

Consulta Pública para Revisão dos Regulamentos do SNGN

Comentários da Galp Energia – Regulamento Tarifário

Q1 Opção Tarifária Flexível

Considera-se positiva a proposta apresentada, no sentido que a mesma confere maiores possibilidades de contratação aos clientes e, neste sentido, poderá incrementar a utilização do conjunto das infraestruturas do SNGN.

A proposta terá provavelmente um interesse especial para as Centrais de Ciclo Combinado, cuja utilização tem sido muito irregular nos anos recentes, com prejuízo para o conjunto do SNGN, no que tal representa de incerteza em termos de recuperação de proveitos e, assim, da estabilidade tarifária. Um aumento sustentado da sua utilização deve assim ser procurado, podendo a proposta contribuir para tal.

No que respeita aos multiplicadores, é nossa convicção de que os mesmos serão decisivos na aceitação pelo mercado que estas novas tarifas terão. Sendo certo que, conceptualmente, os produtos de curto prazo devem apresentar valores mais elevados do que os de longo prazo, parece-nos que os estudos apresentados na proposta de revisão devem ser complementados no momento de apresentação dos Parâmetros Regulatórios, para uma decisão mais fundamentada. Aliás, nesta questão coloca-se a dúvida se estes multiplicadores deverão ser estabelecidos numa base anual ou, antes, sobre o período regulatório numa lógica de defesa da previsibilidade. Esta questão deveria ser ainda objeto de reflexão antes de decisão.

Em qualquer caso, tomamos boa nota da questão da realocação dos custos que, corretamente, a ERSE aponta, dada a necessidade de garantir a recuperação dos proveitos permitidos. Aqui, a exemplo de intervenções anteriores, a GE frisa o seu entendimento de que o SNGN é decisivo para a competitividade da indústria nacional, devendo ser cuidadosamente ponderado um aumento de custos para o segmento empresarial.

Q2/3 Diferenciação Tarifária nas Tarifas Flexíveis

No que diz respeito à diferenciação mensal, considera-se que, de momento, não existem motivos relevantes para alterar os procedimentos existentes, concordando-se com a proposta da ERSE.

Em contrapartida, no que diz respeito aos tarifários diários, parece-nos que a possibilidade de modulação dos consumos, de modo a permitir uma efetiva utilização destas tarifas não será tão evidente assim para outros segmentos que não os das centrais elétricas.

Considerando-se também a complexidade que poderá apresentar a faturação por aplicação de tarifa diferente em cada dia, recomenda-se que, numa primeira fase de aplicação, não sejam criadas diferenciações por dia de semana, ou, no máximo, apenas entre dia útil e fim de semana.

Notas Específicas sobre as novas opções tarifárias (Q1-3)

Sobre a questão global dos tarifários flexíveis (Q1-3), deixaríamos ainda duas notas:

- i. Numa primeira aplicação este tarifário estaria apenas disponível para os clientes de alta pressão, de modo a permitir uma avaliação da apetência do mercado, e da sua utilização, antes do alargamento generalizado;
- ii. Não é claro se estes novos produtos permitirão uma contratação em *acumulado* no CUI, ie. sobre um contrato base anual, o cliente poderia solicitar um contrato flexível de curto prazo. Consideramos que para um cliente industrial poderia ser uma opção interessante, nomeadamente para indústrias que tenham picos de produção, não necessariamente sazonais para as quais existem já as tarifas de curtas utilizações. Sugerimos assim, uma avaliação desta possibilidade.

Q4 Aplicação de Tarifário AP a clientes ligados a Redes de Distribuição

Novamente, a GE expressa a necessidade do tarifário de acesso ser competitivo, para não prejudicar os clientes empresariais, em particular a grande indústria, sendo que os princípios enunciados na proposta de revisão parecem ir neste sentido e, assim, devem ser explorados. Claramente, uma revisão das condições de acessibilidade aos escalões tarifários fará muito mais sentido do que a *multiplicação* de redes que, mesmo não onerando diretamente o SNGN em termos de remuneração do investimento, seriam geradoras de custos operacionais adicionais e representariam uma menor eficiência do sistema no seu todo.

Sem prejuízo de uma análise mais específica em termos de recuperação de proveitos, a realizar uma vez conhecidos os Parâmetros Regulatórios associados às transferências de proveitos entre empresas que terão de ser estabelecidas, cumpre-nos também neste ponto notar que a repartição dos proveitos não recuperados se, por um lado, deverá respeitar os princípios da não discriminação, por outro deve manter os objetivos de defesa da competitividade do segmento empresarial, que não apenas a grande indústria.

