira fase deverá haver um prazo para apresentação do orçamento para a construção da ligação: propõe-se um máximo de 90 dias.
- O requisitante, na posse do orçamento referido no parágrafo anterior, deverá ter um prazo para se pronunciar sobre o mesmo: propõem-se 90 dias. Na resposta o requisitante deve indicar:
 - se aceita o orçamento
 - se opta pela construção, pelos seus próprios meios, dos elementos de rede de uso exclusivo
 - se desiste do pedido de ligação

Caso não haja resposta no prazo de 90 dias o pedido deve ser considerado sem efeito.

b) Pagamento pelo requisitante dos custos envolvidos com a orçamentação de cada pedido de ligação

Dado o elevado número de pedidos que têm aparecido para análise nos Distribuidores Vinculados e na REN, para ligação de produtores do SEI, considera-se fundamental que seja exigido dos requisitantes o pagamento dos custos incorridos por aquelas empresas para a análise do pedido de ligação, estudos de rede e formulação do orçamento.

Estes custos seriam cobrados por pedido de ligação e o orçamento relativo à ligação só seria apresentado após a liquidação, pelo requisitante, do custo apresentado pela REN ou Distribuidor Vinculado. Em alternativa, a ERSE poderia estipular um montante fixo por nível de tensão, a cobrar pelos concessionários das redes por cada pedido de ligação.



c) Pedidos diversos para um mesmo ponto de ligação

Tem-se constatado o aparecimento de pedidos de ligação à rede por diferentes promotores na mesma área geográfica, que aconselham a elaboração de uma solução integrada que permita a ligação a um mesmo barramento dos vários produtores.

Deveria haver uma cláusula específica para este aspecto, que desse aos Distribuidores Vinculados e à REN a possibilidade de apresentar uma solução de conjunto e que definisse as regras de repartição desse orçamento, em proporção das potências requeridas.

d) Utilização subsequente por terceiros de uma instalação de "uso exclusivo"

Um produtor do SEI ou um consumidor pode ter pago uma ligação à rede considerada "de uso exclusivo", isto é, que funciona apenas para transitar energia eléctrica produzida ou consumida na sua instalação. Se houver um novo pedido de ligação nessa área, deveria haver clausulado específico que permitisse partilhar essa infraestrutura e ressarcir o primeiro produtor através de uma comparticipação paga pelo novo produtor a ligar à rede, durante um período máximo de 5 anos.

e) Pedidos de ligação às redes de distribuição

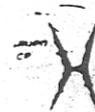
Os Distribuidores Vinculados deveriam ser sempre obrigados a consultar a REN sobre todos os pedidos de ligação à rede, a fim de se averiguar do refluxo de energia para a rede de transporte e eventual necessidade de reforço dessa rede. Já houve casos esporádicos em que esses pedidos de ligação foram aceites pelos distribuidores sem consultar a REN, podendo vir a causar a saturação de certas artérias da rede de transporte e a justificar um reforço que não será imputado aos produtores independentes.

Também a REN deveria ser sempre obrigada a informar os Distribuidores Vinculados, pelos mesmos motivos.

1.2 Comentários sobre Cláusulas apresentadas no Regulamento

1.2.1 Potência requisitada (artigo 13º)

Ao definir-se que a potência requisitada é a potência para a qual a ligação deve ser construída não se está a contemplar a existência de potências **normalizadas** para os transformadores (63 MVA, 126 MVA e 170 MVA). Poderão suscitar-se divergências com os requisitantes quando se apresentar um orçamento para uma potência de ligação superior



a potência requisitada. (Ex: requisitante que solicita 80 MVA - orçamento para 126 MVA).

O artigo deveria ser alterado referindo "A ligação deverá ser construída para a potência normalizada imediatamente superior à potência requisitada e a rede..."

1.2.2 Elementos de rede de uso partilhado (artigo 21°)

1.2.3 Responsabilidade pela cobertura dos encargos de ligação à rede (artigo 22° - nº 2)

Esta definição não é clara e poderá dar origem a interpretações diversas, designadamente quando se referem coisas antagónicas sobre a cobertura de encargos de elementos de rede de uso partilhado no nº 2 do artigo 22° e nº 1 do artigo 25°. Não parece fazer sentido atribuir à REN a cobertura de encargos com a construção de elementos de rede de uso partilhado, a não ser integrados em planos de desenvolvimento da RNT.

Propomos que a redacção destes artigos seja reformulada por forma a tornar mais clara a definição do que se entende por "elementos de rede de uso partilhado" e responsabilidade pela cobertura de encargos com a sua construção, que, em nosso entender, só seriam suportados pela REN na parte correspondente à expansão da rede de transporte para outros fins diferentes do mero estabelecimento da ligação.

1.2.4 Propriedade das ligações (artigo 26°)

É referido que as ligações, uma vez construídas, passam a fazer parte das redes do SEP.

No caso de instalações de uso exclusivo, onde apenas esteja previsto transitar energia eléctrica produzida ou consumida numa determinada instalação, poderá não interessar à REN ou ao Distribuidor Vinculado tomar posse da instalação, ficando a mesma a ser explorada pelo produtor/cliente, que suportará os respectivos custos de operação, manutenção e conservação.

Assim, parece que a melhor solução seria dar às concessionárias das redes, Distribuidores Vinculados e REN, a opção de tomar posse dessas instalações ou determinar que as mesmas fiquem propriedade do produtor/cliente, enquanto permanecerem como elementos de rede de uso exclusivo.

Não parece razoável obrigar a REN ou os Distribuidores Vinculados a suportar custos de operação e manutenção que serão pagos pelos clientes do SEP, quando as instalações estão exclusivamente dedicadas à injeção de energia nas redes do SEP por produtores independentes.



1.2.5 Repartição de encargos entre a REN e as Empresas de Distribuição (artigo 32º)

A ERSE propõe que: "a repartição de encargos, nos projectos que envolvam a REN e as Empresas de Distribuição deva ser equitativa".

Julga-se que se deveria dar um sentido mais preciso a esta frase para não dar azo a interpretações dúbias.

A racionalização do sistema eléctrico passa pela elaboração de análises técnico-económicas conjuntas entre a RNT e as Empresas de Distribuição. A solução mais económica global ora conduz a investimentos mais pesados do lado da Distribuição, ora do lado da REN. A prática mostra que cada empresa tem vindo a suportar os encargos que recaem sobre a sua rede, os quais são acrescentados ao seu património, função da decisão mais económica. Qualquer outra repartição de custos não acrescentaria valor e, muito pelo contrário, criaria campo para discussões infrutíferas. Julga-se, também, que o texto da proposta de regulamento não traduz bem aquilo que é referido no texto de Enquadramento, pág. 24, quanto a esta matéria.

1.2.6 Repartição de encargos entre a REN e os Produtores Vinculados (artigo 41º)

Na interpretação da ERSE, e para efeitos da responsabilidade pela cobertura dos encargos decorrentes da construção da ligação à rede, devem equiparar-se o produtor vinculado e o produtor não vinculado. Assim, de acordo com a proposta de Regulamento, a REN deverá indicar o ponto de ligação à sua rede e o produtor vinculado deverá suportar os encargos dessa ligação.

Contudo, a filosofia que tem presidido à selecção da alternativa de integração de um novo centro produtor na rede passa por uma optimização conjunta REN - Produtor Vinculado, tendo em vista a função estruturante da RNT e do SEP em termos mais gerais. A situação é análoga à referida no ponto anterior sobre os projectos comuns REN+Empresas de Distribuição, de modo que umas vezes é sobre a REN que recai uma fatia mais significativa de encargos, outras vezes solicita-se um investimento adicional na instalação do Produtor Vinculado.

Tece-se aqui o mesmo comentário geral do ponto anterior, isto é, não se encontra uma justificação válida para se eliminar a prática habitual em que cada empresa suporta o investimento com os equipamentos que estão sob a sua responsabilidade directa.



2. CAPÍTULO III - FORNECIMENTOS DE ENERGIA ELÉCTRICA DENTRO DO SEP

SECCÃO II - FORNECIMENTO DE ENERGIA ENTRE A CONCESSIONÁRIA DA RNT E OS DISTRIBUIDORES VINCULADOS EM MT E AT

Nesta Secção, estabelecem-se as disposições gerais relativas ao relacionamento comercial entre a REN e os Distribuidores Vinculados em AT e MT.

Os aspectos de fundo que nos suscitam alguns comentários são os seguintes:

2.1 Potência de Ponta (artigos 74º, 76º e 78º)

Há vantagem em aclarar melhor quais as situações em que as "potências de ponta" são medidas de modo síncrono (a utilizar na tarifa de energia e potência) ou de modo não síncrono, ou seja, pelo somatório das pontas dos diversos pontos de entrega. (a utilizar na tarifa de Uso da Rede Transporte).

2.2 Potência a Facturar (artigo 78º)

O modo de cálculo proposto, $PF_{mat} = E_{matpt}/H_{pt}$, permite que, num caso extremo, o utilizador não pague encargos de potência relativos a URT.

No limite, se o cliente tiver possibilidade de deslocar todo o seu consumo para fora das horas de ponta indicadas no tarifário (período de apenas 3 ou 5 horas num dia útil), então $E_{matpt} = 0$ e portanto também é nulo o valor PF_{mat} .

Propõe-se que o cálculo de PF seja baseado na maior potência média em períodos de 15 minutos, de modo não síncrono, ou seja, pelo somatório dos valores verificados nos diversos pontos de entrega.

2.3 Prazo de Pagamento (artigo 81º)

Os prazos de pagamento deveriam ser acordados entre as partes, até porque já há contratos estabelecidos com prazos diferentes.



3. CAPÍTULO IV - ACESSO DE CONSUMIDORES AO SENV E ADEÇÃO AO SEP DE CLIENTES NÃO VINCULADOS

3.1 Adesão ao SENV

O mecanismo de partilha dos "custos ociosos" (stranded costs) entre os clientes vinculados e não vinculados prevê a contribuição destes últimos nos seguintes moldes:

- a) Estabelecimento de um prazo mínimo (pré-aviso com antecedência a estabelecer pela ERSE) para saída do SEP, de forma a que essa potência, quando abandonar o sistema público, tenha sido "absorvida" pelo crescimento entretanto verificado no consumo vinculado, permitindo assim o adiamento de investimentos em geração (artigo 187º).
- b) Pagamento à concessionária da RNT de uma compensação destinada a cobrir encargos resultantes da subutilização de activos fixos do SEP" (artigo 190º).

Este pagamento é função da potência contratada à data do pedido bem como da antecipação relativamente ao pré-aviso.

No entanto, se nos 30 dias seguintes à data da comunicação da concessão de autorização ao SENV for celebrado um contrato de garantia de fornecimento com a concessionária da RNT, o pagamento referido apenas incidirá sobre a diferença entre a potência contratada à data do pedido e a potência garantida pela concessionária da RNT após passagem para o SENV.

Relativamente ao pré-aviso para saída do SEP (alínea a), o mesmo deverá ter em conta a potência total que se prevê poder vir a aderir ao SENV nesse período, bem como a taxa de crescimento do consumo abastecido pelo sistema público. Com efeito, caso a antecedência estabelecida não esteja adaptada ao crescimento dos consumos do SEP, bem como ao ritmo de saída para o sistema não vinculado, poderão os clientes "não admissíveis" ficar com grande parte dos encargos com investimentos já realizados ("stranded costs"), cujo pagamento deveria ser repartido de forma homogénea por todos os consumidores que os originaram.

Relativamente ao pagamento de uma compensação à concessionária da RNT para obtenção do estatuto de não vinculado antes de decorrido o prazo de pré-aviso estabelecido pela ERSE, a fórmula proposta beneficia claramente os consumidores elegíveis, em detrimento dos restantes, dado que o pagamento se baseia na tarifa de potência, opção de curtas utilizações, para a Alta Tensão, considerando que a mesma traduz os encargos fixos de produção correspondentes à potência que sairá do SEP. No entanto, esta tarifa não reflecte a estrutura de custos de produção, em que a relação entre os custos fixos e variáveis é substancialmente superior à que se verifica, nos preços de venda, entre os encargos de potência e de energia.



Assim, ao optar por pagar uma compensação para aderir mais rapidamente ao SENV, um "consumidor admissível" estaria a auferir de condições substancialmente mais vantajosas para essa alteração de estatuto, em prejuízo dos consumidores do sistema público.

A título de clarificação poderá referir-se que o encargo de potência previsto no tarifário em vigor em 1998 para a tarifa de curtas utilizações da tarifa de alta tensão é de 386 esc/kW/mês. Em contrapartida, uma central de ciclo combinado, tipo Tapada do Outeiro, tem um encargo fixo pago pela REN mais de quatro vezes superior.

É importante considerar a situação dos consumidores que, à data de entrada em vigor da Directiva 96/92/CE, se encontrem em condições de "admissibilidade" ou "elegibilidade" uma vez que a mesma prevê (de forma genérica) a existência de um período transitório, a ser concedido pela Comissão Europeia. Durante esse período, poderão ser autorizadas derrogações aos capítulos IV, VI e VII da referida Directiva, nomeadamente no caso de estados-membros que tenham assumido compromissos ou garantias antes da sua entrada em vigor.

Desconhece-se se no caso português irá ser solicitada (e concedida) alguma derrogação ou se, pelo contrário, os consumidores admissíveis poderão aderir ao SENV logo a partir da transposição para a lei portuguesa da Directiva 96/92/CE.

