



---

**Revisão Regulamentar do Sector do Gás Natural | 2016-2019**  
**Comentários EDP Gás Distribuição**

fevereiro de 2016

## 1. Introdução

Os comentários da EDP Gás Distribuição à Consulta Pública promovida pela ERSE relativa à proposta de revisão dos Regulamentos do Sector do Gás Natural encontram-se neste documento.

Neste documento optou-se por uma pronúncia temática, que facilita o enquadramento de temas relacionados, em detrimento de se responder especificamente a cada uma das questões colocadas pela ERSE nos documentos justificativos.

## 2. Comentários Gerais à Proposta de Revisão Regulamentar

Como comentário genérico, considera-se que a Proposta de Revisão Regulamentar poderia ter ido mais longe na reorganização do sector em contexto de concretização do MIBGAS, de implementação do Código de Rede de Balanço e de progressiva liberalização do mercado.

O processo de implementação do mercado organizado de gás natural em Espanha está em curso, com o arranque das sessões de negociação de produtos na plataforma do MIBGAS em meados de dezembro de 2015. Também em Portugal foram já dados alguns passos a nível legislativo para que o mercado passe a funcionar também no país.

Adicionalmente, considerando que a implementação do Código de Rede Europeu de Regras de Balanceamento de Redes deverá ocorrer em ambos os países até à data limite de Outubro de 2016 e que a existência de um mercado organizado é uma ferramenta essencial de apoio à gestão de balanço por parte dos utilizadores dos sistemas, será expectável que até essa data o mercado organizado ibérico ou MIBGAS seja de facto uma realidade.

Neste contexto, estranha-se a omissão do processo de revisão regulamentar relativamente ao processo de implementação do mercado organizado em Portugal. Considera-se crítico que a ERSE participe ativamente na implementação deste mercado no sector em Portugal organizado em Portugal, assegurando que a mesma se efetua de forma positiva e com benefícios para os stakeholders do mercado nacional.

Concretamente, consideramos que a ERSE deve dar os passos necessários para assegurar a concretização do mercado ibérico com capacidade implícita, nos termos previstos na conclusão da consulta pública promovida conjuntamente pelos reguladores ibéricos, até outubro de 2016.

A este propósito, considera-se importante salientar que numa altura em que as novas regras do sector, decorrentes da implementação da totalidade dos códigos de rede europeus, implicam um maior envolvimento e responsabilização dos agentes de mercado pelo equilíbrio do sistema, teria sido muito positivo que a ERSE tivesse proposto a concretização do fórum de acompanhamento do sistema, já previsto em revisão regulamentar anterior, à semelhança do “comité de seguimento de sistema gasista” existente em Espanha. A remissão para propostas do operador da rede de transporte/gestor técnico do sistema de peças regulamentares importantes para o

sector não parece ser o melhor método de assegurar a implementação de medidas equilibradas e consensuais para todos os *stakeholders*.

Adicionalmente, e de forma a assegurar a transparência e aderência das tarifas e dos custos às diversas atividades e infraestruturas, medidas como a transferência de custos associados às diversas infraestruturas para a UGS e a implementação de mecanismos de transferência de desvios de recuperação de proveitos de uns anos para os outros deverão ser evitadas.

## **2.1. Aplicação de tarifas de acesso às redes em AP a clientes ligados às redes de MP**

Ao contrário do sector elétrico, no sector do gás natural a ligação dos consumidores a redes de baixa ou média pressão não depende das características das instalações desses consumidores mas sim das opções de desenvolvimento das redes de distribuição pelos distribuidores. Em relação às redes de alta pressão, há que ter em consideração a pressão de abastecimento necessária para o fornecimento aos potenciais consumidores a ela ligados, mas também questões de proximidade.

Neste contexto, as tarifas aplicadas pelos distribuidores regionais antes do início da regulação do sector eram definidas por escalão de consumo e não por nível de pressão de abastecimento.