Também pelo anterior, voltamos a notar que não será simplesmente pela alteração dos limiares de acesso aos escalões tarifários – e aqui, para lá do AP/MP, também se deveria discutir o MP/BPd e o BPd/BPm – que se resolverá a problemática da questão da *fronteira*. A questão de saber porque um cliente com consumo de 51 Mm³/ano tem direito a um tarifário (muito) mais favorável do que outro de 49 Mm³/ano, é perfeitamente idêntica à comparação de clientes de 1.05 Mm³/ano-0.95 Mm³/ano, ou 105 km³/ano-95 km³/ano.

Consideramos assim, que se deveria revisitar a própria estrutura tarifária no seu todo, não com diferenciação por escalão de pressão (já foi demonstrado que não são constrangimentos técnicos fundamentais quanto ao volume, mas apenas o dimensionamento eficiente de rede, que justifica a pressão de ligação), mas antes, ou por criação de mais escalões, ou por uma tarifa de *enchimento* (aplicada no início da comercialização de gás natural), que, de um modo mais equilibrado, permitiria a diferenciação tarifária, sem descontinuidades como as observadas na mudança do “nível de pressão”.

Q5-6 Trocas Reguladas de GNL

A GE já por mais de uma vez criticou o conceito das “trocas *reguladas*”, desde logo pelo facto de se tratar de uma figura contratual inexistente nos mercados europeus comparáveis ao nacional: veja-se o caso de Espanha, em que, diariamente, se realizam *swaps* livremente negociados entre os agentes de mercado, “grandes ou pequenos” sem intervenção do regulador, direta ou indireta.

Permita-se, aqui, que a GE note que não é, seguramente, um grande comercializador em Espanha, mas nunca foi criada ou, sequer, discutida a possibilidade de uma regulação diferenciada a favor destes novos entrantes, ao contrário do que sucede no SNGN.

Parece-nos que esta disposição continua a ser um fator de desnecessária diferenciação das regulamentações ibéricas, além de que a experiência dos últimos anos demonstra que o mecanismo não tem sido utilizado pelos agentes de mercado (sem prejuízo de *existirem swaps* no SNGN), pelo que a sua manutenção na regulamentação é desde logo, discutível.

Ao desacordo de fundo sobre a existência deste mecanismo, notamos que as alterações agora propostas apenas parecem favorecer ainda mais utilizações oportunistas do Terminal, pelo que são inaceitáveis: a redução do limiar de utilização para 1 TWh/ano é incompatível com entregas regulares ao longo do ano, condição essencial para qualquer *swap*. Não é concebível invocar a figura dos *swaps* regulados para, num dado ano, entregar 1 navio e esperar receber gás ao longo de todo o ano.

Igualmente grave, parece-nos a disposição proposta que retira custos de armazenamento incorridos pela GE do cálculo do preço das trocas reguladas. Qual a justificação para um procedimento que seria anticoncorrencial, impedindo um agente de recuperar os custos em que incorre na venda de um serviço a um terceiro? Os custos de utilização do TGNL não são *decomponíveis* em frações “elegíveis” e “não elegíveis”, devendo, no mínimo, ser mantido o procedimento atual, sem o que a GE passará a *financiar* um concorrente.

Enquanto GE, a obrigação que impende sobre o dito CSNGN pareceu-nos discriminatória e injustificada desde o momento da criação da figura das trocas reguladas. A experiência tem demonstrado a irrelevância da sua criação, nunca tendo sido utilizados. Deste modo, continuamos a defender a extinção do seu mecanismo, ou, caso o mesmo seja mantido, a não alteração das condições atuais de aplicação.

Proposta alternativa para acesso ao TGNL

Também aqui voltamos a notar que, no nosso entendimento, não será por alguma alteração ao regime de trocas reguladas que se conseguirá uma maior utilização do TGNL, afinal o objetivo último deste procedimento. A estrutura tarifária no terminal continuará inadequada a este objetivo pelos níveis de preços dos diferentes componentes da tarifa, pelo que apenas com intervenções mais transformacionais se melhorará a competitividade do TGNL.

É neste entendimento que **a GE coloca à consideração da ERSE o estabelecimento de uma tarifa de entrada na RNTGN a partir do TGNL mais reduzida, com transferência do diferencial de recuperação de proveitos para as saídas.** Esta diferenciação criaria um sinal para os agentes para utilização preferencial do Terminal de Sines, com diminuição do custo médio de acesso.

Q7-Q9 Capacidade de Curto Prazo nas Infraestruturas de AP

Enquanto espelho do previsto nos Regulamentos Europeus, em particular o CAM, consideramos que a criação dos novos produtos é um desenvolvimento adequado que merece a nossa concordância.

Notamos, no entanto, que não é indicada como passível de contratação de curto prazo a Injeção/Extração no Armazenamento Subterrâneo (cf. Quadro 2-12) do Documento Justificativo, o que nos parece ser um lapso a corrigir nos documentos finais.

Q10 Contratos de Longo Prazo nas Infraestruturas de AP

A proposta da ERSE, se bem que coerente com as disposições do Regulamento Europeu do CAM, surge agora como um pouco surpreendente, na medida que toda a regulamentação desenvolvida nos últimos 10 anos se baseou na contratação de curto prazo, não superior a 1 ano.

