

Av. Estados Unidos da América, 55
1749 - 061 LISBOA - Portugal
Apartado 50316 · 1708 - 001 LISBOA
Tel.: (351) 21 001 35 00
Fax: (351) 21 001 39 50
www.ren.pt

Exmo. Senhor
Dr.-Ing. Jorge Vasconcelos
Presidente do Conselho de Administração
ERSE - Entidade REGULadora do Sector Eléctrico
Edifício Restelo
R. D. Cristóvão da Gama, 1
1400-113 LISBOA

Sua referência

Sua comunicação

Nossa referência
Carta CA 282 / 2001

Data
19 - 7 - 2001

Assunto Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico

Exmo. Senhor,

Junto enviamos uma contribuição da REN-Rede Eléctrica Nacional, S.A. para a audição pública relativa à revisão dos regulamentos da competência da ERSE, com os comentários e sugestões que nos pareceram mais relevantes.

Incluímos, também, dois trabalhos produzidos pelo consultor NERA (National Economic Research Associates)

Com os melhores cumprimentos

José Penedos
(Presidente)

Anexos: Os referidos.

COMENTÁRIOS

À

“Proposta de Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico”

Lisboa, Julho 2001

ÍNDICE

1.	<u>Introdução</u>	Error! Bookmark not defined.
2.	<u>Comentários gerais à Proposta de Revisão</u>	2
3.	<u>Comentários específicos</u>	3
3.1.	<u>Regulamento Tarifário</u>	3
3.1.1.	<u>Recuperação dos Encargos de Energia e Potência</u>	3
3.1.2.	<u>Mecânica de repercussão de desvios</u>	4
3.1.3.	<u>Fórmulas Regulatórias e Repartição de Custos</u>	4
3.1.4.	<u>Estrutura das tarifas de acesso às redes e de venda de energia a clientes finais</u>	5
3.1.5.	<u>Criação de um Plano de Promoção da Qualidade Ambiental</u>	7
3.2.	<u>Regulamento de Relações Comerciais</u>	7
3.2.1.	<u>Relacionamento Comercial entre o SEP e o SENV</u>	7
3.2.2.	<u>Contrato de garantia de abastecimento</u>	8
3.2.3.	<u>Gestão da Parcela Livre da Distribuição</u>	8
3.2.4.	<u>Gestão de Desvios</u>	9
3.2.5.	<u>Co-geradores e entidades por eles abastecidas através das redes do SEP</u>	9
3.2.6.	<u>Auditorias às funções Gestor de Sistema, Gestor de Ofertas e Agente Comercial do SEP</u>	9
3.3.	<u>Regulamento do Despacho</u>	9
3.4.	<u>Regulamentos do Acesso às Redes e às Interligações</u>	10
3.4.1.	<u>Relacionamento entre a concessionária da RNT e os Clientes não Vinculados</u>	10
3.4.2.	<u>Definição de Agente Externo</u>	10
3.4.3.	<u>Falha de Disponibilidade</u>	10
3.4.4.	<u>Liquidação de trocas na interligação</u>	11
3.4.5.	<u>Capacidade de interligação</u>	11

Anexos:

Documento “An International Survey of Transmission and Distribution Tariffs”

Relatório “Assessment of Portuguese Access Tariffs and Proposals for their Reform”

1. Introdução

Na sequência do documento de discussão publicado em Fevereiro passado — que fora objecto de múltiplos comentários escritos e dera origem a uma sessão pública, que decorrera no dia 12 de Março, no edifício da Alfândega do Porto — a Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE) emitiu, em Junho passado, uma “Proposta de Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico”, cobrindo os regulamentos da sua responsabilidade: Regulamento Tarifário (RT), Regulamento de Relações Comerciais (RRC), Regulamento do Despacho (RD) e Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI).

Pelo disposto no artigo 20º do Decreto-Lei nº 187/95, de 27 de Julho, alterado pelo Decreto-Lei nº 44/97, de 20 de Fevereiro, esta proposta teria de ser comunicada à DGE, à REN (enquanto entidade concessionária da RNT), “às entidades titulares de licença e às associações de consumidores”.

A ERSE, à semelhança do que fizera já em outras ocasiões, optou por submeter a sua proposta a uma consulta pública, que culminará com uma sessão pública anunciada para próximo dia 23 de Julho.