O nº 2 do artigo 187º determina que a antecedência mínima de pré-aviso para adesão ao SENV não se aplica às instalações consumidoras cuja exploração vai ser iniciada pela primeira vez.

Ao serem isentos de antecedência mínima para adesão ao SENV, estes clientes deveriam, juntamente com o pedido de ligação à rede, declarar a que sistema irão aderir, de forma a permitir um tratamento correcto desse consumo nas previsões de evolução de consumos subjacentes aos planos de expansão do SEP.



4. CAPÍTULO V - CONTRATO DE GARANTIA DE ABASTECIMENTO A ENTIDADES DO SENV

4.1 Contrapartidas pela garantia de abastecimento

As contrapartidas pela garantia de abastecimento de um consumidor não vinculado por parte da concessionária da RNT, incluem um termo de potência e um termo de energia.

O termo de potência é função da potência garantida, da máxima potência média fornecida num período de 15 minutos (no mês a que a factura respeita) e da tarifa de potência, opção curtas utilizações, válida para Alta Tensão.

O termo de energia é função da energia fornecida pelo SEP (com discriminação, se aplicável, dos períodos de ponta, horas cheias e de vazio) e facturado:

- De acordo com as respectivas tarifas de energia (ponta, horas cheias e de vazio), opção curtas utilizações válidas para Alta Tensão, nos casos em que o abastecimento foi programado entre o consumidor e a concessionária da RNT;
- De acordo com as respectivas tarifas de energia (ponta, horas cheias e de vazio), opção curtas utilizações válidas para Alta Tensão, com um adicional de 20%, nos casos de abastecimento sem acordo prévio (falhas de disponibilidade);
- Aos preços da energia de desvio, sempre que, num período de contagem de 15 minutos, a potência média fornecida seja superior à potência garantida contratualmente pela concessionária da RNT (Pg). No caso limite de uma potência garantida nula (ausência de contrato de garantia de abastecimento), toda a energia trocada com o SEP será considerada a preços de energia de desvio.

Conforme já referido no comentário à antecipação da adesão ao SENV, e pelos mesmos motivos, o princípio de utilização da tarifa de potência, opção curtas utilizações, válida para AT, no cálculo da parcela de potência, parece inadequado. Com efeito, o pagamento dessa parcela deveria seguir melhor a estrutura dos custos de produção, em que os encargos de potência têm um peso substancialmente superior, uma vez que, ao invés dos restantes consumos, não é possível nestes casos recuperar esses custos através da parte variável (energia fornecida), que tem aqui um valor baixo.

Nestas condições a REN não terá interesse comercial em estabelecer contratos de garantia de abastecimento, por serem desinteressantes face ao custo suportado pelo pagamento da potência aos Produtores Vinculados. O Regulamento é omissivo quanto à possibilidade de a REN recusar este contrato por motivos comerciais.

Também não está claro o mecanismo de acerto de energia de desvio para o caso de um CNV com contrato bilateral físico, isto é, que não faz ofertas diárias ao Gestor de Ofertas e sem contrato de garantia de abastecimento. Os desvios de programa entre PNV e CNV deveriam ter um mecanismo próprio de pagamentos de acerto, com custos de potência e energia.



COMENTÁRIOS
DA
REN - REDE ELÉCTRICA NACIONAL

à Proposta da ERSE

REGULAMENTO TARIFÁRIO

8 de Julho de 1998



REGULAMENTO TARIFÁRIO

COMENTÁRIOS DA REN - REDE ELÉCTRICA NACIONAL

1. INTRODUÇÃO

No âmbito das diversas propostas de Regulamentos elaboradas pela Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE), a Proposta de Regulamento Tarifário introduz, relativamente à prática em vigor, significativas alterações metodológicas em ligação com a nova organização do sector eléctrico.

Trta-se de um documento bem elaborado, recorrendo sistematicamente a equações matemáticas o que, se por um lado tem a vantagem de clarificar as propostas apresentadas, acarreta, por outro lado, a necessidade de introduzir definições muito claras dos métodos de cálculo e de medida e das variáveis e parâmetros em jogo. Assim, por exemplo, as fronteiras onde são medidas as quantidades compradas ou vendidas deverão ser estabelecidas sem qualquer ambiguidade.

Outra questão importante prende-se com a profundidade das alterações propostas neste Regulamento. Ou seja, poderia ter-se aproveitado esta oportunidade para introduzir alterações ainda mais profundas, nomeadamente na definição das opções e de novas estruturas tarifárias. Da proposta transparece uma abordagem conservativa nesta matéria.

Os comentários apresentados obedecem aos seguintes princípios gerais:

- Prevaleceu uma atenção especial ao articulado aplicável à concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), isto é. à REN, e somente nos casos em que exista uma relação directa se faz referência aos outros Regulamentos ou aos outros domínios de aplicação do Regulamento Tarifário (Distribuição).
- Na medida em que a maioria das variáveis-chave não se encontram quantificadas, também as soluções propostas são apresentadas de uma forma metodológica (por exemplo: "custos ociosos").



- Quando se aborda o equilíbrio SEP, SENV recorre-se com alguma frequência ao exemplo dos consumidores domésticos até porque não lhes será reconhecida, a curto prazo, possibilidade de passarem para o Sistema Não Vinculado (SENV).

2. TIPO DE REGULAÇÃO

2.1 Proposta ERSE

As justificações principais que suportam o tipo de regulação proposto para a concessionária da Rede de Transporte são:

- A reduzida influência dos custos de funcionamento da REN na tarifa ao cliente final (proposta ERSE de **custos reconhecidos**).
- A forma processual como são decididos e aprovados os projectos de investimento, quer afectos ao desenvolvimento da RNT, quer ao desenvolvimento do parque electroprodutor vinculado (proposta ERSE de **taxa de rendibilidade sobre os activos reconhecidos**).

2.2 Comentários Gerais

2.2.1 Óptica SEP

A fórmula proposta para a REN, enquanto entidade gestora do SEP, parece equilibrada visto que, por um lado, a evolução dos seus activos afectos ao negócio de transporte de energia eléctrica será perfeitamente controlada através do processo de decisão e, por outro, a evolução futura dos seus custos de funcionamento estará fortemente dependente dos aspectos reorganizativos e funcionais que vierem a ser decididos através da nova regulamentação.

2.2.2 Óptica Empresarial

Como empresa e tendo em atenção uma estratégia de contenção de custos de funcionamento, é desencorajador de melhorias de produtividade que quaisquer ganhos de eficiência obtidos pela REN passem totalmente para a tarifa ao cliente final.



Na hipótese de se aplicar à REN o critério "IPC - X" para regulação de todos os seus custos de funcionamento (numa perspectiva meramente empresarial), convirá sublinhar as dificuldades inerentes à fixação do valor de "X" para o 1º período de regulação, tendo presentes as diferentes responsabilidades cometidas à REN e as adaptações decorrentes dos princípios reorganizativos propostos no Regulamento de Acesso às Redes e Interligações. Estas adaptações terão necessariamente custos adicionais (formação, testes, consolidação de novos procedimentos) que, por razões de transparência, devem ser reconhecidos.

De qualquer modo, mesmo sem outras referências de custos-padrão, existiria a hipótese de negociação do valor inicial entre a ERSE e a REN. Contudo, não parece realista que, no escasso tempo disponível até à fixação do novo tarifário (Outubro de 98), e tendo em conta a necessidade de análises comparativas para adequada justificação dos valores a propor, seja possível seguir aquela via.

Face ao elevado grau de incerteza desta questão no futuro imediato, a proposta ERSE de regulação por "custos de funcionamento reconhecidos" é razoável. Perante os resultados observados durante o 1º período de regulação, poderá haver lugar para reabrir a questão da razoabilidade de aplicação do critério "IPC - X" a todos (ou parte) dos custos de funcionamento da REN.

2.2.3 O factor "transparência"

A transparência, perante os agentes do mercado eléctrico, das diversas funções cometidas à REN constitui o argumento principal exibido pela ERSE para justificar uma separação contabilística e organizativa das **5 (cinco)** funções individualizadas no Regulamento de Acesso às Redes e Interligações.

A nível contabilístico, a exigência da proposta de regulamentação para que cada uma das três "actividades" da REN (Aquisição de Energia Eléctrica, Gestão Global do Sistema e Transporte de Energia Eléctrica) apresente, não só uma Demonstração de Resultados, mas também um Balanço, não está devidamente fundamentada em termos de relação benefício/custo. Faz pouco sentido, por exemplo, procurar indicadores de rentabilidade (rentabilidade de capitais próprios e outras) para aquelas actividades quando toda a



contabilidade, assim como os critérios de repartição de custos, podem ser auditados mantendo, por isso, toda a transparência.

Em contrapartida, a montagem de um sistema que responda a tais exigências tem custos adicionais de formação (por exemplo, funcionamento em "pool"), teste (por exemplo, funcionamento equilibrado do mercado de excedentes) e consolidação (por exemplo, acerto de contas), cujo montante cresce com a complexidade a introduzir.

Por isso mesmo é duvidoso que se justifique, logo na fase inicial de vigência dos novos regulamentos, dotar a REN de toda a separação contabilística e organizativa prevista pela ERSE. A título de exemplo, julga-se que numa fase inicial a função "Gestor de Ofertas" poderá coexistir com a de "Acerto de Contas", tirando partido das sinergias existentes. Sugere-se, assim, a aceitação de um período de adaptação às novas exigências regulamentares equivalente, ou parcialmente equivalente, ao 1º período de regulação.

3. "CUSTOS OCIOSOS" ("STRANDED COSTS")

A questão dos "custos ociosos" do SEP, resultantes da transferência de consumidores do Sistema Público (SEP) para o Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV), não está claramente identificada na proposta da ERSE e a referência superficial que é feita à forma de os recuperar deixa-nos sérias dúvidas quanto à sua eficácia e aplicabilidade prática.

3.1 Situação Actual

Cumprindo orientações de política energética, além da legislação e regulamentos em vigor, o SEP está neste momento dimensionado para garantir, dentro de determinados parâmetros de qualidade e segurança de abastecimento, o fornecimento de energia eléctrica a todos os consumidores nos diversos ramos de actividade económica. Tal dimensionamento, tendo em consideração a perspectiva de evolução de diversas variáveis de índole sócio-económica, leva a que o actual sistema eléctrico (mais os acréscimos de



capacidade já decididos e em construção) esteja preparado para fazer face ao crescimento dos consumos até cerca do ano 2004-2005.

Nos estudos prospectivos, e tendo em atenção a actual legislação, foi tida em atenção a influência da expansão acelerada do SEI nos últimos anos.

3.2 Situação Previsível

Com a abertura do mercado eléctrico e de acordo com as propostas contidas nos regulamentos em discussão, os clientes "elegíveis" poderão desvincular-se do SEP e, através de um acordo comercial, passar a ser abastecidos por outro fornecedor que não a capacidade de produção do SEP.

Com base nas percentagens decorrentes da Directiva comunitária 96/92/CE, poder-se-á admitir, no limite e para o horizonte 2003, que cerca de 25% do consumo previsto para o SEP possa ser abastecido pelo SENV e/ou por importações directas de redes exteriores. A concretizar-se, tal hipótese acarretaria um acréscimo significativo na tarifa de energia eléctrica para os consumidores vinculados ao SEP, na sua grande maioria consumidores domésticos.

Daqui decorre a importância fundamental da **forma de quantificar** os potenciais "custos ociosos" motivados pela nova regulamentação e do tratamento mais adequado a dar-lhes no âmbito de uma saudável "coabitação" entre o SEP e o SENV.

Segundo a proposta do Regulamento Tarifário, só será transferida para a tarifa de Uso Global do Sistema "UGS" a parte do sobrecusto associado ao acréscimo da tarifa de Energia e Potência "TEP" que estiver **acima do dobro da taxa de inflação verificada**.

Este método leva a que sejam os clientes cativos (maioritariamente domésticos) os mais prejudicados, na medida em que terão de suportar os acréscimos (pelo menos até ao dobro da taxa de inflação) dos custos de aquisição de energia motivados pela saída de consumidores industriais de relativamente grande dimensão.

**REN**

Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Tomemos um exemplo actual de proporções modestas: a desclassificação da actual central termoeléctrica da Tapada do Outeiro. Esta central serviu ao longo de décadas os actuais clientes do SEP, incluindo os que a breve prazo serão considerados elegíveis. Não faz sentido que os seus custos de desmantelamento sejam unicamente suportados pelos clientes do SEP e não, também, por aqueles que, após terem sido abastecidos por este centro produtor durante anos, tenham entretanto aderido ao SENV aproveitando as novas regras de funcionamento.

Na proposta da ERSE, o mencionado sobrecusto é calculado pela diferença entre o preço médio da tarifa de Energia e Potência "TEP" verificado e o correspondente valor previsto para esse ano, ficando portanto dependente da "agressividade" de saídas do SEP implícita na própria previsão.

O sobrecusto associado às saídas do SEP para o SENV é imputado à tarifa UGS, a ver pelo conjunto SEP + SENV. Depois da correcção, os clientes do SEP irão pagar uma tarifa de Energia e Potência TEP menor, mas, em contrapartida, irão pagar uma tarifa de Uso Global do Sistema UGS maior. Para que os clientes SEP não fossem penalizados pela saída dos "elegíveis" seria necessário transferir para a UGS uma elevada percentagem do montante de custos fixos da TEP.