A proposta não deixa de ter méritos, no sentido que poderá contribuir para a estabilidade (por ex. na recuperação de proveitos) e previsibilidade regulatórias (tarifários de acesso). Contudo, estas oportunidades apenas poderão ser uma realidade se a ERSE der o passo consequente e coerente de considerar a fixação de tarifas nestas infraestruturas também por períodos plurianuais.

Com efeito, qual o incentivo que agentes de mercado (e clientes) terão para celebrar estes contratos, sem alguma garantia quanto à estabilidade tarifária? Seria uma decisão demasiado *às escuras*, pelo que, sem desenvolvimentos quanto ao aumento do período de validade temporal de tarifas, dificilmente ocorrerá subscrição de períodos acima de 1 ano.

Adicionalmente, entende-se que a uma contratação plurianual de capacidade não poderá deixar de corresponder um multiplicador inferior a 1 face à tarifa base. Considera-se que, sem prejuízo dos detalhes quantitativos pertencerem ao momento de fixação dos Parâmetros Regulatórios, deveria ser avançado um sinal no RT quanto ao posicionamento tarifário destes produtos.

Q11 Tarifa Social

A GE apenas pode concordar com a evidenciação na regulamentação das obrigações legalmente estabelecidas para aplicação dos apoios sociais (Tarifa Social e ASECE).

Q12 Atualização das Tarifas Transitórias

A GE nada tem a comentar quanto à adaptação do clausulado do RT à revisão da regulamentação, para a tornar conforme à alteração legislativa que passou para o Governo a responsabilidade de aprovação da revisão destas tarifas.

Sem prejuízo do anterior, a GE nota que o nível do tarifário transitório deve continuar a permitir a existência de um espaço concorrencial para os comercializadores em regime de mercado, funcionando como um incentivo à migração dos consumidores.

Deste modo, recomendamos que a ERSE mantenha uma monitorização dos preços praticados em regime de mercado, de forma a prevenir um desvirtuamento dos princípios anteriores.

Q13 Mecanismo de Atenuação dos Ajustamentos no Armazenamento Subterrâneo

A GE entende os motivos para a criação deste mecanismo, semelhantes ao equivalente já em aplicação no TGNL, que no AS até parecerá mais relevante pela maior variação de utilização nesta infraestrutura e pela descontinuidade marcante provocada pela entrada em operação de novas cavidades.

Contudo, não se pode ignorar que a criação destes mecanismos, por envolverem transferência de proveitos entre atividades, prejudica a separação das mesmas e as desejáveis estabilidade e aditividade tarifárias.

Assim, a GE considera que as condições de aplicação destes mecanismos (quer na AS, quer no TGNL) deveriam ser explícitas quantitativamente no momento da fixação dos Parâmetros Regulatórios, nomeadamente em termos das variações mínimas verificadas na utilização da infraestrutura e recuperação de proveitos que justifiquem a aplicação do mecanismo, bem como do impacto máximo aceite na definição da Tarifa UGS-I, de modo a evitar um desvirtuamento nos custos de utilização da rede de transporte.

Do anterior, resultará que consideramos estar na presença de variáveis que deveriam ser fixadas sobre o período regulatório e não numa base anual, sujeita a decisões menos objetivas que apenas considerem o curto prazo.

Q14 Regulação por Objetivos na Atividade de GTG do SNGN

A GE considera que a adoção da regulação por objetivos para os custos da atividade de GTG é coerente com a seguida para os outros operadores do SNGN e, neste sentido, não nos coloca questões particulares.

No entanto, a exemplo do que tem sido a posição da GE nesta questão dos Custos Controláveis das empresas reguladas, considera-se que a fixação da base de custos inicial e dos indutores aplicáveis deverá ser resultado de uma negociação equilibrada com o GTG, sob os princípios de objetividade e transparência, devendo aqueles ser estabelecidos como Parâmetros Regulatórios para o Período Regulatório, devendo os ganhos de eficiência verificados no interior do período reverter para a empresa, sendo considerados na revisão para o período subsequente, de modo a garantir uma partilha de ganhos com os consumidores.

Q15 Extinção do Alisamento dos Proveitos Permitidos no TGNL

Considera-se que a proposta de extinção do alisamento dos proveitos permitidos do TGNL e recuperação da neutralidade financeira durante o período regulatório 2016-2019 é adequada, no sentido que garantirá a homogeneização da metodologia de cálculo das diferentes infraestruturas do SNGN, com incremento da transparência e previsibilidade tarifária.

Q16 Regime Regulatório do Reenchimento de Metaneiros no TGNL

Na medida em que este regime está já consagrado por documento legal (Portaria 201/2013), a GE considera que a evidenciação em RT apenas terá de respeitar o estabelecido naquela normativa.