Os comentários e sugestões, que agora se apresentam, dão cumprimento ao disposto no nº 2 do artigo 20º do já referido Decreto-Lei nº 187/95 e têm o objectivo de melhorar a proposta apresentada, tendo em atenção as responsabilidades da REN, decorrentes do seu Contrato de Concessão de serviço público.

2. Comentários gerais à Proposta de Revisão

A REN transmitiu à ERSE, em Março passado, o que, em seu entender, seria de mais importante consideração na presente revisão dos regulamentos:

- a) Aproximar as práticas de regulação económica das empresas do sector eléctrico nacional das melhores práticas internacionais;
- b) Adequar os regulamentos ao novo contexto jurídico, económico e financeiro decidido pelo Estado para a concessionária da RNT;
- c) Adequar as disposições regulamentares, dentro dos limites do actual quadro legislativo, à aceleração da liberalização do sector eléctrico.

Sem prejuízo de algumas melhorias e correcções que julgamos convenientes, e nalguns casos mesmo indispensáveis, consideramos que, em termos globais, esta proposta contempla algumas das preocupações acima enunciadas.

Um dos aspectos que consideramos conseguidos nesta revisão é o da reorganização de temas, quer, dentro de cada regulamento, quer entre os vários regulamentos, o que facilita a leitura e a pesquisa de assuntos. Nomeadamente, o Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações em vigor contém

muitas das disposições do relacionamento comercial entre o SEP e o SENV, que são agora mais convenientemente enquadrados no Regulamento de Relações Comerciais.

Sendo previsível que se acelere a adesão de clientes ao Sistema Eléctrico não Vinculada (SENV), potenciada pela extensão da elegibilidade, a partir do início do próximo ano, a todos clientes MAT, AT e MT (cerca de 18 500 clientes) é importante assegurarmo-nos, não só da exequibilidade de procedimentos decorrentes desta proposta de alteração, mas também do justo equilíbrio entre SEP e SENV que os novos regulamentos deverão proporcionar.

3. Comentários específicos

3.1. Regulamento Tarifário

A proposta de alteração ao Regulamento Tarifário apresenta modificações bastante significativas, cujos comentários e sugestões enquadrámos nos seguintes pontos:

- a) Recuperação dos Encargos de Energia e Potência;
- b) Mecânica de repercussão de desvios;
- c) Fórmulas regulatórias e repartição de custos;
- d) Estrutura das tarifas de acesso às redes e de venda de energia a clientes finais;
- e) Criação de um Plano de Promoção da Qualidade Ambiental.

3.1.1. Recuperação dos Encargos de Energia e Potência

A ERSE propõe uma profunda alteração relativamente à recuperação, pela REN, dos custos aceites da Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica. Ao invés dessa recuperação ser efectuada com base numa tarifa (actualmente a Tarifa de Energia e Potência) a REN facturaria mensalmente à Distribuição os valores previstos dos encargos fixos e variáveis de aquisição de energia eléctrica, independentemente das quantidades vendidas.

Embora a estrutura de custos de Aquisição de Energia Eléctrica seja maioritariamente composta pelos encargos de potência dos Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica — cujo montante não depende da produção efectiva das centrais, mas sim da disponibilidade destas e ainda de variáveis macro-económicas exógenas (fundamentalmente a inflação e as taxas de juro) — a componente variável, composta essencialmente pelos encargos de combustível, depende significativamente da procura dos clientes do SEP.

A proposta de revisão da ERSE não promove, assim, a eficiência económica ao colocar riscos opostos de desvio de quantidade sobre a REN e sobre a Distribuição. Se o consumo for maior que o previsto, a Distribuição ficará, relativamente à componente de aquisição de

energia eléctrica, com um “excesso” de proveitos, enquanto a REN ficará com um “excesso” de custos, passando-se o inverso para desvios de consumo de sinal contrário.

Ganhar-se-á eficiência económica se for efectuado o “hedging” destes riscos opostos entre a REN e a Distribuição. A forma prática de resolver a questão pode ser a de a componente variável de encargos de energia passar a ter um termo aditivo (ou substractivo), proporcional ao desvio mensal do consumo SEP satisfeito pela REN. A constante de proporcionalidade mais adequada para o efeito parece ser o custo marginal (de curto-prazo) de aquisição de energia eléctrica previsto, calculado consistentemente com os encargos variáveis correspondentes às quantidades pressupostas. O sinal económico contido nestes custos marginais permitiria, também, uma mais adequada gestão por parte da Distribuição da sua “parcela livre”.