A introdução de escalões tarifários assentes unicamente na pressão de fornecimento que ocorreu no início da regulação do sector, não tem sido pacífica e tem vindo a obrigar a adaptações assentes no consumo, designadamente a opção por tarifas de média pressão para clientes com consumos anuais superiores a 1 milhão de m<sup>3</sup> (2 milhões de m<sup>3</sup> aquando da introdução da regra) e opção por tarifas de alta pressão para clientes com consumo anual superior a 50 milhões de m<sup>3</sup>.

Assim, considera-se que seria de ponderar na alteração da estrutura tarifária uma forma de introduzir o conceito de volume na definição dos escalões tarifários.

Adicionalmente, a estrutura tarifária deveria ter em conta não só o nível de consumo e tipo de ligação à rede mas também os custos envolvidos no desenvolvimento de rede de transporte e/ou distribuição para abastecimento às várias tipologias de consumidores.

Considera-se que desta forma se poderá atingir o objetivo de imputação correta de custos, evitando subsidiação cruzada entre consumidores, mas também de melhoria da competitividade nos custos com o abastecimento de gás natural para cada segmento de consumidores.

## **2.2. Simplificação e uniformização de processos e fluxos de comunicação**

Atualmente, o sistema de gás natural assenta em estruturas excessivamente complexas de processos e fluxos de informação entre agentes, resultado de falhas de desenho ou de definição de regras claras e *standardizadas* entre agentes, que permitam uma maior eficiência nos processos, com reflexo evidente no cliente final.

Os fluxos de informação entre agentes (comercializadores, operadores de rede, gestor de processo de mudança de comercializador) têm ineficiências por assentarem em

muitos fluxos paralelos, com diferentes procedimentos e formatos de agente para agente (por exemplo, entre os diversos ORD).

O *switching* tem atualmente lacunas que criam limitações aos agentes e aos próprios clientes, já que existem vários cenários não previstos no atual modelo de dados, estando neste momento a decorrer uma revisão ao modelo de dados, conduzida pela REN (enquanto Gestor do Processo de Mudança de Comercializador – GPMC), com a participação dos ORD e dos comercializadores, que pretende dar resposta a algumas destas limitações.

Por outro lado, mesmo estabelecendo um modelo uniforme, não é claro que cada ORD trate cada processo da mesma forma, verificando-se diferenças de procedimento por cada um.

Adicionalmente, coexistem sistemas distintos para articulação com os diversos ORD com dimensão relevante no sector do gás natural, sem uniformização de processos e formatos, o que cria maior complexidade na operação:

- Alguns fluxos de *switching*, dependem de outras interações entre comercializadores e operadores de rede (ex: agendamentos, inspeções), que ocorrem em paralelo com os fluxos de *switching* geridos pelo GPMC, e relativamente aos quais cada ORD tem procedimentos, e formatos distintos, uns mais automáticos (ex: *messaging*, portais de agendamento), outros mais manuais (ex: telefone, *e-mail*). Isto gera complexidade no processo do lado dos comercializadores e limitações na resposta às necessidades do cliente, com subsequentes reclamações por parte do mesmo, já que esta multiplicidade de processos acaba por criar bloqueios ao próprio *switching*.
- Por outro lado, há outros fluxos de informação entre ORD e comercializadores, necessários ao relacionamento entre as entidades, que ocorrem também numa multiplicidade de formatos e meios, como é o caso da disponibilização de consumos e faturação de acesso às redes. Esta falta de uniformização cria limitações do lado dos comercializadores que, constantemente têm de adaptar os seus processos às alterações feitas por cada um dos ORD e aos próprios formatos e processos, diferentes de ORD para ORD.

É fundamental analisar as *melhores práticas* já implementadas no sector por alguns agentes e estabelecer modelos de *messaging* com regras uniformes e vinculativas, e em prazos bem definidos, que possam ser adotados por todos os agentes, tornando assim os processos mais simples, ágeis e robustos, com benefício para todos e em particular para o cliente final.

Ainda a este propósito, considerando a prevalência cada vez mais acentuada de contratos duais de eletricidade e de gás, a existência de uma única plataforma de *switching* de para todos os fluxos, é uma solução que melhoraria a comunicação entre agentes, eliminando duplicações, permitindo igualmente uma gestão mais adequada das simultaneidades e precedências de fluxos.