Consideramos aliás que alguma alteração que criasse diferenças no regime de acesso e remuneração face ao aprovado superiormente, apenas criaria incerteza e insegurança operacionais e regulatórias, que deve ser evitada. Notamos, se necessário, que este comentário pode ser considerado como genérico e aplicável a outras situações cobertas por esta proposta de revisão regulamentar que incidam sobre transposições de normativos legais nacionais ou europeus.

Q17 Recuperação de Proveitos no Transporte e Distribuição Associada à Procura – ORD

A GE valoriza negativamente esta proposta, dado que a mesma contém um potencial de criação de défices tarifários desnecessário, acrescentando que a própria fundamentação não parece sustentada no historial de operação do SNGN.

De facto, desde logo a junção das atividades de Transporte e Distribuição numa análise conjunta é muito discutível, quando da própria análise do texto resulta claro que a origem dos desvios tarifários observados tem primariamente a ver com as oscilações verificadas nos consumos para produção de eletricidade. Trata-se de um segmento que apenas influi nos volumes da RNTGN.

Contrariamente, na RNDGN o comportamento observado, mesmo nos anos mais recentes em que a recessão económica foi notória em Portugal, o consumo satisfeito pela RNDGN apresentou uma notável resiliência, não tendo sido observadas variações significativas, salvo a relativa à cessação da atividade da Energin, cujas consequências em termos de Proveitos Permitidos até ao momento, notamos, foram exclusivamente suportadas pela Lisboagás ORD. **Antecipa-se a devida correção na definição da Base de Custos desta empresa na próxima definição dos Parâmetros Regulatórios.**

Mesmo no que concerne à dificuldade de previsão das variáveis tarifárias, deve notar-se que na RNDGN o peso da componente capacidade é comparativamente reduzido face ao que se verifica na RNTIAT, pelo que será a veiculação de GN o *driver* primário de recuperação dos proveitos e, como anteriormente discutido, este é estável e previsível, não se assumindo como indutor de desvios.

Também será de notar, como corretamente indicado no Documento Justificativo da ERSE, que a realização de investimentos pelos Operadores de Infraestruturas (Transporte ou Distribuição) não tem, historicamente, apresentado *surpresas*, pelo que, também nesta vertente, a criação de um mecanismo de dilação da recuperação dos Ajustamentos parece ser dificilmente justificável.

Ao anterior acresce ainda que, com a próxima conclusão do processo de Recuperação da Neutralidade Financeira dos ORDs, tornado necessário pela extinção do processo de alisamento dos proveitos permitidos decidido em 2010, pela primeira vez desde o início da Regulação pela ERSE, os Distribuidores entrarão numa fase de equilíbrio de recuperação dos proveitos permitidos, em que o diferencial entre os proveitos estimados e os recuperados é de dimensão relativamente reduzida.

Seria assim algo dececionante que, em contracorrente com a realidade, se criasse um mecanismo menos transparente e menos objetivo pelo estabelecimento de uma “*contacorrente regulatória*”, entre atividades perfeitamente distintas, envolvendo grupos empresariais diversos, para supostamente atender a uma questão perfeitamente identificada e delimitada (mercado para produção elétrica) e que deverá antes ser tratada com outros instrumentos, como as tarifas de curtas utilizações, que permitirão incentivar a utilização da RNTIAT.

Deste modo, e nem se discute aqui o nível de remuneração dos défices criados para os quais a ERSE não assume qualquer compromisso (“*.../a taxas iguais ou próximas das que têm vindo a ser aplicadas aos ajustamentos anuais /.../*”), consideramos que a proposta não é adequada para a Distribuição e mesmo para o Transporte contém elementos que potencialmente retiram previsibilidade e transparência ao SNGN, não devendo ser aplicada.

Q18-19OPEX dos CURRs - CURR

i) Custos de Referência e Custos Não Controláveis

A GE reconhece que a proposta apresentada ao nível da determinação de custos de referência da atividade CURR, e de uma fração de custos “não controláveis” na base de custos aceites está em linha com o recentemente aprovado para o SEN e, nesse sentido, apresenta méritos em termos da harmonização regulatória dos setores regulados da energia, representando um contributo para a manutenção da sustentabilidade económica destas empresas.

Sendo certo que tem sido opção da ERSE a manutenção dos níveis de serviço prestados pelos CURR, nos termos definidos no RQS e RRC, a marcada redução do número de clientes, indutor primário dos custos aceites nestes agentes, tem criado uma pressão que já não é simplesmente resolvida pelo incremento da eficiência, sendo necessário o reconhecimento da existência de custos “não controláveis”, ie. não sujeitos aos indutores estabelecidos.

Deste modo, desde que respeitados os princípios de objetividade e transparência na fixação da base de custos, a GE considera que a proposta apresentada poderá contribuir para a criação de um referencial estável em que as empresas possam estabelecer planos de otimização de custos no médio prazo e em que as economias observadas possam vir a ser repartidas equilibradamente com os consumidores.