No Quadro 1 apresenta-se um exercício que, embora simplista, permite ilustrar numericamente o problema. Admitindo para o SEP um custo marginal de aquisição de energia de 4\$00/kWh, um encargo total anual de aquisição de energia de 260 milhões de contos (dos quais 200 milhões de contos correspondem a custos fixos, isto é, 77% do total) e um consumo anual base de 30 TWh, uma saída para o SENV de 10% do referido consumo (3 TWh) ocasionaria um agravamento da tarifa TEP em cerca de 6%.

Embora o texto da proposta ERSE não seja muito claro, parece poder inferir-se dele que se procuraria a indiferença (ou invariância) da tarifa TEP. Nesse caso, seria necessário transferir para custos UGS um montante de cerca de 14 milhões de contos. Esta transferência, repartida pelos consumidores que se tenham "desvinculado" e pelos restantes, representando um consumo total de 30 TWh, ocasionaria um agravamento da tarifa UGS de cerca de 0\$47 kWh.

¹ A ocorrer durante o 1º período de regulação



o que, para o cliente SEP que paga TEP e UGS, se traduziria, percentualmente, num aumento global de 5,4%, contra os anteriores 6,0%.

Para que o agravamento total visto pelos clientes do SEP, ao nível das tarifas TEP-UGS, se limitasse a 3%, seria preciso transferir dos custos fixos de aquisição de energia para a parcela UGS um montante de 70 milhões de contos, equivalente a um acréscimo de cerca de 2\$30/kWh na componente UGS.

Do mesmo Quadro 1 ainda se pode concluir que a indiferença para os clientes cativos do SEP só seria conseguida transferindo da TEP para a UGS cerca de 56% dos custos totais de aquisição de energia, ou seja, aumentando a UGS em 4\$67/kWh.

Este exemplo mostra a ineficácia do mecanismo, nos termos propostos pelo Regulamento, para proteger os clientes cativos do SEP das transferências para o SENV. Os clientes do SEP serão sempre penalizados pela decisão de um cliente elegível em passar para o SENV. Se apenas se puder repercutir na tarifa uma parte do aumento resultante daquela saída, serão também penalizadas as empresas distribuidoras que deverão "encaixar" o restante efeito da saída de clientes para o SENV.

QUADRO 1

	Custos Fixos		Custo Total EP	Custo Marginal	Consumo SEP	Consumo SENV	TEP	Delta TEP	Cust. Trans UGS	JGS	TEP-UGS	Delta TEP-UGS
	(Cust. Trans UGS)	Custos Variáveis										
	M\$.ano.	M\$.ano.	M\$.ano.	(esc./kWh)	(G/Whano)	(G/Whano)	(esc./kWh)	%	M\$/ano.	(esc./kWh)	(esc./kWh)	%
Previsão	50 000	50 000	100 000	4 000	30 000	0	3 000	3 000	0	3 000	3 000	3 000
Ocorrido	50 000	48 000	98 000	4 000	27 000	3 000	3 000	3 000	4 000	3 467	3 133	3 133
Corrigido, Proposta ERSE?	50 000	48 000	98 000	4 000	27 000	3 000	3 000	3 000	40 000	4 667	3 500	3 500
Corrigido, SEP 30%	50 000	48 000	98 000	4 000	27 000	3 000	3 000	3 000	40 000	4 667	3 500	3 500
Corrigido, Indiferença SEP	50 000	48 000	98 000	4 000	27 000	3 000	3 000	3 000	40 000	4 667	3 500	3 500

O custo total de aquisição de energia e potência pelo SEP, subtraído do montante correspondente a valorizar todo o consumo do SEP ao custo marginal de 4\$00/kWh, representa, desde que este custo marginal não contenha a valorização da energia não fornecida, a soma do custo da garantia de potência com os "custos ociosos" contidos naquele custo total. Como seria de esperar, a soma destas duas parcelas corresponde, no exemplo numérico atrás



apresentado, ao valor de 140 milhões² de contos que se tornaria necessário transferir para a UGS, se se pretendesse obter a "indiferença", às saídas para o SENV, dos custos vistos pelos clientes do SEP.

Devido ao prazo relativamente dilatado de instalação de novo equipamento produtor e também ao problema das indivisibilidades associadas à potência a instalar, é necessário um compromisso intertemporal, de médio prazo, entre custos assumidos no presente e a valorização económica futura da energia não fornecida. Assim, pode não ser fácil separar, entre si, o montante correspondente ao conjunto das parcelas relativo a "custos ociosos" e o montante relativo a garantia de potência.

Em conclusão, a antecipação de custos, face à obrigatoriedade do SEP, fornecer energia aos clientes do SENV enquanto para tal tiver disponibilidade, criará uma situação de injustiça caso o SENV não fique a pagar, desde o início da aplicação da nova regulamentação, pelo menos parcialmente, a garantia de fornecimento que lhe é proporcionada.

3.3. Propostas

3.3.1 Opção 1 (variante da proposta do Regulamento)

Uma solução para mitigar o efeito do encargo fixo tornado "ocioso" ou "inactivo" pela saída de um cliente eligível, poderia passar pela transferência **imediate** (e não diferida no tempo como proposto no Regulamento), a partir do momento em que o cliente deixa de ser abastecido pelo SEP, de um montante da parcela fixa da tarifa TEP, por exemplo proporcional ao seu consumo³.

Deste modo, no ano em que se verificasse a saída para o SENV de determinado cliente elegível, todos os consumidores de energia eléctrica suportariam o correspondente sobrecusto do SEP devido ao aparecimento de uma determinada capacidade tornada inactiva. Levanta-se, contudo, a questão do horizonte a considerar para manter a repercussão deste custo na

² $140 \text{ (Mc)} = 260 \text{ (Mc)} - 30 \text{ (TWh)} \cdot 4 \text{ (Mc/TWh)}$

³ No exemplo do Quadro 1, uma saída de 10% do consumo corresponderia a transferir para a "UGS" uma quantia de cerca de 20 milhões de contos (10% dos encargos fixos), o que mesmo assim, levaria a um acréscimo de cerca de 5% na tarifa "TEP+UGS" do cliente final "cativo" (redução de 0.23 esc/kWh na componente "TEP" e aumento de 0.67 esc/kWh na componente "UGS").



tarifa UGS, na medida em que se prevê que o mercado do SEP continue a evoluir e, portanto, tal sobrecapacidade será absorvida num futuro mais ou menos afastado. Uma solução possível seria a consideração do período de tempo que medeia entre a data da passagem ao SENV do cliente elegível e a data de entrada em serviço de um novo centro produtor no SEP.

Este aspecto **dinâmico** do valor a atribuir à componente UGS da tarifa poderá trazer alguma incerteza ao funcionamento do mercado na medida em que o SENV não poderá antecipar, com confiança, qual a tarifa a pagar pelo facto de utilizar os serviços do sistema. Em contrapartida, os consumidores domésticos do SEP (tal como os restantes não elegíveis) seriam menos penalizados por decisões que lhes são exógenas, uma vez que parte dos custos transitaria da componente "TEP" para a componente "UGS", independentemente de se atingir o limiar "dobro da taxa de inflação".

3.3.2 Opção 2

Em face do que anteriormente se referiu relativamente à penalização dos clientes do SEP motivada pela saída dos clientes elegíveis, poder-se-ia incluir na tarifa "UGS", desde o início da aplicação da regulamentação, uma parcela associada à garantia de potência.

Assumindo que a próxima central (ainda não decidida) a incluir no SEP será, muito provavelmente, constituída por grupos a gás natural de ciclo combinado, poder-se-ia propor que o correspondente encargo fixo (cerca de **2.75 esc/kWh** para um factor de utilização igual ao do diagrama de cargas actual do SEP⁴) fosse transferido, desde já, da componente "TEP" para a componente "UGS".

No exemplo do Quadro 1 anterior, essa opção corresponderia a transferir para a componente "UGS", logo de início, uma verba de 82.5 ⁵ milhões de contos de encargos fixos associados à componente TEP. Assim, o acréscimo de preço a pagar pelos clientes do SEP, resultante da saída de cerca de 10% do consumo do SEP para o SENV, seria de apenas +2.5% em lugar dos anteriores 6.0% na tarifa "TEP+UGS". Se, simultaneamente, se considerasse

⁴ 2.2 esc/kWh para uma utilização de 7000 h/ano.

⁵ 82.5 (Mc) = 2.75 (Mc/TWh) * 30 (TWh)



a proposta anterior de também transferir para a UGS uma parcela dos encargos fixos da "TEP" associados à saída do cliente elegível, o acréscimo reduzir-se-ia a cerca de +1.5%.

3.3.3 Opção 3

Outro aspecto a considerar é a obtenção de um relacionamento equilibrado entre as redes portuguesa e espanhola. Tanto quanto se conhece da legislação em vigor no mercado eléctrico espanhol, a componente de "custos ociosos" ficou determinada logo de início o que clarificou as regras de jogo antes da sua aplicação. Também no caso português se deveria pensar numa solução equivalente, ou seja, definir logo de início uma parcela de custos ociosos a pagar por todos os agentes do mercado durante um determinado período.

Se se optasse por esta solução, poder-se-ia definir, desde já, uma certa percentagem da actual capacidade vinculada ao SEP, sendo os encargos correspondentes associados à parcela de "custos ociosos" a recuperar num determinado horizonte. Atendendo ao limite definido pela Directiva sobre o Mercado Interno e à actual capacidade vinculada ao SEP, poderia considerar-se "ociosa" uma capacidade de cerca de 1200 MW⁶ (equivalente ao crescimento previsto da ponta de consumos a satisfazer no horizonte 2004) ou, em alternativa, admitir como "ociosa" ou "inactiva" uma capacidade equivalente a metade dos actuais e futuros consumidores elegíveis que possam aderir ao SENV num horizonte de 10 anos.

Em qualquer hipótese e por razões de transparência, a parcela de "custos ociosos" deveria ser **evidenciada**, mesmo se incluída na componente "UGS" da tarifa.

⁶ Sem considerar a capacidade afectada à segurança de abastecimento/garantia de potência.



4. COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS

A proposta de Regulamento Tarifário define os diferentes tipos de tarifas a aplicar em cada um dos casos de Distribuidor ou de Cliente Final. Os comentários que se seguem debruçam-se essencialmente sobre a Tarifa de Venda da REN e sobre as suas componentes tal como definidas no artigo 9º.

Sem prejuízo de outros aspectos particulares, apenas se comentam as questões que, do ponto de vista da REN, podem ser mais controversas.

4.1. Tarifa de Energia e Potência - "TEP"

4.1.1 Artigo 20º - Fórmula Básica

Sublinha-se como aspecto positivo o incentivo dado à REN para uma gestão mais eficiente da aquisição de energia através das possibilidades importação/exportação e de compra/venda ao SENV.

4.1.2 Artigo 21º - Ajustamento anual

Não faz grande sentido a proposta do número 5 do artigo 21.º quando diz "...devendo a entidade concessionária da RNT demonstrar ter empreendido todos os esforços possíveis no sentido de evitar ou reduzir o impacto provocado pela adesão de clientes ao SENV". De facto:

- A concessionária da RNT só tem como "clientes" as empresas de distribuição;
- Mesmo admitindo que a REN tivesse clientes de energia eléctrica, o tarifário é fixado pela ERSE e, de acordo com a proposta de Regulamento em análise, a sua aplicação deverá ser "não discriminatória" (artigo 7º. alínea 4), logo sem qualquer possibilidade de diferenciação tarifária.

Julga-se, por outro lado, inadequada a fórmula de "Ajustamento Anual" proposta neste artigo 21º. A diferença de um ponto percentual na taxa de juro quando o desvio é positivo (significando que a REN terá de devolver esta quantia em t+2) penaliza os erros de previsão relativamente às melhores estimativas utilizadas na fase de fixação desta tarifa.



A ser adoptado tal critério, a **REN seria sempre penalizada** mesmo admitindo um somatório nulo dos erros de previsão ao longo do período de regulação.

Independentemente de se adoptarem, ou não, fórmulas compensatórias para tal penalização, recorda-se que a maioria das variáveis com maior influência nos custos de aquisição de energia são exteriores à REN, por exemplo:

- Preços de todos os combustíveis utilizados nas centrais térmicas e, relacionado com estes valores, a cotação do dólar;
- Efeito da saída de consumidores para o SENV (menos vendas), por efeito da nova regulamentação.

Convém também relembrar o papel da ERSE na análise de toda a informação necessária para a definição das tarifas para o ano seguinte, nomeadamente através da SECÇÃO II (por exemplo, artigo 87.º, número 1) e da SECÇÃO IV (por exemplo, artigos 96.º, número 4 e artigo 98.º, número 1).

PROPOSTA REN para a alínea a) do número 4 do artigo 21.º

"Para $\Delta_{t-2}^E > 0$, é a taxa de juro LISBOR, a três meses, em vigor em Junho de (t-1)"

Esta proposta evita o recurso a esquemas compensatórios para a situação de não ser nulo o somatório dos erros de previsão, de tratamento mais difícil. Contudo, permanece uma descontinuidade relativamente à situação actual em que os desvios são corrigidos no ano em que se verificam. Pelas características específicas da REN, as alterações das variáveis exógenas, como os preços dos combustíveis ou a saída para o SENV de clientes elegíveis, podem, por si só, comprometer o seu equilíbrio económico-financeiro no curto prazo e justificar uma "fixação excepcional das tarifas" tal como consagrado no artigo 94.º.