### 3. Comentários Específicos

#### 3.1. Regulamento Tarifário

##### 3.1.1. Base de custos na atividade da Distribuição

No que toca à atividade de Distribuição verifica-se que a dinamização do mercado, o número de agentes intervenientes e as solicitações resultantes criam uma pressão crescente nos custos da atividade associada à gestão dos agentes no mercado que importa acautelar. Tal é fundamental para a operação eficiente e fiável do mercado, quer ao nível de prazos, quer ao nível da qualidade de resposta. Efetivamente os processos de *switching*, as operações crescentes no terreno, a dinamização do mercado, o controlo de balanços energéticos por agente, as solicitações analíticas aos sistemas de informação e a complexidade das mesmas têm acarretado custos crescentes.

Deste modo, não obstante este tema ser paralelo à revisão regulamentar em si, estando mais associado ao estabelecimento de parâmetros, solicita-se a revisão do valor da base de custos que permita acomodar esta nova realidade de atividade acrescida.

##### 3.1.2. Taxas de remuneração

No início deste período regulatório foi introduzido um mecanismo de indexação da taxa de remuneração dos ativos que não estava previsto no Contrato de Concessão. A concretização prática desta indexação levou à redução do valor da concessão, afetando o seu equilíbrio económico-financeiro.

Considera-se que no estabelecimento da taxa da remuneração do sector do gás natural, a ERSE deve ter em conta *benchmarks* comparáveis de remuneração do sector de gás natural em mercados com o mesmo grau de maturidade, devendo ser avaliado o cenário de indexação mais adequado.

Esta alteração deveria ser refletida na redação do Artigo 9.º, propondo-se o seguinte articulado: “i) *Aplicação de metodologia de indexação que reflita a evolução do enquadramento económico e financeiro do sector, definida pela ERSE para o período de regulação.*”

##### 3.1.3. Remuneração de Contadores

A interpretação restritiva que tem sido feita da legislação, em particular da Lei n.º 23/1996, de 26 de julho, na redação que lhe foi dada pela Lei n.º 12/2008, de 26 de fevereiro, cria uma situação de incoerência entre as obrigações de qualidade e fiabilidade da medição, acometidas às distribuidoras nas suas concessões e licenças, e o reconhecimento para efeitos de remuneração dos investimentos nos equipamentos necessários à consecução daquelas obrigações, também expresso nos contratos de concessão e títulos de licença outorgados às empresas. É urgente ultrapassar esta situação, repondo a coerência e o equilíbrio previstos nos termos acordados entre o concedente e as distribuidoras. Nesse sentido, solicita-se novamente à ERSE a revisão do seu posicionamento, na certeza que o enquadramento legal não impede a remuneração desses ativos nem impõe qualquer interpretação restritiva.

### **3.1.4. Recuperação dos Proveitos Permitidos das Atividades de Transporte e Distribuição de Gás Natural**

A possibilidade da recuperação dos proveitos regulados das atividades de transporte e de distribuição de gás natural estar associada à evolução da procura tem o risco de perpetuar os desvios a receber num cenário de diminuição da procura. Adicionalmente, este princípio não se encontra materializado em nenhum artigo do Regulamento Tarifário.

A fundamentação apresentada pela ERSE para a necessidade de implementação de um mecanismo de controlo dos desvios está diretamente relacionada com a flutuação dos consumos do sector elétrico, sem qualquer impacto na atividade de distribuição.

Acresce ainda que mesmo para a atividade de transporte, e de forma a assegurar a transparência do processo de definição e cálculo de tarifas, proveitos e desvios, se devem manter as regras em vigor, que permitem apurar em cada ano os custos incorridos e eventuais desvios a recuperar. Em cada ano, e em função dos resultados obtidos, a ERSE poderá propor uma forma distinta de recuperação de desvios.