Com efeito, no que respeita à aplicação deste mecanismo, será necessário considerar que a atividade CURR se manterá após a extinção das tarifas transitórias (agora prevista para 2017, mas que tem sofrido adiamentos sucessivos), pelo que a hipótese metodológica avançada pela ERSE de limitar aquela data a sua aplicação será algo otimista. Novamente, consideramos que uma perspetiva de médio prazo deverá ser considerada na análise e fixação de parâmetros regulatórios para esta questão.

Igualmente, consideramos que a concretização deste novo enquadramento deverá atender a que alguma estabilidade no período regulatório deverá ser seguida. Notamos que o novo Artº89-A indica uma “definição anual dos custos de referência”, mas esta disposição seria contrária aquele planeamento de atividades pelas empresas. Neste sentido, consideramos que se deveria objetivar uma definição de parâmetros para o período regulatório, sob pena de se privilegiarem ações de curto prazo, menos compatíveis com a manutenção dos níveis de serviço desejados.

Finalmente, deixamos registado que a efetiva adequação desta nova metodologia apenas será aparente com a proposta dos parâmetros regulatórios em Abril próximo. Deste modo, a GE reitera a disponibilidade para assistir a ERSE na definição dos parâmetros mais relevantes, nomeadamente quanto à revisão da base de custos, definição de “custos eficientes” da atividade CURR, pesos a atribuir às frações controláveis e não controlável dos custos, ponderações para os custos fixos e varáveis e à evolução dos seus indutores.

ii) Remuneração do Fundo de Maneio

Em contraponto à discussão realizada na alínea anterior, consideramos inadequada a revisão do Artº90º do RT, que prevê a eliminação da componente “remuneração do fundo de maneio” dos Proveitos Permitidos. Sem prejuízo da discussão seguinte, não podemos deixar também de notar que esta alteração não é sequer discutida no Documento Justificativo, aparecendo desgarrada da questão da determinação dos proveitos dos CURRs, o que impede uma análise dos fundamentos considerados pela ERSE.

De todo o modo, a GE considera desde logo de relevar que esta parcela de remuneração corresponde, na prática, à “adequada remuneração do fundo de maneio” que foi estabelecida aquando da revisão dos Contratos de Concessão da Distribuição e da separação da atividade CURR. Nenhuma justificação é apresentada na Consulta Pública que suporte o motivo pelo qual a ERSE avança com uma alteração desta natureza, que é contrária ao estabelecido pelo Concedente, para lá da própria questão da sustentabilidade desta atividade – problemática reconhecida pela própria ERSE – ser posta em causa por esta redução de proveitos.

E, frise-se, nem sequer se discutem aqui as taxas de remuneração do fundo de maneio que, nos termos dos Contratos de Concessão, deveriam ser idênticas às dos ativos da concessão, como temos repetidamente deixado expresso nas Declarações de Voto anexas aos Pareceres do Conselho Tarifário.

Em linha com o anterior, a GE defende a manutenção da redação atual do Artº90º do RT e a fixação de condições adequadas de remuneração do fundo de maneio em condições equivalentes às dos ativos das concessões, de acordo com os termos plasmados nos Contratos de Concessão.

Q20 Informação sobre Operações Intragrupo – ORD e CURR

A GE tem submetido anualmente à ERSE os Dossiers Fiscais dos Preços de Transferência (DFPT), reconhecendo a necessidade de monitorização por parte da ERSE destas operações, atendendo à estrutura dos grupos que atuam no SNGN. Neste sentido a alteração proposta merece o nosso acordo.

Por uma questão de clareza sugere-se contudo que, nos artigos relevantes, seja explicitado que a informação a apresentar pelas empresas reguladas corresponde exatamente a estes DFPT, que são explicitamente referidos no Documento Justificativo, mas não no regulamento.

Sem prejuízo do referido, no caso da informação pretendida pela ERSE ser mais alargada do que a constante dos DFPT, deverão ser clarificados os modelos de reporte a apresentar pelas empresas, por exemplo através da sua incorporação nas Normas Financeiras, para incremento da transparência e previsibilidade do processo de prestação de informação.

Em termos de questões particulares, notamos finalmente:

- i) notamos nos artigos relevantes, em que a informação sobre as operações intragrupo é discutida, a referência ao ano (s-1); ie. seria também necessário preparar uma informação de “Estimativa de Fecho”. Notando que os DFPT apenas são preparados no interior dos grupos empresariais enquanto “informação auditada”, ficamos na dúvida de qual a informação pretendida;
- ii) quanto às datas de entrega de informação auditada, por uma questão de harmonização das datas de entrega de informação pelas empresas reguladas, fazemos referência ao ponto deste documento que o discute.