4.2. Tarifa de Utilização Geral do Sistema - "UGS"

4.2.1 Artigo 22º - Fórmula Básica

Não é aceitável a proposta do Regulamento relativamente aos custos "que seriam incorridos pelo SEP para produção da energia entregue por produtores em regime especial" (número 9 do artigo 22.º), na medida em que propõe que lhes seja aplicada a tarifa de venda da concessionária da RNT. Os motivos são distintos consoante a componente.

- **Tarifa "TPE"** --> É discutível que o SEP possa considerar como "garantida" a potência facturada. A REN está obrigada a determinados padrões de qualidade que requerem uma determinada margem de reserva no SEP. Essa margem é "passada" ao cliente final através desta tarifa. A proposta regulamentar admite que, para além da potência média entregue nas redes do SEP, o produtor em regime especial garante uma disponibilidade adicional, implicitamente proporcional à margem de reserva existente no parque electroprodutor do SEP. Ou seja, para além do pagamento de uma capacidade sem a disponibilidade nem a garantia exigida ao SEP, estar-se-ia a pagar uma margem de reserva implícita no montante de encargos fixos de aquisição de energia.
- **Tarifa "UGS"** --> É discriminatório, em prejuízo dos clientes do SEP, que tais produtores, que motivam uma das componentes desta tarifa, não paguem "UGS". Esses produtores, pelo facto de estarem ligados à rede, beneficiam de um conjunto de serviços (estabilidade, segurança, regulação de tensão, etc..) associados à formação desta componente da tarifa. É questionável que um novo produtor em regime especial traga acréscimo de reserva ou de estabilidade ao sistema.
- **Tarifa "URT"** --> É questionável considerar que tais produtores em regime especial evitam investimentos na RNT. De uma forma geral a produção de pequena dimensão está disseminada pelas redes de distribuição, às quais se

⁷ Basta lembrar o caso dos geradores assíncronos ligados à rede.



encontra fisicamente ligada. Relativamente aos "custos evitados" na RNT, portanto a montante das redes de distribuição, convirá analisar o que se passa nas componentes de energia e de capacidade.

No que se refere à parcela de energia, a energia eléctrica injectada na rede de distribuição evita, em geral, perdas nas RNT.

Relativamente ao investimento na RNT, apesar do grande número de produtores disseminados pelas redes de distribuição, a sua produção, em termos médios, não evita investimentos adicionais porque:

- (a) Estes pequenos produtores estão estatisticamente disseminados pelas cerca de 50 subestações da RNT o que, salvo situações de excepção, significa que o número de produtores ligados a uma mesma subestação é reduzido. Assim, o somatório das suas contribuições é pouco relevante face às capacidades de transporte e de transformação instaladas;
- (b) A capacidade de transporte de uma linha de muito alta tensão (MAT) ronda os 1000 MW ou os 250 MW consoante a linha for de 400 kV ou de 220 kV. Atendendo à dimensão deste tipo de produção associado a cada subestação, às indivisibilidades próprias dos investimentos na RNT e aos critérios de segurança de abastecimento a que a REN está obrigada, um pequeno produtor não será determinante nas decisões de investimento.
- (c) No caso de um grupo de pequenos produtores que, em conjunto, constituam uma elevada concentração de capacidade ligada a uma única subestação, a situação é idêntica à que já hoje se verifica com os "cachos" de centrais mini-hídricas em que grande parte da energia injectada na rede de Distribuição vai fluir para a RNT. Também nesta situação o investimento na RNT não seria evitado. Já se verifica actualmente ⁸ uma situação semelhante à anterior em que um conjunto de pequenos produtores independentes poderá obrigar a um reforço da RNT porque, em condições normais, uma ou duas linhas ficarão próximas da saturação.

⁸ Em algumas subestações da zona do Minho



PROPOSTA REN para o número 9 do artigo 22º (versão 1)

“Para efeitos do número anterior, os custos incorridos pelo SEP correspondem aos encargos variáveis em que o sistema electroprodutor público incorreria na produção correspondente às entregas dos produtores em regime especial”.

PROPOSTA REN para o parag. 9 do artº 22 (versão 2)

“Para efeitos do número anterior, os custos incorridos pelo SEP correspondem à aplicação da tarifa de Venda da Entidade Concessionária da RNT às entregas dos produtores em regime especial deduzida das seguintes parcelas: uma percentagem, a definir, da parcela de potência da componente “TEP”; a componente “UGS”; a componente “URT”.

Se as entregas dos pequenos produtores forem incrementadas por meio de um factor de perdas estar-se-á, implicitamente, a considerar o seu efeito positivo em termos de redução das perdas na RNT.

4.2.2 Artigo 23º - Ajustamento anual

Tal como na definição da tarifa anterior, também neste caso há a salientar a inadequação da proposta de “Ajustamento Anual” consagrada no artigo 23.º com o mesmo tipo de proposta de diferenciação das taxas de juro a aplicar aos desvios ocorridos relativamente às previsões dos proveitos desta tarifa.

PROPOSTA REN para a alínea a) do número 4 do artigo 23º

“Para $\Delta_{t-1}^{UGS} > 0$, é a taxa de juro LISBOR, a três meses, em vigor em Junho de (t-1)”



4.3 Tarifa de Utilização da Rede de Transporte - "URT"

4.3.1 Artigo 25° - Ajustamento anual

Aplicam-se os comentários do ponto anterior.

PROPOSTA REN para a alínea a) do número 4 do artigo 25°

"Para $\Delta_{t-1} > 0$, é a taxa de juro LISBOR, a três meses, em vigor em Junho de (t-1)"

4.3.2 Artigo 51° - Estrutura geral

Uma vez que a solicitação da rede depende da **potência aparente**, pode ser repensada a estrutura da tarifa URT no que respeita à componente de energia reactiva.

4.3.3 Artigo 52° - Potência a facturar

O número 1 deste artigo propõe que esta tarifa seja aplicada à potência média mensal de **horas de ponta**, o que se considera incorrecto e injusto. Os clientes do SENV com capacidade de modulação ficarão beneficiados, sem que a menor potência que poderão tomar durante as cerca de quatro horas de ponta, por dia útil, corresponda necessariamente a uma menor utilização da rede. Em contrapartida, nas restantes **horas cheias**, esses clientes poderão solicitar à rede potências significativamente mais elevadas, ficando isentos do pagamento dessa solicitação adicional.

Acresce ainda que, não só a definição de horas de ponta está calibrada para o diagrama de energia global de todo o sistema (e não para a utilização mais localizada das redes), como também a adopção de apenas duas estações anuais para definição dos períodos tarifários de horas de ponta, horas cheias e horas de vazio provoca frequentes desajustes entre as horas de ponta realmente ocorridas e as prescritas no tarifário.

Esta opção corresponde, no fundo, a mais uma transferência de um custo de potência para um custo a recuperar sob a forma de proveitos de energia, neste caso, exclusivamente de energia de ponta.



PROPOSTA REN para o número 1 do artigo 52º

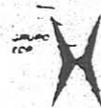
“Sem prejuízo de eventuais correcções associadas a medições a tensão diferente da tensão de fornecimento, definidas no Regulamento das Relações Comerciais, a potência facturada em cada período mensal é dada pela maior potência média verificada nos períodos de horas de ponta e nos períodos de horas cheias, durante o mês em questão, à qual se aplicam um factor de ajustamento para perdas e um factor de simultaneidade, que serão função do nível de tensão a que estiver referida a medida.”

4.3.4 Outras questões

Não está claro na proposta de Regulamento qual o universo (de consumos ou de “agentes”) a que será aplicada a tarifa de URT e, portanto, responsável pelo seu pagamento. As dúvidas incidem sobre a inclusão (ou não) de:

- a) Os pontos de entrega à Distribuição Vinculada, correspondentes a zonas da rede de distribuição onde são injectadas produções de centrais do SEP: por exemplo, Crestuma, Caldeirão, Pracana, Barreiro, etc.
- b) Um consumo de volume igual à produção entregue pelas centrais do SEI (não SENV) ligadas fisicamente à rede de distribuição e designadas no Regulamento por “produtores em regime especial”.³ O pagamento (ou não) de URT terá de ser consistente com o que o mesmo Regulamento vier a considerar, no número 9 do artigo 22º, para definir os sobrecustos de aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial. Caso se considere que aquelas entregas evitam rede de transporte, haverá um igual volume de consumo que não deverá ser incluído no universo de aplicação da URT.
- c. Um consumo de volume igual ao volume de entregas das centrais do SENV (actualmente as centrais da EDP “embebidas” na distribuição). O pagamento (ou não) de URT terá de ser consistente com o que o Regulamento de Acesso às Redes e Interligações vier a considerar para definir o pagamento de URT pelos clientes do SENV.

³ Ver proposta REN no ponto 4.2.2.



4.3. SECÇÃO II - Fixação anual das tarifas

4.3.1 Artigo 91º - Custos marginais

Não é claro o que se pretende com este artigo, nomeadamente nos seus pontos 1 e 2.



COMENTÁRIOS
DA
REN - REDE ELÉCTRICA NACIONAL

à Proposta da ERSE

REGULAMENTO DE ACESSO ÀS REDES E INTERLIGAÇÕES

8 de Julho de 1998



REGULAMENTO DO ACESSO ÀS REDES E INTERLIGAÇÕES

COMENTÁRIOS DA REN - REDE ELÉCTRICA NACIONAL

1. INTRODUÇÃO

1. O modelo de organização do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), esboçado na legislação publicada em 1995 (e revista em 1997), assenta na "coexistência de um Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e de um Sistema Eléctrico Independente (SEI). No âmbito do SEI destaca-se o Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV), organizado e funcionando segundo uma lógica de mercado e cujas relações comerciais com o SEP "assentam no princípio da partilha de benefícios que podem ser extraídos da exploração técnica conjunta dos dois sistemas". Esta exploração técnica conjunta assim como a gestão das relações comerciais subjacentes está centralizada na entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), isto é, na REN. Daqui decorre a importância para esta empresa de todas as propostas de regulamentação que incidam sobre os aspectos anteriores e a necessidade de avaliar, **exaustivamente e com rigor**, todas as potenciais repercussões sobre as suas responsabilidades, a sua organização e o seu modo de funcionamento.
2. O acesso às redes e interligações é uma pedra chave do processo de liberalização do sector eléctrico e da construção do Mercado Interno da Energia. Isso mesmo é reconhecido pela Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE) no documento de enquadramento do conjunto de propostas de Regulamentos apresentado. A garantia de acesso é a primeira condição a satisfazer para que os produtores possam fazer ofertas e concretizar acordos de fornecimento e os clientes possam exercer um eventual direito de opção na selecção do fornecedor e na negociação das condições de aquisição de energia.
3. O exercício desse direito exige a regulamentação das condições técnicas e comerciais do acesso, ou seja, nos aspectos que nos interessam, das condições em que produtores e clientes não vinculados e, por extensão natural, agentes externos poderão "utilizar" as linhas e outras instalações da RNT. A abertura da RNT (e das redes de distribuição) a novas modalidades de comercialização de energia eléctrica vai ter repercussões económicas que estão na raiz da liberalização preconizada. Mas também terá repercussões sérias sobre o modo como se exerce a gestão global do sistema, neste caso dificultada pela especificidade do sistema eléctrico que requer a manutenção de um equilíbrio permanente entre produção e consumo e cuja **responsabilidade recai sobre a**



REN Por isso tem importância fundamental o que vier a ficar estipulado no Regulamento de Acesso às Redes e Interligações (RARI) e a sua interdependência com as disposições do Regulamento do Despacho (RD), do Regulamento das Relações Comerciais (RRC) e do Regulamento Tarifário (RT).

4. Do articulado do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações transparece a preocupação da ERSE com o seu enquadramento no conjunto legislativo publicado em Julho de 1995, designadamente nos princípios estabelecidos no Decreto-Lei n.º 182/95 e também no ordenamento da Directiva 96/92/CE de 19 de Dezembro, em curso de transposição para a ordem jurídica portuguesa de forma a entrar em vigor a partir de 19 de Fevereiro de 1999. Transparece, igualmente, a preocupação com as alterações registadas na organização e funcionamento do sector eléctrico espanhol, baseadas na Lei n.º 54/1997, de 27 de Novembro. É certo que as condições impostas pelo modelo espanhol são relevantes para o relacionamento técnico e comercial entre os dois sistemas e que, por exemplo, na definição das condições de acesso às interligações a compatibilização é indispensável. No entanto, o texto da Directiva comunitária dá suficiente latitude para acomodar modelos de organização e funcionamento muito diferentes, sem necessidade de a reciprocidade e a compatibilização de operação se converterem em identidade de modelos.