Este ajuste constituiria uma importante melhoria da presente proposta de revisão do Regulamento Tarifário.

3.1.2. Mecânica de repercussão de desvios

A incerteza associada aos custos de aquisição de energia eléctrica, particularmente no que respeita aos custos dos combustíveis, tem provocado uma grande pressão na gestão financeira da REN.

A proposta parece poder delimitar, com significado, o risco financeiro suportado pela REN no âmbito da Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, ao transmitir trimestralmente, embora com dois trimestre de atraso, parte dos desvios dos preços dos combustíveis. Este mecanismo poderia ser melhorado, não repercutindo apenas os desvios do trimestre anterior, mas actualizando também a previsão dos encargos variáveis futuros.

Contudo, não podemos deixar de insistir não ver razão para que os restantes desvios continuem a ser repercutidos com dois anos de atraso. É possível calcular um desvio provisório, estimado no terceiro trimestre de cada ano, a ser substituído pelo desvio definitivo um ano mais tarde. Mesmo para os clientes de baixa tensão será lógico aproximar no tempo os momentos de origem e repercussão dos desvios.

3.1.3. Fórmulas Regulatórias e Repartição de Custos

Existem algumas “gralhas”, inconsistências e omissões em várias fórmulas do Regulamento Tarifário, que importa, naturalmente, corrigir mas que não enumeraremos de forma exhaustiva neste documento.

Na fórmula de proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema (GGS) parece estar omitida a quantidade “CAE^{UGS}”, que é deduzida aos proveitos da Aquisição de Energia Eléctrica, omissão que parece existir já no regulamento em vigor.

O actual procedimento de debitar à REN todos os custos de aquisição a Produtores em Regime Especial (PRE's), refacturando a REN à Distribuição as correspondentes quantidades, por aplicação da tarifa de energia e potência, apresenta-se como uma prática que obriga a procedimentos morosos e complexos. Parecer-nos-ia preferível que o sobrecusto de PRE's, no que respeita aos que são pagos directamente pela Distribuição, fosse aí evidenciado e directamente debitado à actividade GGS da REN.

A ERSE propõe que os contratos de interruptibilidade passem a ser assumidos pela REN, caducando, no início do próximo ano, todos os contratos, posteriores à entrada em vigor do actual regulamento tarifário. O novo regime de interruptibilidade seria proposto pela REN no manual de procedimentos do Agente Comercial do SEP. Os custos para a REN do novo regime de interruptibilidade seriam recuperados com atraso de dois anos.

Não conseguimos ver qualquer razão para que os custos previstos de interruptibilidade não sejam incluídos *ex ante* nos proveitos autorizados. Esta matéria não deveria ser relegada para um manual de procedimentos, apenas vocacionado para definir o modo de executar operações, antes pelo contrário deveria ser incluída em regulamento com os correspondentes princípios orientadores. Para além destes aspectos, a REN não dispõe, no horizonte do início de aplicação dos novos regulamentos, de uma estrutura operacional susceptível de se poder relacionar directamente com estes clientes da Distribuição. A REN não está em condições de aceitar, para já, esta nova responsabilidade, quer no aspecto contratual, quer no aspecto de Gestor do Sistema, com contacto directo com estes clientes. Pensamos que deveria ser adiada a transferência para a REN destas responsabilidades, com a dilatação necessária à preparação de estruturas para assunção desta nova função.

A ERSE propôs que os custos correspondentes a fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal, relativos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, passassem a ser custos acordados que ficariam “fechados” durante todo o período regulatório. A REN pensa que, pela experiência recente e pelo período de aprofundamento da liberalização que se avizinha, é cedo para encarar uma tal proposta, pois a política de manutenção da rede encontra-se em redefinição, tendo em atenção os padrões de segurança da rede de transporte que se pretendem atingir.

3.1.4. Estrutura das tarifas de acesso às redes e de venda de energia a clientes finais

Conforme a REN já referira no seu anterior documento de Março passado, entende-se que a estrutura das tarifas, para ser adequada a uma maior aceleração da liberalização do sector, terá de possibilitar, de forma eficaz, o acesso ao SENV de um cada vez maior número de consumidores.

Neste sentido, a ERSE introduziu na sua proposta uma significativa alteração das práticas actuais, ao prever que a REN se relacione preferencialmente com a Distribuição e com as

“entidades agregadoras” de clientes do SENV. O distribuidor será facturado pela REN por toda a utilização da rede de transporte e gestão global do sistema. De facto, seria impossível, sem um agravamento muito significativo de custos, que cada cliente do SENV fosse considerado e tratado individualmente como um cliente da REN.