Q21 Informação Auditada sobre Apoios Sociais

Enquanto adequação do RT à legislação em vigor, a GE nada tem a comentar sobre a proposta.

Notamos apenas (cf. ponto relativo à informação auditada constante destes comentários) a necessidade da ERSE justificar a eventual não aceitação dos valores auditados apresentados pelas empresas, de acordo com os princípios da transparência e objetividade, que novamente se relevam.

Q22 Utilização das Contas Auditadas para os Ajustamentos dos Proveitos – ORD e CUR

A GE tem repetidamente expresso à ERSE a sua incompreensão pela não utilização dos valores apresentados nos relatórios de auditoria, em particular no que concerne à determinação dos Ajustamentos aos Proveitos Permitidos.

Esta opção da ERSE, de utilização de valores distintos dos auditados, sem que a alteração dos valores seja justificada no momento de aprovação do Tarifário, é contrária a todos os princípios de objetividade e transparência e cria incerteza regulatória aos agentes (alguns cotados em Bolsa, frise-se se necessário) que se afigura totalmente desnecessária.

Aliás, esta situação apenas foi agravada quando a ERSE decidiu cessar a inclusão das Demonstrações Financeiras auditadas no documento de Ajustamentos, sem razão aparente, dificultando a análise pelas empresas e seus auditores.

A proposta de revisão apresentada, em particular o novo Artº166º-A, aparece assim como uma surpresa, pois **o caráter discricionário com que a ERSE tem realizado a análise dos valores auditados, passa a ser validado pelo próprio RT**, novamente em completo contraste com os princípios referidos.

Sendo certo que a ERSE, com a recente aprovação das Normas Financeiras de Reporte, criou um referencial único para todas as empresas, menos se compreende o indicado no Documento Justificativo, quando se refere *“/.../a ERSE considera os valores agregados ou repartidos de forma diferente da que, por vezes, é apresentada nas demonstrações financeiras recebidas /.../”*. Se a ERSE entende que a desagregação/organização que ela própria aprovou é insuficiente, deve corrigir as Normas Financeiras em causa, para que as empresas apresentem a informação como considerado necessário, de modo a que a mesma possa ser incluída no documento de Ajustamentos publicado. O que não é aceitável é que as empresas sejam confrontadas com valores nos quais não se reconhecem, que não lhe são explicados e que não são reprodutíveis para os seus auditores.

A GE coloca assim à consideração a não incorporação deste Artº166º-A no RT, devendo a ERSE cingir-se à informação auditada enviada e, se considerar que a mesma deve ser interpretada, justificar as decisões tomadas.

Q23 Informação a prestar após cessação de atividades – ORD e CUR

A GE nada tem a obstar ao novo artigo proposto (140º-A), reconhecendo a necessidade de prestação da informação pelas empresas reguladas nos dois anos após a cessação das suas atividades, para completamento do processo de ajustamentos.

Q24 Reporte de Dados após a Data de Prestação de Informação – ORD e CUR

A GE reconhece a pertinência da questão colocada pela ERSE, que resulta no novo Artº146º do RT, pela necessidade de antecipação de eventuais impactos tarifários derivados de situações não previstas no momento de apresentação da informação. Neste sentido, nada há a obstar à sua inclusão no RT.

Sem prejuízo do anterior, e notando que a prestação de informação completa é uma obrigação explícita das empresas reguladas, com eventuais consequências ao nível da aplicação do Estatuto Sancionatório, consideramos que a ERSE deveria complementar, por exemplo através de tipificação em sede de Diretiva ou Subregulamentação, o que entende como *“impacte tarifário expressivo”*.

Consideramos que uma clarificação mais objetiva e transparente destas situações criaria uma maior estabilidade regulatória, evitando-se interpretações diferenciadas pelos diferentes intervenientes do setor e, conseqüentemente, algum potencial de litigância.

Q25-26 Encargos de Neutralidade

A GE releva o definido no Regulamento (EU) n.º 312/2014, onde se prevê que o ORT deve publicar os dados relevantes sobre os encargos totais da atividade de compensação da rede e os encargos de neutralidade pela compensação totais, pelo menos com a mesma frequência com que as faturas referentes aos encargos em causa são enviadas aos utilizadores da rede, mas nunca menos do que uma vez por mês.

Neste enquadramento, consideramos que qualquer metodologia que se afaste do apuramento de encargos de neutralidade de forma mensal e que não assegure o repasse imediato desses custos para os agentes de mercado, se afastará do definido regulamentarmente.

Deste modo, consideramos que a proposta sugerida pela ERSE, que passaria pela definição *ex-ante* de uma tarifa, pela qual os utilizadores seriam faturados mensalmente, apenas ocorrendo posteriormente (no fecho do ano gás?) o apuramento final desses encargos de neutralidade, seria uma metodologia menos eficiente e transparente, podendo conduzir ao repasse de custos evitáveis ou mesmo inexistentes, não refletindo necessariamente a operação da RNTGN.