### **3.1.5. Utilização das contas auditadas para cálculo de ajustamentos de proveitos**

A revisão regulamentar propõe a introdução de um artigo genérico no Regulamento Tarifário (Artigo n.º 166-A), que dispõe sobre a avaliação prévia por parte da ERSE das contas reais auditadas enviadas pelos operadores e a sua consideração no processo tarifário.

Neste contexto, é fundamental que a ERSE evidencie e justifique as diferenças entre os valores por si considerados e os valores das contas reais auditadas. De resto, a consideração de valores distintos dos aprovados por auditores independentes poderá gerar situações de incerteza e insegurança no mercado, por suprimir ao ato de auditoria uma das suas funções principais – o reconhecimento da correção dos valores apresentados.

### **3.1.6. Informação a fornecer à ERSE**

O ponto 4 do Artigo 146.º define que *“4 - As entidades sujeitas a regulação (...) devem reportar prontamente à ERSE, qualquer informação com impacto tarifário materialmente relevante, ainda que relativa a factos ocorridos em momento posterior às datas de envio da informação à ERSE estabelecidas no presente Regulamento.”*

O número seguinte define como factos materialmente relevantes *“(...) aqueles que possam, de forma direta ou indireta, alterar materialmente o valor das concessões ou alterar os pressupostos subjacentes ao cálculo dos parâmetros aplicados à regulação da atividade em causa.”*

Entende-se que a definição proposta é excessivamente genérica e coloca nas entidades reguladas o ónus de avaliação da relevância da informação. Assim, importa que seja definido um limiar, em valor absoluto ou em valor relativo dos proveitos do operador, a partir do qual se considera que um determinado facto tem impacto material, ficando então a entidade sujeita à obrigação de reporte. Desta forma mitiga-se a subjetividade e permita-se uma aplicação tão uniforme da regra quanto possível.

### **3.1.7. Reavaliações sucessivas**

Atualmente verifica-se um incumprimento das regras dos contratos de concessão relativas à remuneração da atividade de operação de rede de distribuição, com base em ativos reavaliados, o que tem resultado em sucessivos processos de impugnação, sobre a ERSE, relativos à decisão de aprovação das tarifas URD em MP e BP.

Assim, até ao momento, no processo de cálculo dos proveitos permitidos da atividade de distribuição de gás natural a ERSE apenas considera:

- Um valor do ativo fixo líquido que incorpora a reavaliação inicial, omitindo as reavaliações sucessivas que deveriam ter ocorrido no início de cada período de regulação (em 2010 e em 2013).
- As amortizações do exercício calculadas com base no valor do ativo bruto não reavaliado.

De acordo com os contratos de concessão, devem ser consideradas as reavaliações sucessivas, devendo as amortizações do exercício e o cálculo do ativo fixo líquido serem calculados com base no valor do ativo fixo bruto reavaliado.

Solicita-se à ERSE a reavaliação deste tema, com vista a uma solução de curto-prazo e não perpetuação da atual situação de impasse que não é sustentável para o sistema. Estas variáveis devem ser incorporadas nas fórmulas de cálculo, restaurando o equilíbrio de acordo com as regras previstas nos contratos de concessão, relativas à remuneração da atividade de operação de rede de distribuição, com base em ativos reavaliados.

Acresce que este tema já foi objeto de reconhecimento por parte da ERSE na recente consulta às normas complementares que promoveu junto dos operadores de rede de distribuição.

### **3.1.8. Modelo de definição de preços de referência para conversões e reconversões**

Uma conversão/reconversão representa um novo ponto de abastecimento de gás natural, resultando em aumentos esperados de consumo no SNGN com efeitos positivos para a sustentabilidade do mesmo.

Sendo o nível de consumo de gás natural naturalmente diferenciado em função de padrões de consumo, que são muito condicionados pela localização geográfica da instalação de consumo do cliente, é razoável admitir que zonas com consumos médios por instalação mais elevados conduzem a um resultado mais eficiente, já que se trata de um investimento que assegura maior potencial de consumo para o sistema. O mesmo princípio aplicar-se-á em concelhos com maior potencial de expansão através da conversão/reconversão de novos polos de consumo.