Contudo, sob o ponto de vista de estruturas tarifárias, não foram ainda criadas, nesta proposta, as tarifas únicas de acesso por nível de tensão, integrando todos os custos de montante. É esta a prática que tem sido seguida em países que se encontram em estádios de liberalização superiores ao de Portugal.

A este propósito, incluímos em anexo o documento “An International Survey of Transmission and Distribution Tariffs”, que foi preparado pela NERA, empresa que é actualmente consultora da REN em assuntos regulatórios. Trata-se de um trabalho de pesquisa sobre tarifas de acesso (quem paga? que custos? com que estrutura de preços? com que opções? que preços?) que cobre dez países ou regiões: Austrália/(Nova Gales do Sul), Inglaterra e Gales, França, Alemanha, Itália, Holanda, Nova Zelândia, Noruega, Espanha e Estados Unidos da América (Califórnia).

A criação de tarifas únicas de acesso poderia permitir que estas pudessem ser simultaneamente consistentes com as tarifas globais de venda a clientes finais do SEP e economicamente eficientes no equilíbrio SEP/SENV, caso as tarifas de acesso passassem a ser calculadas subtraindo às tarifas de clientes finais os custos evitados pela transição entre o SEP e o SENV. Sendo a tarifa de energia e potência superior aos custos evitados pela referida transição, podemos concluir que o actual sistema tarifário é economicamente ineficiente no equilíbrio SEP/SENV.

A metodologia referida está, nomeadamente, a ser utilizada em Espanha. Juntamos, em anexo, o relatório “Assessment of Portuguese Access Tariffs and Proposals for their Reform”, preparado pela NERA, que contem um exercício de aplicação da metodologia descrita.

Estão ausentes da proposta de revisão preocupações relativas à adequação dos sinais económicos a proporcionar aos clientes que queiram transitar entre o SEP e o SENV. Privilegiou-se a extensão do conceito de aditividade, já existente a nível de proveitos permitidos no regulamento em vigor, às próprias estruturas tarifárias.

Para o conseguir, dada a dificuldade de somar potências máximas não simultâneas, a proposta substituiu, até ao nível da baixa tensão “especial” a “potência tomada”, entendida até ao momento como a maior potência mensal média de quinze minutos, pela potência média em horas de ponta, sendo que o número anual de horas de ponta é de cerca de 1100. Não obstante, continuou-se a designar esta potência por “potência tomada”.

É fácil demonstrar que este procedimento é perfeitamente equivalente a criar um adicional à tarifa de energia de horas de ponta. Temos sérias dúvidas quanto à possibilidade desta estrutura, de que não conhecemos similar, poder conter os sinais económicos adequados, para que, os consumidores, particularmente os industriais, possam tomar decisões globalmente eficientes na gestão do seu diagrama de cargas.

A tarifa de transporte, cuja actual estrutura já é bastante desadequada, passa a ter como única variável de facturação, para além da componente de energia reactiva, a potência média mensal em horas de ponta. Julgamos que deveria ser repensada esta proposta de estruturas aditivas.

3.1.5. Criação de um Plano de Promoção da Qualidade Ambiental

A ERSE entendeu propor a criação de mecanismos regulatórios destinados à promoção da qualidade do ambiente sugerindo à REN a apresentação de um “Plano de Promoção da Qualidade Ambiental” para cada uma das três actividades reguladas.

Pela proposta em análise, os custos ambientais relevados no referido plano seriam recebidos pela REN apenas dois anos mais tarde, dependentes da apresentação do correspondente relatório de execução.

Julgamos impossível recusar a aceitação dos custos decorrentes do cumprimento da legislação ambiental em vigor. Não vemos qualquer justificação para que esses custos não sejam aceites *ex ante* baseados em valores previsionais, tal como são os restantes custos.

A REN está muito empenhada, (planeamento da produção SEP, despacho das centrais e implantação e operação das infraestruturas de transporte) no cumprimento das normas ambientais e trabalha desde há algum tempo na certificação ambiental da empresa, dispondo já de um documento de referência para esse efeito.

Neste sentido, manifestamos a disponibilidade da REN para que sejam estudados, em conjunto com a ERSE, mecanismos regulatórios efectivamente incentivadores da qualidade ambiental.