5. A transição para um novo ambiente de relacionamento entre o Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e o Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV) deve processar-se com particular cuidado, não devendo a regulamentação abrir caminho para situações de discriminação - que, em nosso entender, são patentes no desequilíbrio SEP/SENV. Pelas suas implicações na gestão técnica e económica global, **em tempo real**, de todo o sistema interligado, esses cuidados devem ser reforçados nas matérias cobertas pelo Regulamento de Acesso às Redes e Interligações. Para isso é fundamental **garantir o gradualismo da transição para o novo modelo**, dando tempo para adaptar organizações e procedimentos, apenas na medida do indispensável e não impondo exigências desnecessárias às empresas, e minimizando o risco de deseconomias globais ou de eventuais roturas que iriam desacreditar o próprio quadro regulamentar e tornar-se fonte de potenciais conflitos.



2. ANÁLISE NA GENERALIDADE

6. A proposta de Regulamento de Acesso às Redes e Interligações pode dividir-se essencialmente em duas partes:

- uma **primeira parte**, constituída pelos Capítulos I a IV e pelo Capítulo VII, que se ocupa essencialmente das condições técnicas e comerciais de acesso às redes, das informações a prestar pelos vários agentes, com especial destaque para a REN, e dos procedimentos relacionados com os Acordos de Acesso e Operação das Redes a estabelecer com as entidades do SENV;
- uma **segunda parte**, constituída pelos Capítulos V e VI, que estabelece as condições comerciais de oferta de energia e de serviços através das redes e interligações.

7. Relativamente ao conteúdo e formulação da **primeira parte**, para além dos comentários específicos adiante expressos, a REN considera que os aspectos a salientar e merecedores de análise mais detalhada são:

- a) O **número e os prazos** de apresentação dos documentos a preparar pelas empresas, em geral, e pela REN, em particular (artigos 9.º a 20.º);
- b) A retribuição dos **investimentos comparticipados** (artigo 25.º);
- c) A composição e as funções da **Comissão de Utilizadores de Redes** (artigos 30.º a 34.º);
- d) O tratamento de que gozarão, após entrada em vigor da regulamentação proposta, os **produtores do SEI** que não pertençam ao SENV.

8. A **segunda parte** da proposta introduz mudanças profundas nos modelos de relacionamento de produtores e clientes não vinculados entre si e com o SEP, e de partilha de benefícios a extrair da exploração técnica conjunta dos dois sistemas. Algumas dessas normas não estão explicitamente descritas na legislação do sector (designadamente no Decreto-Lei n.º 182/95) e podem alterar profundamente a organização interna e o modo de funcionamento da REN. Realçam-se os seguintes aspectos:

- a) A separação, não só contabilística mas também organizativa, no interior da REN, entre as funções de "Agente Comercial do SEP", de "Gestor de Ofertas", de "Despacho" e de "Acerto de Contas" (artigos 53.º a 57.º).



- b) A possibilidade de estabelecimento de **contratos bilaterais físicos** de longa duração entre agentes do SENV e entre estes e agentes externos (artigos 59.º, 84.º e 86.º);
- c) A opção por um **sistema de ofertas** para relacionamento comercial entre o SEP e o SENV, tipo "pool" (artigos 61.º, e 69.º a 78.º).



3. CAPITULO I - DISPOSIÇÕES GERAIS

3.1 Âmbito (artigo 2.º)

9. No número 2 do artigo 2.º referem-se as entidades abrangidas pelo presente regulamento, não havendo qualquer menção a **agentes externos**. Parece-nos que este tipo de agentes, produtores ou comercializadores externos, na medida em que poderão aceder às redes do SEP através de ofertas feitas à "pool" ou através de contratos com agentes do SENV (que podem revestir a forma de contratos bilaterais físicos) estarão abrangidos pelo regulamento e devem ser explicitamente mencionados.



4. CAPÍTULO III - CONDIÇÕES ESPECÍFICAS PARA O ACESSO

4.1. Documentação a apresentar pelas empresas (artigos 9.º a 23.º)

10. O Regulamento estipula que as empresas apresentem, quer regularmente, quer em resposta a acontecimentos, quer ainda sob a forma de proposta (caso das minutas de Acordo de Acesso e Operação de Redes e da Formulação do Pedido de Acesso e das propostas de regras de funcionamento do Agente Comercial do SEP e do Gestor de Ofertas), um número elevado de documentos. A REN é particularmente visada e solicitada, devendo preparar e publicar periodicamente documentos sobre características da rede de transporte, capacidades de transporte e de interligação, planos de investimento, planos de necessidades de serviços de sistema, minutas de contratos de acesso, etc.

11. Os prazos de apresentação estipulados para alguns desses documentos - 90 a 120 dias após entrada em vigor do Regulamento - **não são realistas**, não só por causa da responsabilidade (muitos deles são para divulgação pública), complexidade e até novidade de que se revestem, como também porque se lhes deve somar a apresentação de muitos outros documentos, solicitados nos restantes Regulamentos. Em vários casos trata-se de estudos que, embora já realizados regularmente pela REN, deverão passar a ser formulados e justificados de forma compreensível para entidades exteriores, tornando todo o processo mais exigente sobretudo para os primeiros documentos de cada tipo a publicar. No Anexo I apresenta-se uma listagem de todos os documentos que, de acordo com os vários Regulamentos, a REN terá de preparar, com os correspondentes prazos a respeitar.

12. A REN disponibiliza-se para examinar com a ERSE a razoabilidade e necessidade dos prazos estipulados, estabelecendo uma hierarquia de prioridades e acertando em conjunto o conteúdo informativo e justificativo mínimo satisfatório. Espera-se que a ERSE esteja receptiva à proposta de revisão de prazos bem como ao exame da indispensabilidade e oportunidade do fornecimento de certa informação.

4.1.1. Caracterização da Rede Nacional de Transporte (artigo 9.º)

13. A caracterização de zonas ou nós de rede e o cálculo da estimativa da capacidade de transporte entre zonas é uma tarefa complexa, não isenta de alguma subjectividade. Deve ser acertado previamente entre a REN e a ERSE o nível de detalhe a que se pretende descer e estabelecer-se uma metodologia para estes estudos. Será prudente prever um **período transitório de um ano** para ajustar metodologia com a ERSE, dando tempo para preparar uma rotina técnica e organizativa dos cálculos a realizar e do tipo de documento a publicar.



4.1.2 Capacidade das Interligações para fins comerciais (artigo 10.º)

14. Não é evidente a vantagem de anualmente se apresentarem **dois estudos** sobre esta capacidade, um em Maio e outro em Novembro. Obriga a um esforço suplementar quando parece suficiente apresentar apenas **um estudo anual** em que se definam limites de capacidade para quatro situações típicas de rede: uma de Verão e outra de Inverno, combinadas com características hidrológicas extremas. Em todo o caso é um tema em que será necessário harmonizar com a Rede Eléctrica de Espanha processos, critérios e frequência de actualização de valores.

4.1.3 Necessidades de Serviços de Sistema (artigo 16.º)

15. O Regulamento prevê que a REN elabore um **"Plano de Necessidades de Serviços de Sistema"** cujo envio à ERSE deverá ser feito **de dois em dois anos** e que, de acordo com o artigo 19.º, a REN deve publicar e manter disponível para consulta. Além disso, anualmente, a REN deverá elaborar um documento onde analise e avalie a situação quanto à disponibilidade existente relativamente a Serviços de Sistema. Trata-se de uma matéria conhecida do Despacho mas de quantificação delicada. Essa quantificação, sob a forma sistematizada que um "plano" pressupõe, não está feita e a previsão de publicação do plano confere-lhe sensibilidade especial. Terá de ser bem ponderada a possibilidade de cumprimento do prazo pretendido pela ERSE: Junho, após a entrada em vigor deste Regulamento.

4.1.4 Pedido de Acesso de PNV e CNV (artigo 22.º)

16. O prazo de 15 dias (úteis, segundo a nossa interpretação) previsto para uma resposta expedita pode não ser suficiente porque tais pedidos vêm, normalmente, através dos Distribuidores Vinculados que os remetem para a REN. É mais razoável prever **30 dias úteis**. No caso dos pedidos que necessitam de estudos adicionais para verificar da sua adequação às condições de segurança e estabilidade das redes, o prazo também deverá ser alargado para **90 dias úteis**, em vez dos 60 dias referidos no Regulamento.

17. É importante salientar que a REN terá dificuldades em lidar com mais de 2 ou 3 pedidos simultaneamente, o que poderia comprometer mesmo os novos prazos propostos. Assim, deveria ser **acrescentada uma alínea c)** ao número 1 do artigo 22.º prevendo que:

c) No caso da apresentação simultânea de vários Pedidos de Acesso, a entidade concessionária da RNT poderá propor à ERSE o prolongamento dos prazos referidos nas alíneas anteriores, mantendo-se a prioridade de resposta de acordo com a ordem de entrada dos pedidos.



4.1.5 Necessidade de reforço da RNT (artigo 23.º)

18. O prazo de 90 dias (úteis?) para a REN enviar ao Candidato a Utilizador das Redes um estudo com as propostas de investimento alternativas, prazos de execução e regras para repartição de encargos parece razoável desde que não haja acumulação de vários pedidos em simultâneo. Aquele prazo só deve começar a contar após a conclusão dos estudos prévios previstos no artigo 22.º e que indicaram a necessidade de proceder a reforços da rede existente. Se for outro o entendimento implícito, o prazo de 90 dias deve ser revisto.

4.2 Retribuição dos Activos Comparticipados (artigo 25º)

19. De acordo com os números 5 e 6 do artigo 25.º, os activos da REN (e dos Distribuidores Vinculados) a remunerar são líquidos de participações. Estas participações destinam-se à execução de projectos de immobilizado que, uma vez construídos, passam a integrar a Rede Nacional de Transporte, ficando a REN responsável pela sua operação e manutenção. Um processo paralelo ocorre com os Distribuidores.

20. Quer a REN, quer os Distribuidores Vinculados, ao incorporarem estes activos assumem riscos e encargos suplementares, não só pela obrigação de manter um número acrescido de instalações, mas também pela obrigação de substituir equipamentos, sobretudo após avarias graves. Não está garantida a recuperação de todos esses custos, principalmente se são impostos limites aos custos totais anuais de operação e manutenção. A REN considera que **deve ser autorizada uma remuneração** aos activos participados e incorporados na rede de transporte, mesmo que proporcionalmente inferior à remuneração dos restantes activos. O mesmo se deve aplicar aos Distribuidores Vinculados.



5. CAPÍTULO IV - CONDIÇÕES TÉCNICAS E COMERCIAIS DE ACESSO

5.1 Comissão de Utilizadores das Redes (artigos 30.º a 34.º)

21. Trata-se de uma comissão de representantes dos utilizadores das redes, de natureza **consultiva**, que a ERSE pode constituir na sua directa dependência, com vista à adequada aplicação das regras de acesso às redes e interligações. De acordo com o número 2 do artigo 31.º a Comissão deve estar constituída num prazo de 60 dias após a publicação do Regulamento. Relativamente a esta Comissão suscitam-se alguns comentários quanto à sua **composição** e às suas **funções**.
22. Na **composição** da Comissão os representantes do SENV estão em maioria relativamente aos do SEP, o que não parece equilibrado face à dimensão do SENV e à natureza de algumas tarefas cometidas à Comissão. Efectivamente, prevê-se que ela dê parecer sobre **matéria sensível**, designadamente desacordo quanto a exigências técnicas feitas pela REN ou pelas empresas de distribuição em AT e MT e relativas a pedidos de acesso (ou de reforço) formulados por candidatos a utilizadores de redes. Uma vez que os pareceres da Comissão não têm carácter obrigatório nem vinculativo para a ERSE, seria preferível uma **distribuição equitativa de representantes** entre o SEP e o SENV.
23. Algumas das **funções** atribuídas à Comissão, designadamente as previstas nas alíneas f) e h) do artigo 33.º, não parecem apropriadas à sua composição e à tramitação mais razoável das matérias em causa: trata-se de dar parecer sobre apelos feitos à ERSE por candidatos a utilizadores no sentido da **resolução de conflitos** entre eles e a REN ou as empresas de distribuição. Não se julga prudente remeter essas questões para uma instância onde só há representantes das partes em litígio e onde uma delas está em maioria.
24. Por outro lado, a abordagem de certas matérias previstas nas atribuições genéricas da Comissão pode levá-la a pronunciar-se sobre aspectos cuja apreciação e decisão estão cometidas à Direcção-Geral de Energia e a eventuais comissões arbitrais funcionando na sua órbita, com uma indesejável **transgressão de fronteiras**.
25. Cremos que a **composição, competências e funções da Comissão dos Utilizadores das Redes** deveriam ser revistas no sentido de limitar as suas atribuições a matérias de particular tecnicidade e não dando aso a que se possa gerar uma indefinição de responsabilidades. Algumas funções, designadamente as relacionadas com a apreciação de conflitos, poderão caber nas **atribuições do Conselho Consultivo da ERSE**.



5.2 Restrições de Rede (artigo 41.º)

26. O artigo 41.º prevê o pagamento de indemnizações aos PNV (e CNV afectados) por situação de restrições na RNT. No caso de estas restrições ocorrerem em virtude de defeitos fortuitos, de indisponibilidades de equipamento ou por derrogação do critério de segurança n-1 (de acordo com o Distribuidor Vinculado) não parece lógico prever esta penalização uma vez que, em termos probabilísticos, a REN não pode garantir que não surjam situações de restrição na sequência desse tipo de incidentes.