Assim, na perspetiva de otimização de investimento feito em conversões/reconversões, o modelo de definição de preços de referência deve considerar este efeito e criar incentivos que fomentem as operativas de conversão/reconversão em zonas geográficas de maior consumo esperado e, como tal, com maior potencial de retorno.

Verificam-se hoje taxas de rentabilidade de conversões/reconversões de 13% a 14% antes de impostos, na área de concessão da EDP Gás Distribuição, que comparam diretamente com a taxa de remuneração de ativos.

Não obstante este tema ser paralelo à revisão regulamentar em si, estando mais associado ao documento de parâmetros, solicita-se a revisão do modelo de subsídio e remuneração deste ativo regulado (sobretudo para instalações com consumo <10.000 m<sup>3</sup>), no sentido de incentivar operativas de conversão/reconversão em zonas geográficas/pontos de abastecimento de maior potencial de retorno para o sistema.

Na proposta de regulamentação, o regulador altera o Artigo 180º para “2 - Os custos a aceitar para efeitos tarifários estão limitados aos valores de referência a publicar anualmente pela ERSE com as tarifas na norma técnica referida no número anterior, os quais são igualmente afetos de um parâmetro de eficiência económica apurado casuisticamente para cada operador de rede de distribuição em função da redução por ele obtida no custo médio unitário de veiculação de gás natural.” No entender da EDP Gás Distribuição a redução do custo unitário da concessão coloca o operador em “competição” consigo próprio. Do ponto de vista da EDP Gás Distribuição este parâmetro deve ser único e nacional de modo a garantir meio de captação dos melhores consumos ao nível do SNGN. Caso contrário poder-se-á verificar a incapacidade de contratação nos ORD’s onde este custo seja já mais eficiente que os restantes.

### **3.1.9. Plano de Promoção do Desempenho Ambiental**

Embora esteja previsto na Regulamento Tarifário (Artigo 98º), este Plano não foi ainda concretizado. Este Plano tem o propósito de comunicar a racionalidade do *mix* energético na procura, refletindo as vantagens do produto. Deste modo considera-se oportuno que o Regulador considere a possibilidade de ativar a sua existência e execução.

### **3.1.10. Taxas (adicionais à Taxa de Ocupação do Subsolo)**

Em alguns municípios verifica-se a cobrança de taxas que embora não sejam de Ocupação de Subsolo, em muitos casos se configuram como tal. Por outro lado, existem exemplos de taxas distintas das primeiras que não têm enquadramento de repassagem à luz de regulação atual mas que têm prevista a repassagem à luz do Contrato de Concessão. Nesse sentido seria importante que se revisse o mecanismo de repassagem de modo a que este incorporasse outros tipos de taxas, harmonizando o seu tratamento

### **3.1.11. Sugestões adicionais**

Considera-se ainda que deveriam ser incorporadas na Regulamento Tarifário as seguintes alterações:

1. Novas alíneas a incluir no Artigo 129.º

“(…)

*p) Reavaliação inicial e respetivas amortizações;*

*q) Reavaliações sucessivas e respetivas amortizações.”*

De notar, como já referido, que esta informação está já prevista nas normas complementares que estabelecem a informação financeira a enviar, faltando apenas refletir estes mesmos dados no Regulamento Tarifário. Adicionalmente, estas

componentes devem ser explicitadas na fórmula de cálculo de proveitos permitidos, tal como previsto nos contratos de concessão.

### **3.2. Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações**

#### **3.2.1. Projetos de investimento e relatórios de execução do orçamento**

O artigo 27.º levanta algumas dúvidas de interpretação, não ficando claro se diz respeito a reporte no âmbito na Norma 12 ou eventualmente do PDIRD, bem como aos respetivos prazos, formatos e procedimentos do reporte em si.

Neste sentido, solicita-se a revisão da redação deste artigo, de forma clarificar o tipo de reporte pretendido, bem como os elementos necessários, formatos, prazos e procedimentos de envio da informação.