Também nesta questão, a GE considera que a revisão regulamentar deveria apontar à harmonização de regras entre os mercados ibéricos. Deste modo, considera-se que a repartição dos encargos de neutralidade deveria decorrer num horizonte mensal (coerente com a faturação dos acessos), e com duas parcelas distintas, a exemplo do aplicado em Espanha, cujo modelo nos parece adequado:

- i) Encargos de neutralidade associados às compras e vendas de gás efetuadas pelo GTG para compensação de rede

Realizada pela repartição dos encargos de neutralidade pelos agentes de mercado que desbalancearam, de forma proporcional aos desbalanceamentos registados de forma individual.

- ii) Encargos de neutralidade associados às compras e vendas de produtos localizados pelo GTG para compensação de rede

Repartição dos encargos de neutralidade pelos agentes de mercado em função das quantidades introduzidas nas entradas do SNGN por estes.

Entendemos que esta metodologia seria mais transparente, baseando-se em critérios objetivos e não discriminatórios. Acrescendo que os acertos seriam realizados numa escala temporal *próxima* da real, a sinalização aos agentes seria também mais efetiva, prevenindo tempestivamente atuações indevidas.

Pontos Adicionais

Complementarmente aos comentários anteriormente apresentados, deixamos expressos algumas sugestões adicionais que consideramos poderiam melhorar o funcionamento do SNGN no seu todo, contribuindo igualmente para a harmonização regulatória desejável no âmbito do MIBGAS.

1. Anos Gás de Proveitos e Tarifários

No enquadramento regulatório atual, nota-se a coexistência de dois “anos gás” para a definição dos proveitos permitidos: (i) Jul_n-Jun_{n+1}, para os proveitos estimados; (ii) ano civil para o cálculo dos ajustamentos a incidir no 2º ano gás tarifário subsequente.

No que respeita ao tarifário é aplicado o ano Jul_n-Jun_{n+1}, na sequência do processo de análise e aprovação de tarifário, que decorre entre Abril e Junho.

Com a incorporação do Código de Rede Europeu de Compensação das Redes na Regulamentação do SNGN, passará a existir ainda um “3º ano”: o “ano gás de capacidade”, relativo ao período de reserva de capacidade nas infraestruturas, a decorrer entre Out_n-Set_{n+1}.

A GE, por mais de uma vez, expressou que esta não coincidência dos anos gás do tarifário de acesso (aprovado pela ERSE) com o de capacidade (obrigatório pelo NC-BAL), criará uma incerteza tarifária, dado que os agentes e clientes terão de tomar decisões envolvendo custos, sem conhecimento das tarifas aplicáveis.

Identicamente, a não coincidência dos períodos aplicados para cálculo dos proveitos, cria uma incerteza nos operadores e CURs, obrigando à realização de auditorias financeiras sobre períodos distintos, com as notadas dificuldades de comparação entre as Contas Estatutárias e as Contas Reguladas.

Deste modo, de forma a criar um ambiente mais coerente e estável, simplificando e aumentando a transparência do processo de fixação de tarifas e cálculo dos proveitos permitidos, a GE sugere que a ERSE incorpore uma simplificação dos conceitos associados aos anos gás, propondo-se a utilização de apenas dois períodos relevantes:

- Ano Gás Tarifário do ano **(n+1)** – decorreria entre Outubro do ano **n** e Setembro do ano **(n+1)**, sobre o qual seriam aprovadas as tarifas de acesso;
- Ano Gás de Proveitos Permitidos – seria calculado sobre anos civis, pelo que na determinação do Tarifário do ano **(n+1)** acima indicado, seria considerada a informação previsional dos anos civis **n** e **(n+1)**, incorporando-se os Ajustamentos do ano **(n-2)**

Permitimo-nos notar que, com esta metodologia, o calendário atualmente estabelecido em RT em nada seria alterado, nomeadamente: (i) datas de entrega de informação pelas empresas - auditada (em Outubro **(n-1)**) e previsional (Dezembro **(n-1)**); (ii) proposta ao CT (Abril **(n)**); (iii) aprovação e publicação pela ERSE (Junho **(n)**). Genericamente, o processo decorreria do mesmo modo, apenas que as tarifas aprovadas em Junho seriam aplicadas a partir do Outubro seguinte.

Identicamente, será claro que este processo não afeta o estabelecimento das Tarifas Transitórias na componente de Energia, cuja metodologia de avaliação e aprovação (numa base trimestral) está já perfeitamente separado das Tarifas de Acesso e Proveitos Permitidos.

2. Duração do Período Regulatório

A GE considera que o SNGN já apresenta características de maturidade (aliás tal é igualmente reconhecido pela ERSE) que justificariam uma reavaliação da duração do período regulatório. Aliás, como enquadramento desta discussão, a GE não pode deixar de notar que no conjunto dos países europeus, a duração do Período Regulatório em Portugal está no limite mínimo observado (fazemos aqui referência à apresentação da REN na Audição Pública).