27. O procedimento mais lógico consistirá em incluir no estudo das alternativas de ligação, feito a pedido do Candidato a Utilizador, o nível relativo de fiabilidade associado a cada uma das alternativas. Esse "nível de fiabilidade", com repercussão no investimento, servirá ao Candidato a Utilizador como factor indicativo para a sua tomada de decisão e será incluído no "Acordo de Acesso e Operação das Redes", devendo o PNV pronunciarse sobre as propostas e assumir o risco inerente a cada uma. A REN só seria responsável por indemnizações se a frequência ou a duração das interrupções viesse a ultrapassar os limites estabelecidos no "Acordo de Acesso e Operação das Redes". Será necessário o acordo das duas partes caso as exigências de fiabilidade sejam mais restritivas que as previstas no Regulamento da Qualidade de Serviço.

5.3 Coeficientes de Adesão (artigo 46.º)

28. Os Coeficientes de Adesão destinam-se a dar um sinal económico adequado a uma correcta localização geográfica dos Candidatos a Utilizadores de Redes. Como tal, irão afectar o custo de ligação de qualquer Candidato. Acontece que a topologia e o critério de exploração do sistema de produção-transporte pode mudar significativamente de um ano para o outro, alterando-se o valor relativo destes coeficientes nalguns pontos de entrega da RNT. A determinação destes coeficientes só pode basear-se numa simulação da exploração da RNT num horizonte entre 5 e 10 anos, para verificar tendências e estimar um valor médio com alguma estabilidade, em cada ponto de entrega.

29. Pela complexidade e subjectividade do cálculo destes coeficientes de adesão, pelas características do sistema produtor onde a variabilidade hidrológica se repercute em condições de exploração da produção e de trânsito na RNT muito distintas, e pela pequena variação relativa que se estima que este factor tenha de um nó para outro da RNT, sugere-se a sua não aplicação até dispor de um critério simples embora fundamentado, a aplicar quando se proceder à revisão da regulamentação.



5.4 Produtores do SEI não pertencentes ao SENV

30. De acordo com o artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 182/95, além do SENV há mais três categorias de produtores que integram o SEI e que são objecto de legislação específica, designadamente dos Decretos-Lei n.º 186/95 e n.º 313/95. Neles se inclui a produção de energia eléctrica a partir de energias renováveis (excepto hidráulica) e a produção em instalações de cogeração, **sem limite de potência instalada**. Acresce que a legislação aplicável a qualquer das categorias **obriga** a rede do SEP a receber as quantidades de energia que esses produtores lhe quiserem fornecer, praticamente **sem restrições**.

31. Com a entrada em vigor dos novos Regulamentos e o aparecimento de PNV e de CNV, vão provavelmente **acentuar-se as situações de desequilíbrio e de tratamento discriminatório em benefício dos produtores do SEI não pertencentes ao SENV**, já que a regulamentação de acesso às redes se lhes não aplica, embora beneficiem, por exemplo, de todos os chamados Serviços de Sistema. Reconhece-se que os referidos produtores estão ao abrigo de legislação especial e que, como tal, não teria cabimento o seu tratamento nestes regulamentos. Contudo, chama-se a atenção da ERSE para esta situação, **com tendência para se agravar**, que pode exigir investimentos adicionais nas redes de transporte e distribuição, que influencia as chamadas funções de gestão técnica global do sistema e que, naturalmente, perturba o funcionamento do sistema de oferta, não salvaguardando o equilíbrio de interesses dos vários intervenientes.



6. CAPÍTULO V - CONDIÇÕES COMERCIAIS DE OFERTA DE ENERGIA

6.1 Separação organizativa da entidade concessionária da RNT (artigos 53.º a 57.º)

32. A alínea g) do artigo 51.º do Decreto-Lei n.º 182/95 estabelece que as relações comerciais entre o SEP e o SENV são centralizadas na entidade concessionária da RNT. Invocando essa disposição, o artigo 53.º do Regulamento decompõe aquelas relações em **4 funções distintas** (a que adiciona uma **quinta função**, correspondente ao Transporte de energia eléctrica) e propõe a sua individualização, quer em termos contabilísticos, quer em termos **organizativos**. Sendo a separação contabilística um problema essencialmente de flexibilidade e ajustamento de critérios de imputação de custos (e receitas), já a separação organizativa poderá **obrigar a uma reformulação profunda** da estrutura da REN, não sendo clara a extensão que deve assumir, nem em que prazo deveria ser concretizada, para ser aceite pela ERSE.

33. As Bases da Concessão da entidade concessionária da RNT, anexas ao Decreto-Lei n.º 185/95, não impõem explicitamente nenhuma forma de organização interna. Por isso, a obrigação contida na proposta de Regulamento de estabelecer determinadas estruturas organizativas não se deduz forçosamente do contexto legislativo. Este facto, a complexidade da gestão otimizada de um SEP com uma forte componente hídrica (e de grande variabilidade sazonal), na base de custos "contratuais" (associados aos CAE) e da exploração de programas de simulação hidrotérmica, e a reserva de confidencialidade imposta pelos referidos CAE recomendam que a passagem da estrutura actual para qualquer estrutura e modo de funcionamento diferentes se faça de forma **prudente e gradual**, devendo ser precedida de uma **identificação de todos os procedimentos**, actuais e futuros, passo a passo.

34. O esquema proposto no Regulamento suscita-nos dúvidas quanto à repartição e extensão das tarefas, quanto à partilha exacta de responsabilidades, quanto aos graus de liberdade relativos a cada um dos novos "agentes", em suma, quanto à **exequibilidade prática** dos mecanismos propostos.

6.2 Agente Comercial do SEP (artigo 54.º)

35. Uma primeira dúvida refere-se ao **Agente Comercial do SEP**. As funções atribuídas são muito vastas e incluem parte da gestão de contratos, facturação e parte da programação e simulação de operação do sistema produtor, eventuais previsões de consumos (?) etc. Algumas das funções atribuídas implicam que esse Agente Comercial passe a dispor de conhecimentos e "ferramentas" hoje residentes no Despacho Nacional, por exemplo:



- a) a coordenação das indisponibilidades, designadamente das centrais do SEP;
- b) a determinação dos custos variáveis de produção e, portanto, da ordem de mérito associada.

Recorda-se que a ordem de mérito decorre dos preços "expectáveis" dos combustíveis e da valia da água armazenada nas albufeiras, calculada por programas de simulação. Também a existência de contratos "take or pay" para o fornecimento de gás natural obriga a usar, para este combustível, uma abordagem semelhante à usada na determinação da valia da água.

36. A redacção da alínea b) do artigo 54.º parece conceder ao Agente Comercial do SEP a **liberdade de estabelecer, como entender**, as ofertas diárias de compra e venda de energia, que transmite posteriormente ao Gestor de Ofertas. Devem esclarecer-se os **limites** dessa liberdade, designadamente se ela se limita aos meios de produção vinculados excedentários, no caso de ofertas de venda, e à substituição dos meios mais caros mobilizados (na Ordem de Mérito Vinculada prevista no número 2 do artigo 54.º), no caso de ofertas de compra, ou se tem outra latitude.

37. No número 1 do artigo 54.º refere-se que o Agente Comercial do SEP, além da gestão dos contratos de vinculação dos produtores vinculados e das entidades titulares de licença vinculada de distribuição em MT e AT, fará também a **gestão dos... "contratos de curta duração com os restantes Agentes de Ofertas"**. Não se entende se o Agente Comercial do SEP pode ser, ele próprio, parte nesses contratos (actuando em nome da REN), ou se apenas os "facilita" (como?). Esta indeterminação é reforçada pela redacção da alínea c) do número 2 do mesmo artigo.

38. Ainda relativamente ao artigo 54.º, não se entende a **quem compete** estabelecer o **"consumo previsto do SEP"**, a quem compete "prever" a contribuição dos produtores do SEI que não fazem parte do SENV e qual o grau de agregação desse consumo, uma vez que a verificação de eventuais congestionamentos na Rede de Transporte (aparentemente cometida ao Despacho, nos artigos 56.º e 69.º, embora não seja claro em que momento o Despacho a fará e a quem competirão, posteriormente, quaisquer alterações) exige um conhecimento desagregado de produção e consumo por todos os nós da rede.

6.3 Gestor de Ofertas (artigo 55.º)

39. A função de **Gestor de Ofertas** descrita no artigo 55.º é inédita no SEN embora seja típica de sistemas organizados sob a forma de "pool". No entanto, no caso português, é-lhe acrescentada a tarefa de **divulgar ofertas** (de compra ou de venda) de curta duração pelos diversos Agentes de Ofertas, com vista a fomentar o estabelecimento de contratos de

curta duração entre eles. Parece-nos uma originalidade relativamente aos sistemas organizados daquela forma e uma complexidade adicional eventualmente desnecessária.

40. A criação de um Gestor de Ofertas, mesmo que o seu nível de actividade seja inicialmente baixo por escassez ou ausência de ofertas, obrigará a mobilizar recursos humanos e materiais de forma a estar apto a proceder de modo rigoroso, sistemático e eficaz à recepção e processamento das ofertas. A sua dotação com produtos informáticos específicos (e testados) será indispensável.

6.4 Despacho (artigo 56.º)

41. As competências e responsabilidades atribuídas ao Despacho no artigo 56.º não referem, de forma explícita, o papel muito importante que deve desempenhar na adaptação, **em tempo real**, do "Programa de Contratação de Energia" referido no artigo 69.º, à evolução das condições de exploração, em busca do óptimo económico. É frequente a ordem de mérito modificar-se drasticamente e de forma abrupta (por variação súbita de afluências, por exemplo) em qualquer momento, **exigindo uma autonomia para tomada de decisão de alteração do programa, por razões económicas, num tempo muito curto.**

6.5 Acerto de Contas (artigo 57.º)

42. Não é claro o âmbito de funções previsto para o Acerto de Contas. Pode envolver apenas o Sistema de Informação do Mercado de Energia (SIME), isto é, a aquisição de dados, ou pode envolver a própria facturação entre a REN e os Produtores e entre a REN e os Distribuidores Vinculados

6.6 Comentários finais às condições comerciais gerais

43. Na sequência das reflexões anteriores parece indispensável que a ERSE reveja as secções dos Capítulos V e VI, em conjunto com a entidade concessionária da RNT, não só para clarificar todos os pormenores de funcionamento dos mecanismos propostos mas, sobretudo, para identificar as alterações mínimas da organização actual que permitirão pôr o novo modelo em funcionamento **em regime experimental**, sem comprometer os objectivos de partilha transparente de benefícios do funcionamento conjunto. Na reformulação dos referidos capítulos procurar-se-iam apontar as linhas da adaptação progressiva e limitar o grau de detalhe das referências à segmentação e repartição imediata de tarefas.



44. O modelo proposto para o relacionamento comercial entre o SEP e o SENV tem aspectos positivos e talvez possa, depois de devidamente ajustado e aprofundado, vir a ser posto em prática a médio prazo. Para além das novas tarefas suscitadas pela necessidade de contemplar os agentes do SENV e o relacionamento com o mercado espanhol, o modelo procura ter em conta a maior parte - **mas não todas** - as tarefas actualmente desempenhadas pelo Despacho Nacional, integrado na concessionária da RNT. Contudo, não foram estudadas as implicações da sequência temporal de cada tarefa elementar e o processo iterativo subjacente (cuja eliminação comprometerá a optimização económica), nem a viabilidade da nova partilha de responsabilidades que tal modelo implica. Esta identificação prévia é crucial para a operacionalidade dos novos mecanismos.

45. O modelo de relacionamento e de estrutura proposto só pode concretizar-se progressivamente, através de uma adaptação gradual da organização da REN, a aquisição de instrumentos ("hardware" e "software"), a formação de recursos humanos e o indispensável período de ensaio. A julgar pelo exemplo espanhol, a criação de um Gestor de Ofertas e de programas de encontro de preços, além de ter custos, obriga a um período de transição nunca inferior a um ano a fim de preparar:

- a) regulamentação de funcionamento dos vários mercados;
- b) programas informáticos de cálculo de preços de encontro;
- c) dotação de um quadro adequado de pessoal.

46. Com base nas considerações anteriores está **claramente desajustado** o período de 90 dias concedido pela ERSE para preparação das regras da "pool" (artigos 54.º e 55.º). Acresce que a separação organizativa de funções preconizada no artigo 53.º deveria levar, por homologia de situações, complexidade de funções e nível de responsabilidades, a produzir Regulamentos autónomos para o Agente Comercial do SEP e para o Gestor de Ofertas, por analogia com a exigência de um Regulamento do Despacho.

6.7 Contratos bilaterais físicos de longa duração (artigos 59.º, 84.º e 86.º)

47. Nas definições incluídas no artigo 3.º do Regulamento não se encontra a definição de **contrato bilateral físico**, embora ela faça parte do glossário incluído no documento de enquadramento proposto pela ERSE. Pela sua influência sobre o funcionamento do sistema de oferta julga-se que deve figurar no referido artigo 3.º. A existência de um contrato de longa duração deste tipo, entre PNV e CNV, leva a que o PNV não seja objecto de despacho centralizado pela REN até à potência contratada com o CNV. Esta situação pode ser interpretada como contrariando (pelo menos se a potência contratada for superior a 10 MVA) o estabelecido na alínea b) do artigo 51.º do Decreto-Lei n.º 182/95, a qual estipula que **todos os PNV de potência aparente instalada superior a 10 MVA são objecto de despacho centralizado como qualquer produtor vinculado**.