#### **3.2.2. Diferenciação do contrato de uso das infraestruturas**

Sugere-se a seguinte redação do Artigo 9º:

*“1 - Os contratos de uso das infraestruturas devem integrar as condições relacionadas com o uso das infraestruturas e podem diferir ~~diferem~~ consoante o tipo de agente de mercado em causa: (...).”*

#### **3.2.3. Cessação do contrato de uso das infraestruturas**

Sugere-se a seguinte redação do Artigo 12º:

*“1 - Os contratos de uso das infraestruturas podem cessar por:*

*a) Acordo entre as partes.*

*b) Caducidade por:*

*i) Denúncia do agente de mercado.*

*ii) Extinção do registo de comercializador ou da licença de comercializador de último recurso retalhista.*

*c) Rescisão por:*

*I. Incumprimento do disposto no contrato de uso das infraestruturas, nomeadamente:*

*i) Falta de pagamento, por parte dos agentes de mercado, das faturas de uso das infraestruturas;*

*ii) Falta de prestação ou de atualização da garantia, nos prazos contratualizados e após solicitação pelo operador de rede para o efeito.*

*II. Incumprimento das disposições regulamentares aplicáveis, ~~designadamente as constantes do presente Regulamento, do Regulamento de Relações Comerciais, do Regulamento da Qualidade de Serviço e do Regulamento de Operação das Infraestruturas.~~*

~~III. Incumprimento do disposto no Regulamento da RNTGN, Regulamento de Armazenamento Subterrâneo e no Regulamento de Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.~~

~~III) Incumprimento do disposto no contrato de uso das infraestruturas.~~

~~2 - Com a cessação do contrato de uso das infraestruturas extinguem-se todos os direitos e obrigações das partes, conforme previsto no Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interlições, sem prejuízo das obrigações que incumbam ao agente de mercado, da exigibilidade das quantias em dívida e da possibilidade de execução das garantias, do cumprimento dos encargos emergentes do contrato cessado, conferindo aos operadores das infraestruturas o direito de interromperem o fornecimento e de procederem ao levantamento do material e equipamento que lhes pertencer.~~

~~3 - A rescisão por incumprimento do disposto no contrato de uso das infraestruturas deve ocorrer em situações não reclamadas pelo agente de mercado ou cujo processo de resolução de conflitos tenha resultado em efetivo incumprimento por parte do agente de mercado notificado pelo operador de rede.~~

~~4 - A rescisão do contrato de uso das infraestruturas deve ser precedida de um aviso prévio ao agente de mercado, concedendo a este um prazo mínimo de 8 dias para regularizar a situação que constitui causa para o incumprimento, sob pena de cessação do Contrato, sem prejuízo do disposto no número anterior.~~

~~5 - Com a cessação do contrato de uso das infraestruturas, o operador da rede de distribuição deve dar conhecimento ao gestor do processo de mudança de comercializador e ao comercializador de último recurso retalhista.~~

~~6 - Cessando o contrato, o operador da rede de distribuição tem o direito de fazer cessar o acesso à rede e respetivos serviços e de proceder ao levantamento do material e equipamento que lhe pertencer.~~

Adicionalmente, este ponto suscita a necessidade de acautelar o fornecimento supletivo, para prevenir situações em que o comercializador de um cliente deixe de reunir as condições para continuar a sua atividade, nomeadamente com a cessação do contrato de uso de redes com o operador da rede à qual o cliente está ligado.

Neste sentido, torna-se necessário definir regras e procedimentos, relativas ao fornecimento supletivo de gás natural.

### **3.2.4. Duração dos contratos de uso das infraestruturas**

O número 1 do Artigo n.º 11 está em desacordo com o ponto 2 da cláusula 4.º do contrato de URD e deverá ser harmonizado.