3.2. Regulamento de Relações Comerciais

3.2.1. Relacionamento Comercial entre o SEP e o SENV

A ERSE propõe a manutenção do esquema que consta no regulamento de Acesso às Redes e Interligações, em vigor, baseado em contratos bilaterais físicos e mercado de ofertas. Mantém-se a figura da declaração anual de venda e compra, que a REN propôs que fosse eliminada (artigos 222º e 225º), por se mostrar desadequada à evolução entretanto havida.

Na proposta em análise, também prevalece a ambiguidade entre contratos de curta duração (artigo 228º) e contratos bilaterais físicos (artigo 236º). Retomamos a sugestão da REN de eliminar os contratos de curta duração, já que os mesmos se confundem com os bilaterais físicos.

3.2.2. Contrato de garantia de abastecimento

A ERSE pretende que a REN manifeste disponibilidade para celebrar contratos de garantia de abastecimento, mas não quer que a potência garantida seja tida em conta nos Planos de Expansão do SEP.

Assim a REN para garantir potência dos seus excedentes de energia (que são sazonais e dependentes da hidraulicidade) ficaria com problemas em comercializar esses excedentes nos mercados de ofertas. Não se pode vender a mesma potência duas vezes, porque quando os contratos de garantia fossem accionados, a REN não teria como os satisfazer.

A simples venda de garantia de potência afigura-se como um mau negócio em comparação com a venda dessa potência e energia nos mercados, ou em contratos bilaterais.

Uma alternativa seria introduzir um conceito de garantia de potência no Mercado de Ofertas em Portugal. Quem comprasse pagava e assim a REN teria um incentivo a vender no mercado de ofertas, porque receberia garantia de potência.

Seria uma forma de favorecer a liquidez no mercado de ofertas.

Sem a introdução deste conceito de garantia de potência no Mercado de Ofertas, uma vez perdida a noção de bilateralidade, o SENV estará a utilizar reserva parada do SEP sem a pagar, já que a tarifa UGS é suposto conter apenas os custos da reserva girante mínima.

O mais provável é que a garantia de potência interesse a produtores não vinculados e agentes externos. Neste caso, garantir potência é equivalente a aumentar a reserva secundária do sistema, para fazer face a falhas desses produtores, não entrando em desvio na interligação com Espanha. Deve ficar claro que a menos que o agente tenha celebrado contrato de garantia de potência com a REN, o Gestor de Sistema não tem que fazer reserva, para além da reserva girante, a contar com PNVs ou agentes externos.

3.2.3. Gestão da Parcela Livre da Distribuição

Para além da indicação ao ACS das quantidades de energia e potência a adquirir no âmbito da parcela livre, o Distribuidor Vinculado deveria igualmente ser obrigado a comunicar diariamente as quantidades para o dia seguinte, a fim de possibilitar a elaboração de uma estimativa da potência requerida às centrais do SEP.

3.2.4. Gestão de Desvios

A definição de desvios aparece agora de forma diferente, permitindo agregação por fornecedor, no caso de contratos bilaterais físicos. Tal conceito não é no entanto estendido ao sistema de ofertas, o que não tem lógica e desincentiva a adesão a este mercado.

Caso fosse como proposto, continuaria a levantar-se o problema do relacionamento directo entre a REN e os Clientes Não Vinculados.

O ideal seria que a REN se relacionasse apenas com os agentes grossistas, PNVs e Agentes Externos, a todos os níveis.

3.2.5. Co-geradores e entidades por eles abastecidas através das redes do SEP

O âmbito de aplicação do RARI inclui os co-geradores e as entidades por eles abastecidas através das redes do SEP, nos termos previstos no artigo 8º do Decreto-Lei nº 538/99 de 13 de Dezembro. Esta inclusão é importante e clarificadora, mas não encontra paralelo no RRC, cujo âmbito deveria igualmente incluir essas entidades para efeitos de aplicação das respectivas disposições.

3.2.6. Auditorias às funções Gestor de Sistema, Gestor de Ofertas e Agente Comercial do SEP

A ERSE propõe a obrigatoriedade de realização de auditorias internas anuais às funções GS, GO e ACS, por parte da concessionária da RNT, devendo os resultados ser enviados ao regulador. Não se considera necessário modificar a actual situação, em que a realização de auditorias é determinada pela ERSE, que dispõe dos instrumentos regulamentares para esse efeito.