Recomenda-se que seja analisada esta interpretação uma vez que a possibilidade concedida através do contrato físico altera o modo de funcionamento do conjunto SEP+SENV e o método de partilha de benefícios.

48. A Proposta de Regulamento não faz referência (nem nas definições do artigo 3.º) a "agentes externos". Todavia, parece que nada impossibilitará o estabelecimento de contratos bilaterais físicos, de longa duração, entre CNV nacionais e produtores (ou comercializadores) **externos**, ou entre PNV nacionais e comercializadores (ou clientes elegíveis) **externos**. Esta possibilidade, a materializar-se, vai igualmente reflectir-se no funcionamento e partilha de benefícios do conjunto, além de pôr um problema suplementar quanto ao tratamento e eventual **rateio das capacidades de interligação**, contemplando (ou não) prioridades, durações e direitos adquiridos. O relacionamento com "agentes externos" deve ser precisado no texto, sem ambiguidades ou pelo menos remetido para regulamentação adicional, a publicar posteriormente.

49. Os contratos bilaterais físicos com agentes externos facilitarão o acesso de grandes consumidores nacionais ao mercado espanhol, sem a obrigatoriedade de pagamento de outros custos para além dos custos de acesso às redes traduzidos pelas tarifas de "Uso da Rede de Transporte (URT)" e de "Uso Global do Sistema (UGS)", caso não haja uma **definição prévia** dos potenciais "custos ociosos" ("stranded costs") a que a sua saída do SEP dará lugar e do seu **critério de cobertura**. A não inclusão destes custos, à **partida**, na tarifa de "Uso Global do Sistema (UGS)", ou numa componente adicional específica (ao contrário do que sucede em Espanha), beneficiará os clientes do SENV que puderem optar por este tipo de contratos em detrimento dos restantes.

50. Os contratos bilaterais físicos com produtores ou comercializadores externos irão ocupar parte da capacidade das interligações, reduzindo a capacidade disponível para as trocas comerciais do SEP através da entidade concessionária da RNT. Haverá, assim, necessidade de definir as condições adequadas de rateio da capacidade de interligação, em sintonia com o sistema espanhol. Julga-se que deverá ficar claramente estabelecido que, **em condições de emergência, a decisão quanto à forma de utilização da capacidade de interligação será tomada exclusivamente pela entidade concessionária da RNT**.

6.8 Sistema de ofertas: relacionamento entre SEP e SENV (artigos 61.º, 69.º a 78.º)

51. A introdução de um **sistema de ofertas** diário, mantendo-se em vigor os CAE assinados entre os produtores vinculados e a entidade concessionária da RNT e mantendo-se uma estrutura tarifária de venda a clientes finais próxima da actual deve merecer uma reflexão adicional. A estrutura dos custos totais de aquisição de energia aos produtores vinculados, onde o peso relativo dos "custos de potência" é da ordem de 70% do total, não está de forma nenhuma reflectida na estrutura tarifária de venda aos clientes finais, em



nenhum nível de tensão. Esta situação facilita exageradamente a opção dos clientes elegíveis pelo SENV (ou pelo acesso ao mercado espanhol) por várias razões:

- a) possibilidade de acesso a um mercado de produção com energia **praticamente a custos variáveis** (incluindo o mercado espanhol);
- b) ausência de obrigação de pagamento da parcela correspondente à garantia de potência;
- c) ausência de obrigação (pelo menos nos termos das actuais propostas de regulamentos) de pagamento de "custos ociosos" resultantes da sua desvinculação;
- d) possibilidade de estabelecimento de um **contrato de garantia de potência** com o SEP, em **condições muito favoráveis** (tarifa de potência de AT para curtas utilizações).

52. O quadro regulamentar das condições criadas para acesso de potenciais CNV ao sistema de ofertas está, assim, **fortemente desequilibrado** pelas razões apontadas, sobretudo quando comparado com o conjunto de condições de acesso à "pool" a que um cliente elegível está obrigado em Espanha, designadamente a imputação do pagamento da garantia de potência a todos os consumidores (elegíveis ou não) que adquiram electricidade em território espanhol.

53. Será, por isso, indispensável definir um termo de "**garantia de potência**", a suportar por **todos** os Agentes de Ofertas que apresentem ofertas de compra de energia ao Gestor de Ofertas, isto é, por eventuais CNV que queiram aceder à "pool" e pelos Distribuidores Vinculados na sua parcela livre. Se assim não for, estes agentes irão usar de energia apenas a preços variáveis, deixando exclusivamente para os clientes do SEP o pagamento de toda a reserva de potência do sistema electroprodutor.

6.9 Encontro diário de ofertas (artigos 69.º e 70.º)

54. Nos artigos 69.º (Encontro Diário) e 70.º (Preço de Encontro e Programa de Contratação de Energia) descrevem-se os procedimentos associados à elaboração do Programa de Contratação de Energia. No entanto, **não está previsto nenhum mecanismo de ajustamento** caso as condições programadas se modifiquem no decorrer da execução do programa (é para esse efeito que no mercado espanhol existe o mercado "intra-diário" nem quem será o seu responsável. Acontece que, se esse mecanismo é indispensável, num sistema puramente térmico, por maioria de razão é indispensável num



sistema hidro-térmico como o português, não se vislumbrando que a responsabilidade possa ser entregue a outro agente que não seja o Despacho.

6.10 Desvios do programa e energia de desvio (artigos 73.º a 75.º)

55. No artigo 73.º fala-se de **desvios** do programa para Agentes de Ofertas genéricos mas apenas se prevê uma margem de tolerância e um mecanismo de tratamento de desvios para produtores, não havendo equivalente para consumidores.

56. Não é clara a forma prevista para o tratamento de **desvios** entre a produção de um PNV e o consumo de um CNV que tenham entre si um **contrato bilateral físico**. Não sendo possível o PNV seguir instantaneamente o diagrama de consumo do CNV, será inevitável a ocorrência de desvios ao longo do tempo, os quais deverão ser alvo de um tratamento diferenciado do aplicado à energia de desvios, nos termos estabelecidos nos artigos 74.º e 75.º. Pode ilustrar-se esta observação referindo o caso extremo do PNV ficar totalmente indisponível e de o CNV, apesar de não ter contrato de garantia de abastecimento, não ter a sua alimentação cortada, ficando a usufruir de energia apenas a preços variáveis através do processo de encontro diário de ofertas.



7. CAPÍTULO VI - CONDIÇÕES DE ACESSO ÀS INTERLIGAÇÕES

7.1 Procedimentos (artigo 87.º)

57. Os procedimentos propostos no artigo 87.º referem, na alínea c), que "o Gestor de Ofertas envia ao Operador de Mercado do sistema com que a RNT está interligada ofertas de compra e venda para colocar nas interligações". **Admitindo que o Agente Comercial do SEP não vai funcionar em regime de turnos**, será difícil pôr aquele mecanismo a funcionar, sem prejuízo para o sistema português, devido ao actual horário de fecho de recepção de ofertas pelo Operador de Mercado espanhol (9.00 horas portuguesas) e de estabelecimento do programa para o dia seguinte (13.00 horas portuguesas). Com este "horário" o envio de ofertas por parte da REN terá de ser feito na antevéspera e o programa diário português só fica definido muito tarde pois depende do resultado final do programa espanhol.

7.2 Preço de Encontro (artigo 88.º)

58. A alínea a) do número 1 do artigo 88.º estabelece que "o preço pelo qual são pagos os produtores nacionais cuja produção foi aceite para exportação é o que tiver sido formado pelo Operador de Mercado do sistema com que a RNT está interligada". Se as ofertas aceites provierem de produtores vinculados (através da REN) não é isto que se passa porque o preço a pagar-lhes é exclusivamente o que decorre dos CAE.

59. O número 2 do artigo 88.º estipula que, quando do processo de ofertas resultar uma importação (por Portugal), o Gestor de Ofertas deve informar os Agentes de Ofertas que colocaram ofertas aceites da concretização dessa importações. Como também é mencionado o Preço de Encontro e como este é comunicado aos Agentes de Ofertas aceites, não se vê a necessidade de informar que foram aceites importações.

8. OUTRAS QUESTÕES

Sem relação directa com nenhum capítulo em especial levantam-se duas questões adicionais que devem ser objecto de reflexão e ajustamento por parte da ERSE pela importância das suas consequências sobre o funcionamento do novo modelo.



8.1 Ausência de definição dos "custos ociosos" e sua recuperação

60. Ao não se definirem, previamente à entrada em funcionamento do novo modelo e ao aparecimento de CNV, "custos ociosos" a pagar por todos os clientes, vinculados e não vinculados, estão-se a criar incentivos à passagem de grandes clientes para o SENV, deixando para o SEP a absorção desses custos, que no fundo irão ser suportados pelos clientes domésticos e outros clientes não elegíveis. Todavia, como há um limite fixado para aumento das tarifas de venda (que não poderão aumentar mais do que a inflação), serão os Distribuidores Vinculados a absorver, também, parte importante desses custos.

61. A referência, no Regulamento Tarifário, à inclusão na tarifa UGS de parte desses custos, à medida que os grandes clientes se desvinculem, não parece suficiente, uma vez que os CNV pagarão apenas uma pequena percentagem da UGS, proporcionalmente inferior à importância dos "custos ociosos" que geram e que teriam de ser suportados, essencialmente, pelos clientes do SEP.

62. Recomenda-se que, a exemplo do efectuado em Espanha e até porque o sistema espanhol é o único sistema que, em termos práticos, estará imediata e directamente acessível aos CNV, o montante dos potenciais "custos ociosos" seja definido à partida, isto é, antes da entrada em vigor dos Regulamentos ou, pelo menos, da entrada em vigor da Directiva 96/92/CE, incidindo, sob a forma de uma tarifa, **sobre todos os actuais clientes do SEP - elegíveis e não elegíveis** - e que continuaria a ser paga por qualquer cliente elegível mesmo após a sua adesão ao SENV. O número de anos durante o qual se manteria o pagamento estaria relacionado com o horizonte de entrada em serviço de um novo centro produtor no SEP.

8.2 Planeamento Centralizado das Centrais do SEP

63. O Decreto-Lei n.º 182/95 e restante legislação consideraram importante manter um planeamento centralizado da expansão do sistema electroprodutor do SEP, tendo em vista assegurar uma adequada oferta de energia, no âmbito das obrigações de serviço público do SEP. Esse planeamento é da responsabilidade da Direcção-Geral de Energia que para o efeito deverá receber da REN, de dois em dois anos, uma proposta detalhada. A regulamentação proposta e o modelo de funcionamento tipo "pool" criam incertezas adicionais na definição das necessidades de expansão da capacidade instalada no SEP.

64. Com efeito, para além das incertezas comuns a todo o planeamento a longo prazo, para além da incerteza actual quanto à expansão do SEI, fica facilitado o acesso dos grandes clientes ao SENV, pelo que se torna ainda mais difícil qualquer previsão sobre necessidades futuras de novos grupos no SEP. A possibilidade de, a todo o momento e após um curto pré-aviso, potenciais clientes elegíveis aderirem ao SENV sem obrigação



de pagamento de "stranded costs", cria um risco para o SEP e é um sinal para diferir ao máximo qualquer compromisso de celebração de novos contratos de aquisição de energia com produtores vinculados. Em contrapartida, a REN não deixa de estar legalmente obrigada a assegurar a garantia de abastecimento dos consumos vinculados.

9. CAPÍTULOS V E VI. PROPOSTA ALTERNATIVA

65. A proposta de Regulamento, em especial os capítulos relativos às condições comerciais de oferta de energia através das redes e interligações, parece influenciada pelo desejo de criar condições de "simetria" com o sistema espanhol, talvez pensando na referência à "reciprocidade" invocada pelas autoridades do país vizinho para retomar as trocas comerciais de energia eléctrica, interrompidas desde 1 de Janeiro de 1998.

66. Parece-nos, no entanto, que tal objectivo não deve levar à criação imediata de um sistema de ofertas tipo "pool" para as trocas comerciais com Espanha, a que acederiam também os clientes elegíveis, dificilmente compatibilizável com o actual sistema de Contratos de Aquisição de Energia (CAE) em vigor no SEP. A implantação imediata de um sistema de ofertas tipo "pool", sem a ponderação adequada de todos os seus efeitos, designadamente sem a criação prévia de regras adequadas de acesso à "pool", diferenciadas pelos vários tipos de agentes, poderá levar a uma rotura do actual sistema, em prejuízo dos clientes domésticos e não elegíveis, pelas razões já apontadas anteriormente.

67. — Parece igualmente desadequada a imposição de uma reorganização interna imediata da REN, a pretexto da necessidade de criar as condições de transparência interna requeridas para um funcionamento em forma de "pool". A complexidade da gestão optimizada do SEP, com uma forte componente hídrica, na base de custos fixos e variáveis associados aos CAE, e da exploração de programas de simulação hidrotérmica geridos pelo Despacho, recomendam uma abordagem prudente e gradual, na passagem da estrutura actual para uma estrutura e modo de funcionamento eventualmente diferentes.

68. Por isso, os capítulos do Regulamento relativos às condições comerciais de oferta de energia através das redes e interligações necessitam de alguma reflexão, de preferência em diálogo com a REN, no sentido de clarificar todos os detalhes de funcionamento dos mecanismos propostos e identificar as alterações mínimas da organização actual que permitam pôr o novo modelo em funcionamento, em regime experimental, sem comprometer os objectivos de partilha transparente de benefícios entre o SEP e o SENV.