### **3.2.5. Definições de dia gás e ano gás**

Propõe-se a alteração das definições de ano gás e dias gás constantes do número 2 do Artigo 3.º de acordo com o seguinte:

“c) Ano gás – período compreendido entre as ~~00:00h~~ 05:00h de 1 de outubro e as ~~24:00h~~ 04:59h de 1 de outubro do ano seguinte”; e,

“o) Dia gás – período compreendido entre as ~~00:00h~~ 05:00h e as ~~24:00h~~ 04:59h do ~~mesmo dia~~ seguinte.”

Desta forma é possível alinhar o ano gás com o ano de contratação de capacidade, permitindo aos agentes conhecer na íntegra as tarifas aplicáveis aos acessos às infraestruturas.

### **3.2.6. Definição de perdas**

Sugere-se a seguinte redação do número 2 do Artigo 3º:

*“aa) Perdas – descarga ou queima de gás natural para efeitos de processo ~~controle de~~ ~~pressão ou intervenção nas instalações~~, no qual o gás natural é queimado ou dispersado de forma controlada e voluntária”.*

## **3.3. Regulamento de Operação das Infraestruturas**

### **3.3.1. Implementação do Código de Rede de Balanço**

Relativamente aos encargos de Neutralidade, e ao contrário do proposto na revisão regulamentar, considera-se que o modelo 2 é o que melhor garante a equidade entre agentes e a imputação de custos aos seus causadores, que serão naturalmente proporcionais aos volumes movimentados. Adicionalmente, o modelo 1 não contribui para a transparência do sector, ao assentar na definição de uma tarifa aplicável às entradas e não às saídas da rede de transporte.

Já quanto ao modelo de fornecimento de informações para efeitos de compensação da RNTGN, a proposta da ERSE recai na variante 2 prevista na regulamentação europeia, tal como previamente anunciado em reunião com os agentes de mercado. Sobre este ponto, e tendo em consideração a necessidade de revisão de toda a sub-regulamentação aplicável, salienta-se novamente a importância de envolvimento dos agentes de mercado desde o início do processo de revisão e não apenas numa fase final de aprovação de opções adotadas.

Consideramos no entanto importante salientar desde já que a variante 2 acima referida tem desde logo como implicação direta, nos termos previstos no Código de Balanço, que os agentes que utilizarem as previsões estabelecidas pelos operadores para as suas nomeações de utilização de rede, relativamente aos seus clientes não telemedidos, não poderão ser penalizados por desbalanceamento na componente de nomeação relativa a esses consumos, sendo apenas responsáveis por repor as suas existências na rede.

Deve ser também clarificada na subregulamentação a forma de reposição pelos comercializadores do gás natural necessário como resultado das diferenças entre estimativas e leituras reais, sendo que consideramos que o entendimento avançado pela ERSE no passado mês de Junho de 2015 se mantém e que os comercializadores poderão repor em espécie os desvios diários apurados. Sugere-se ainda, como forma de otimizar a contratação de capacidade por parte dos comercializadores, que a ERSE

pondere a possibilidade destes desvios serem repostos ao longo do mês seguinte ao mês em que se produzem.

### 3.3.2. Operação de Infraestruturas

Tendo em consideração as alterações significativas que terão de ser estabelecidas na sub-regulamentação, designadamente os mecanismos firmes de perda de capacidade não utilizada no curto e longo prazo, considera-se que o modelo mais adequado para o desenvolvimento dessa documentação complementar seria através do “fórum de seguimento”, que envolvesse representantes dos diversos *stakeholders* e não por proposta dos operadores de infraestruturas à ERSE com posterior consulta de interessados.

Em relação às alterações a introduzir no sistema por via das regras europeias, considera-se que é de todo o interesse para o sistema nacional de gás natural, e assegurando-se o cumprimento da regulamentação europeia aplicável, explorar sempre que possível medidas que tirem partido da flexibilidade intrínseca do sistema, designadamente do *linepack*.

A este propósito, consideramos positivo que a ERSE permita a disponibilização de *linepack* aos agentes, sob a forma de um “serviço de flexibilidade” a preço competitivo, sendo que o acesso a esse serviço deveria estar alinhado com a tipologia de comercializador e a sua elegibilidade ou não para o mecanismo de penalidade por desbalanceamento, devendo ser dada prioridade aos agentes que corram efetivamente este risco nos termos da “variante 2” do modelo preconizado no Código de Balanço.