Sendo certo que o processo de abertura de mercado tem sido um sucesso, também traduzido na resiliência dos consumos do mercado convencional, será também de relevar que o ciclo de grandes investimentos no SNGN está completado, pelo que não serão de antecipar variações significativas no nível de Proveitos Permitidos das Empresas.

A conjugação destes fatores permite antecipar um cenário de estabilidade e previsibilidade tarifárias, o que poderia ter sido considerado na proposta de revisão. Parece-nos evidente, por si mesmo, que um aumento do período apenas poderia permitir uma maior clareza e fundamentação em decisões que os principais *stakeholders* do SNGN assumem, em particular os operadores de infraestruturas e CURs (por ex. nos planos de eficiência operacional), os agentes de mercado (contratação de longo prazo) e os consumidores (em particular decisões de investimento na indústria).

No enquadramento anterior, a GE coloca assim à consideração da ERSE a avaliação do aumento do período regulatório (para 4-5 anos?), considerando existirem bases de estabilidade e vantagens em termos de previsibilidade que beneficiariam o conjunto do SNGN.

3. Estabilidade Tarifária no Período Regulatório

Em linha com o ponto anterior, a GE considera que deveria ter sido colocada à discussão a estabilidade tarifária dentro do período regulatório, no que concerne às Tarifas de Acesso às Infraestruturas. Também aqui se valoriza a limitada variação dos consumos e proveitos do SNGN, variáveis fundamentais para o cálculo tarifário.

A fixação das tarifas deve seguir os princípios de objetividade, transparência e não discriminação. Neste sentido, aprovações anuais mais facilmente serão influenciadas por incidências de curto prazo, sendo que ao corrigir desvios pontuais criados numa atividade, levam ao surgimento de desvios noutras.

Parece-nos que a fixação de tarifas plurianual não apenas levaria a uma clareza e previsibilidade dos custos a considerar pelos agentes e consumidores (novamente se releva o segmento dos consumidores industriais, crítico para a sustentabilidade do SNGN), permitindo uma análise comparativa com outras formas de energia mais fundamentada; como também criaria um ambiente de enquadramento económico-financeiro mais estável para os operadores, benéfico para os seus planos de desenvolvimento e incremento da eficiência operacional, com efeitos positivos para o SNGN no seu todo.

Em particular, no que respeita aos custos operacionais, a GE nota que planos de redução de custos implementados pelas empresas reguladas (ORDs e CURs), de modo a cumprir os objetivos de eficiência aprovados pela ERSE, devem ser analisados sobre períodos suficientemente alargados, quer para aquilatar da efetiva obtenção e sustentabilidade dos ganhos, quer para mais fundamentadamente os rever.

Também notamos que esta estabilidade tarifária plurianual seria apenas coerente com a proposta incluída na revisão de criação de contratos de acesso de longo prazo, sendo menos evidente como tais contratos poderiam ser subscritos pelos participantes sem garantias de preço sobre a sua duração.

4. Envio de Informação Financeira e Operacional pelas Empresas Reguladas

A GE teve já a oportunidade de expressar o seu entendimento de que o RT poderia ser simplificado e harmonizado em termos da definição do calendário de envio da informação pelas empresas reguladas, para facilitar a organização interna destas.

Contudo, da análise da proposta de revisão do RT, resulta uma ainda maior dispersão de datas para envio de informação, o que nos parece poder ser melhorado com vantagens para todos os intervenientes.

Com efeito, ainda que para a informação previsional seja mantida a data de 15 de Dezembro para envio dos dados, no que concerne às informações auditadas, passam a existir 3 datas distintas para o envio da mesma pelas empresas reguladas (operadores de infraestruturas e comercializadores de último recurso):

- i. 30 de Junho para as Contas Estatutárias
- ii. 30 de Outubro para as Contas Reguladas Auditadas
- iii. 31 de Outubro para os Dossiers Fiscais de Preços de Transferência (DFPT)

A GE considera que de modo a concretizar-se uma maior harmonização de procedimentos, poderiam ser estabelecidos 2 momentos únicos para o envio de informação por estas empresas, consoante se tratasse de informação previsional ou auditada.

Neste sentido, atendendo ao que tem sido a prática regulatória, sugere-se a adoção do seguinte procedimento:

- i. 31 de Outubro para as Contas Estatutárias, Contas Reguladas Auditadas e DFPT;
- ii. 15 de Dezembro para a Informação Previsional (Estimativa de Fecho do ano em curso e Orçamento para os 2 anos seguintes).

Notamos finalmente que esta proposta está em plena consonância com a anteriormente indicada de alteração do ano gás tarifário para Out(**n**)-Set(**n+1**), não existindo sobreposição de períodos relevantes para efeito de análise e aprovação.