3.3. Regulamento do Despacho

O Regulamento de Despacho (RD) proposto ganhou em clareza, pela maior pormenorização das actividades de Despacho, tendo sido adicionado algum texto já contido no correspondente Manual de Procedimentos e criado um novo capítulo relativo a serviços de sistema constituído por uma versão ampliada do que consta no actual Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI).

Continua a haver nesta proposta de revisão uma inevitável forte interligação entre o RD e o RARI, nomeadamente no domínio da gestão das consequência de falha de produtores não vinculados e na gestão de congestionamento de rede.

Assinala-se que as previsões de necessidade de compensação (independentemente de ser estática, síncrona ou de outros tipos), só podem ser realizadas numa perspectiva de decisão futura da evolução da RNT e que, por conseguinte, devem essas previsões continuar a ser

abordadas e propostas no Plano de Investimentos da Rede e analisadas tecnicamente nos estudos que o suportam elaborados pelo Planeamento da Rede.

A previsível transição para o SENV de um elevado número de clientes impede que o despacho se possa relacionar directamente com todos eles, pelo que se torna conveniente rever, nesse sentido e em ligação com o RARI, algumas disposições desta proposta de regulamentos.

3.4. Regulamentos do Acesso às Redes e às Interligações

3.4.1. Relacionamento entre a concessionária da RNT e os Clientes não Vinculados

A ERSE acolheu parcialmente a sugestão, incluída nos comentários ao documento “Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico” de que a concessionária da RNT não deveria relacionar-se directa e individualmente com os Clientes não Vinculados, excepto nos casos em que estes o solicitassem expressamente, para o que seria necessário encontrar formas de intermediação adequadas.

O processo de Acesso às Redes e de Adesão ao Sistema de Ofertas não segue a mesma filosofia. A junção do acordo de acesso às redes com a adesão ao sistema de ofertas contraria o princípio de que a concessionária da RNT não deve ser dotada de estruturas para um relacionamento directo com os clientes, excepto nos casos em que estes optem por um acesso individual ao Sistema de Ofertas.

Para obviar este problema, o processo de acesso às redes deverá ser desagregado do processo de adesão ao Sistema de Ofertas. Só os clientes do SENV que o solicitassem explicitamente adeririam a este último.

3.4.2. Definição de Agente Externo

A inclusão dos Agentes Externos no âmbito do RARI, como “entidades externas ao SEN que pretendam fornecer energia eléctrica a entidades do SENV” é demasiado restritiva. Só considera os casos de venda ao SENV, não incluindo os de compra ao SENV.

Por outro lado, a actuação de entidades externas ao SEN (Agentes Externos) deverá obrigar à adesão ao Sistema de Ofertas, para efeitos de estabelecimento de um vínculo contratual de suporte à sua actuação que estabeleça as obrigações e direitos. No entanto, a lista de agentes que devem celebrar o respectivo acordo não inclui os agentes externos, que também não constam do âmbito de aplicação do RRC, devendo esses documentos ser alterados em consequência.

3.4.3. Falha de Disponibilidade

O conceito de falha de disponibilidade de um fornecedor associado à emissão em tempo real de pré-aviso de corte para os clientes por ele abastecido, num cenário de numerosos clientes de pequena dimensão, torna-se impraticável. Esta situação é agravada pela

necessidade de diferenciar os casos em que o cliente (ou o produtor) dispõe de garantia de abastecimento. Semelhante dificuldade ocorrerá se a falha de disponibilidade for apenas parcial e não obrigar à interrupção de todos os consumos associados ao fornecedor, o que obrigaria a dispor de uma “ordem de mérito” por fornecedor, variável com a alteração da carteira de clientes.

A falha de disponibilidade, a manter-se, necessita ser clarificada, especialmente nas implicações jurídicas e económicas da sua ocorrência bem como de eventuais instruções do Gestor de Sistema para interrupção dos clientes. De igual modo, deveria ser objecto de regulação o seu impacto no tratamento dos desvios dos agentes envolvidos.

3.4.4. Liquidação de trocas na interligação

As disposições relativas às situações de trocas nas interligações deveriam ser mais claras, designadamente quanto às tarifas, desvios e coeficientes de perdas a aplicar aos diferentes cenários possíveis.

3.4.5. Capacidade de interligação

O Art.º 16º do RARI estabelece a aprovação da capacidade anual de interligação pela ERSE. Considera-se inadequada esta disposição que atribui ao regulador a faculdade de aprovar valores decorrentes de estudos técnicos, baseados em regras e critérios que, esses sim, devem estar sujeitos à sua aprovação.