COMENTÁRIOS
DA
REN - REDE ELÉCTRICA NACIONAL

à Proposta da ERSE

REGULAMENTO DE ACESSO ÀS REDES E INTERLIGAÇÕES

ANEXO

/

Proposta de Regulamentação do Sector Eléctrico

Documentos a Elaborar pela REN (RT, RRC, RARI, RQS)

09. Jul. 98

Legenda: PU = Publicação do regulamento ? = Valor não especificado na proposta de regulamento
 EV = Entrada em vigor do regulamento - = Valor não aplicável

Re	Art Nº	Nome	Prd	Temp prd	Prazo	Emss ini	Dest
HARI	9	Cataterização da Rede Nacional de Transporte para efeitos de Acesso à Rede	anual	Julho		Ano seg EV	ERSE
HARI	10	Proposta de metodologia de determinação da capacidade disponível nas interligações	?	?		Ano seg EV	ERSE
HARI	10	Valores da capacidade disponível para exportação e importação, provenientes do responsável pela operação de sistema da rede com que a RINT esta interligada, a pedido da concessionária da RINT	?	?			ERSE
HARI	10	Estudos necessários a determinação do valor e capacidade de interligação para fins comerciais	semestral	Maio e Novembro		ano seg EV	ERSE
HARI	13	Especificação da informação a fornecer pelos candidatos e utilizadores das redes			120 dias após		ERSE
HARI	15	Plano de investimentos da HNI	bienal	Novembro		ano seg EV	ERSE, p/aprovação
HARI	16	Documento anual de análise e avaliação da situação quanto à disponibilidade existente de Serviços de Sistema	anual	?		Ano seg EV	ERSE
HARI	16	Plano de necessidades de Serviços de Sistema	bienal	Junho		Ano seg EV	ERSE
HARI	18	Orçamento de investimentos na RNT e interligações a executar no ano civil seguinte	anual	Junho		Ano seg EV	ERSE
HARI	22	Preços dos estudos adicionais relativos à existência de capacidade de transporte ou distribuição para proporcionar o acesso			?	?	ERSE, p/aprovação
HARI	28	Minutas de Acordo de Acesso e Operação das Redes (minutas consoante o tipo de utilizador em causa e a rede a que está ligado).			120 dias após		?
HARI	46	Propostas de Coeficiente de Adesão às Redes	anual	?		?	ERSE, p/aprovação
HARI	54	Proposta de Regras de funcionamento do Agente Comercial do SEP			90 dias após		ERSE, p/aprovação
HARI	55	Proposta de Regras de funcionamento do Gestor de Ofertas			90 dias após		ERSE, p/aprovação
HARI	94	Minuta de Formulação do Pedido de Acesso às Redes			90 dias após		ERSE, p/aprovação
RQS	32	Resultados do Inquérito ao Grau de Satisfação dos DV-MTAT	anual	?			ERSE

Documentos Obrigatórios

Re	Art Nº	Nome	Prd	Temp_prd	Prazo	Emss ini	Dest
RQS	36 2	Resultados e Metodologia do Inquerito ao Grau de Satisfação dos Clientes Não Vinculados	anual	?			ERSE
RQS	37 1	Relatório Anual da Qualidade de Serviço	anual	?			ERSE ERSE ERSE
RQS	40 2	Informação sobre a qualidade de serviço necessária à verificação do cumprimento do regulamento	a estabelecer	?			ERSE
IQS	41 3	Resultados das Auditorias aos sistemas e procedimentos de recolha e de registo da informação sobre qualidade de serviço	bienal	?		2º ano após EV	ERSE
HRC	24 7	Metodologia de cálculo dos encargos de projecto e fiscalização			30 dias úteis após EV		ERSE (prorrogação)
HRC	31 2	Planos de investimentos na RNT, previstos na Base XI das Bases da Concessão da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica	?	?			
HRC	181 2	Proposta fundamentada de despesas de interrupção e de estabelecimento	anual	15 Setembro			ERSE
HRC	215 7	Facturação relativa à contrapartida pela garantia	mensal	?			C.NVs e PNVs
RT	85 1a	Balanço, por actividade, verificados no último ano (t-2) Demonstração de resultados, por actividade, verificados no último ano (t-2)	anual	1 de Maio			ERSE
RT	85 5	Caracterização Física das obras com indicação das datas de entrada em exploração	anual	1 de Maio			ERSE
RT	85 1b	Estimativa de Balanço, por actividade, para o ano em curso (t-1) Estimativa de demonstração de resultados, por actividade, para o ano em curso (t-1)	anual	1 de Maio			ERSE
RT	85 1c	Orçamento de Investimento, por actividade, para o ano em curso (t-1) Valores provisionais para: Balanços, por actividade, para o ano seguinte (t) Demonstração de resultados, por actividade, para o ano seguinte (t) Investimento, por actividade, para o ano seguinte (t)	anual	1 de Maio			ERSE
RT	85 1d	Balanço de Energia Eléctrica relativo ao último ano verificado (t-2), ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t)	anual	1 de Maio			ERSE
RT	85 2	Relatório elaborado por empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas se encontram nos termos do estabelecido no presente regulamento e nas eventuais regras complementares (artigo 13º, nº 1)	anual	1 de Maio			ERSE
RT	91 2	Regras Complementares de custos e proveitos (artigo 13º, nº 1) Valores relativos aos custos marginais de produção e de transporte de energia eléctrica	anual	1 de Maio			ERSE
RT	96 1	Balanço de energia eléctrica: último ano (t-2), ano em curso (t-1) e os 5 anos do Período de Regulação (t), (t+1), (t+2), (t+3), (t+4)	anual	15 de Julho			ERSE
					até 1 de Março (?)	ano ant. P. de Reg.	ERSE

Re Art Nº Nome Prd Temp_prd Prazo Emss ini Dest

RT 97 1c Balanços previsionais, por actividade, para (1), (1+1), (1+2), (1+3), (1+4) ano ant P de ERSE
 Demonstração de resultados, por actividade, para (1), (1+1), (1+2), (1+3), (1+4) Reg
 Investimentos, para (1), (1+1), (1+2), (1+3), (1+4)
 RT 98 3 Comentários aos valores dos Parâmetros incluídos nas fórmulas anual 1 de Julho ERSE

Documentos Obrigatórios de Resposta a Acontecimentos

RIAR 22 1	Estudos adicionais de identificação da existência de capacidade nas redes	ERSE, aprovação	60 dias úteis após notificação	ERSE, aprovação
RIAR 23 a	Informação da necessidade de reforço		?	Candidato a Utilizador
RIAR 23 b	Proposta de investimento incluindo alternativas técnicas, prazos de execução, valor de participação nos investimentos e formas de pagamento		90 dias após Pedido de Acesso	Candidato a Utilizador
RIAR 25 3	Acordos de participação nos investimentos estabelecidos entre o Candidato a Utilizador das Redes e a entidade concessionária da RNT		?	ERSE
RIAR 39 6	Situação de excepção. Relatório demonstrativo da não existência de negligência e de justificação da sua actuação		60 dias após ocorrência	envolvidos + ERSE
RIAR 81 2	Parecer sobre as propostas dos DV em MT e AI ou associações de consumidores de medidas que contribuem para o fornecimento de Serviços de Sistema, bem como as condições comerciais consideradas adequadas		?	ERSE, aprovação
RQS 16 2	Informação aos clientes do SEP sobre as causas de interrupção e da hora prevista para a reposição de serviço (colaboração ao DV ?)		?	Cliente
RQS 19 5	Resultado da apreciação das reclamações sobre a qualidade de serviço dos clientes do SEP (colaboração ao DV ?)		15 dias úteis após recepç da reclam	CSEP
RQS 20 1	Resultado da apreciação das reclamações relativas a facturação e cobrança dos clientes do SEP (colaboração ao DV ?)		15 dias úteis após recepç da reclam	CSEP
RQS 21 2	Resultado da apreciação das reclamações relativas às características técnicas da tensão dos clientes do SEP (colaboração ao DV ?)		15 dias úteis após recepç da reclam	CSEP
RQS 22 2	Resultado da apreciação das reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de contagem dos clientes do SEP (colaboração ao DV ?)		15 dias úteis após recepç da reclam (?)	CSEP

Rº	Art Nº	Nome	Prd	Temp_prd	Prazo	Emss ini	Dest
RQS	31	3			15 dias uteis após recepç da reclam		Reclamante
		Resposta à entidade reclamante (CRNT,DV-MIBT,DV-BT) sobre o não acauteamento dos direitos ou expectativas no que diz respeito a qualidade do serviço					
RQS	35	2			15 dias uteis após recepç da reclam		CNV
		Resultado da apreciação das reclamações relativas a faturação e cobrança dos não vinculados (colaboração ao DV ?)					
RQS	35	2			15 dias uteis após recepç da reclam		CNV
		Resultado da apreciação das reclamações sobre a qualidade de serviço dos clientes não vinculados (colaboração ao DV ?)					
RQS	35	2			15 dias uteis após recepç da reclam		CIV
		Resultado da apreciação das reclamações relativas às características técnicas da tensão dos não vinculados (colaboração ao DV ?)					
RQS	35	2			15 dias uteis após recepç da reclam		CNV
		Resultado da apreciação das reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de contagem dos clientes não vinculados (colaboração ao DV ?)					
HRC	179	2			?	Solicitação	Cliente
		Interrupções por razão de segurança: a solicitação do cliente, justificação das medidas tomadas incluindo, se aplicável, o plano de desastre em vigor no momento da ocorrência					
HRC	188	3			?	Solicitação da ERSE	ERSE
		Informações, solicitadas pela ERSE, relativas a Pedidos de Acesso ao SENV					
HRC	203	2			30 dias após	solicit. do cliente	Cliente
		Avaliação da capacidade de fornecimento, solicitada pelo cliente, enquanto decorre o prazo de adesão					
HRC	211	4			?	ocorrência	CNV e/ Contr Garant
		Comunicação de Ocorrência (casos fortuitos de falha do PNV ou de limitações nas interligações) ao cliente Não Vinculado com Contrato de Garantia de Abastecimento					
RT	100	4			30 dias após	recepç. da proposta	ERSE
		Comentários à proposta de alteração dos parâmetros relativos a um período de regulação em curso					
RT	101	1			30 dias após	recepç. da proposta	ERSE
		Informação necessária à ERSE com vista ao estabelecimento aos novos valores dos parâmetros.					
RT	101	4			30 dias após	recepç. da proposta	LHSE
		Comentários aos novos valores dos parâmetros estabelecidos pela ERSE					

Documentos Facultativos

HARI	13	4			após 120 + 7 dias	PU	ERSE
		Proposta de alterações à Especificação da Informação que a concessionária da RNT pretende obter dos Candidatos a Utilizadores das Redes e dos Utilizadores das Redes, prevista no nº 2 do art 12º					

Re	Art Nº	Nome	Prd	Temp_prd	Prazo	Emss Int	Dest
RRC	24	8					ERSE, p/ aprovação
		Alterações à Metodologia de cálculo dos encargos de projecto e fiscalização					
HT	87	3	anual	15 de Setembro		?	ERSE
HT	88	3	anual	15 de Setembro		?	ERSE
HT	89	3	anual	15 de Setembro		?	ERSE
		Propostas de ajustamento dos valores dos Custos e Provento para efeitos de regulação					
HT	92	1	anual	15 de Julho		?	ERSE
		Propostas de alteração da estrutura das tarifas ou das regras associadas					
HT	99	3			até 15 de Setembro	ano ant P Reg	ERSE
		Propostas de ajustamento dos balanços de energia eléctrica globais para o ano em curso (t-1) e para o ano seguinte (t)					
HT	99	5			até 15 de Setembro	ano ant P Reg	ERSE
		Propostas de ajustamento ao activo a remunerar e aos custos e proventos relevantes para regulação, para o ano em curso (t-1) e para o ano seguinte (t)					

Documentos a Publicar

RARI	13	6			após 120 + ? dias	PU	A pedido
		Especificação da informação que a concessionária de RNT pretende obter dos Candidatos a Utilizadores das Redes e dos Utilizadores das Redes, prevista no nº 2 do art 12º, e alterações					
RARI	19	c			?	?	Interessados
		Informação inicial de acesso e Informação Sistemática de acesso fornecida pelos Candidatos e Utilizadores das redes à concessionária de RNT e aos DV MTAT para elaboração dos seus planos e estudos					
RARI	19	a	anual	?		Ano seg EV	Interessados
		Caracterização da Rede Nacional de Transporte para efeitos de Acesso à Rede					
RARI	19	d	bienal	?		ano seg EV	Interessados
		Plano de investimentos da RNT					
RARI	19	e	bienal	?		Ano seg EV	Interessados
		Plano de necessidades de Serviços de Sistema					
RARI	19	b	semestral	?			Interessados
		Estudos necessários a determinação do valor e capacidade de interligação para fins comerciais					
RARI	22	5			?	?	?
		Preços dos estudos adicionais relativos à existência de capacidade de transporte ou distribuição para proporcionar o acesso					
RARI	34	c			?	?	?
		Minutas de Acordo de Acesso e Operação das Redes (minutas consoante o tipo de utilizador em causa e a rede a que está ligado)					