### 3.4. Regulamento das Relações Comerciais

#### 3.4.1. Área de influência da rede

No âmbito da definição da área de influência de rede, existem outras condicionantes técnicas ou económicas impostas por entidades terceiras que não estão contempladas (ex: pavimentações para além do limite necessário à construção da infraestrutura, materiais de compactação e métodos construtivos especiais, trabalhos em horário suplementar, necessidade de policiamento, taxas de obra, entre outros) e que acarretam um sobrecusto em relação à construção *standard*.

Assim, no sentido de acautelar estas condicionantes extraordinárias, impostas pelas entidades competentes, sugere-se a seguinte proposta de redação no Artigo 162.º:

“(…)

*3- A área de influência da rede de distribuição, definida nos termos do número anterior, pode vir a ser limitada pela existência de infraestruturas lineares, ~~designadamente autoestradas, vias férreas ou cursos de água, quando o seu atravessamento exigir condições técnicas ou económicas especiais~~ quando na sua intervenção se exigirem condições técnicas ou económicas especiais.”*

#### 3.4.2. Encargos de ligação à rede de distribuição

As ligações às redes de distribuição podem implicar outros encargos, impostos por entidades terceiras (ex: pavimentações para além do limite necessário à construção da infraestrutura, materiais de compactação e métodos construtivos especiais, trabalhos em horário suplementar, necessidade de policiamento, taxas de obra, entre outros).

Assim, no sentido de acautelar estas condicionantes extraordinárias, impostas pelas entidades competentes, sugere-se a alteração de redação dos seguintes artigos:

1. Artigo 169.º

“(…)

*1 - A ligação à rede de distribuição de instalações de clientes em BP com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> (n), dentro da área de influência da rede de distribuição, pode tornar necessário o pagamento de encargos relativos à construção dos seguintes elementos de ligação:*

*a) Ramal de distribuição.*

*b) Rede a construir.*

*c) Condicionantes técnicas ou económicas especiais.*

*2 - Os encargos relativos à construção do ramal são suportados pelo operador da rede de distribuição até ao comprimento máximo aprovado pela ERSE, excluindo os referidos na alínea c) do número anterior, que ficam a cargo do requisitante.*

(…)

*4 - Os encargos com a rede a construir são suportados pelo requisitante de acordo com os valores a publicar pela ERSE, acrescidos dos referidos na alínea c) do número 1.*

(…)”

2. Artigo 174.º:

“(…)”

*5 - Mediante acordo entre o requisitante e o operador da rede distribuição, para ligações de clientes que requisitem uma ligação em que se prevê consumo anual igual ou inferior a 10 000 m<sup>3</sup> (n), o orçamento pode ser substituído por uma estimativa orçamental, com validade e eficácia idênticas à do orçamento, sem prejuízo de a referida estimativa incluir uma cláusula de reserva que permita a sua revisão, com base em factos supervenientes devidamente fundamentados que inviabilizem, nomeadamente, o traçado inicialmente orçamentado o traçado ou as condições inicialmente orçamentadas tais como as referidas na alínea c) do n.º 1 do Artigo 169.º.*

### **3.4.3. Encargos com alteração de ligações existentes**

Nos pontos 2 e 3 do Artigo 173.º são referidos dois conceitos: “comprimento máximo dos ramais de distribuição” e “extensão total da obra”.

Solicita-se clarificação sobre a definição destes dois conceitos.

#### **3.4.4. Custos com a integração nas redes de pólos de consumo existentes**

No número 3 do Artigo 180.º, por lapso, é feita referência ao número 2 do Artigo 179.º quando deveria ser ao número 1.

Assim, onde se lê “...do n.º 2 do Artigo 179.º ...”, deve-se passar a ler “...do n.º 1 do Artigo 179.º...”.

#### **3.4.5. Identificação da instalação ligada à rede – Código Universal da Instalação**

Sugere-se a seguinte alteração do Artigo.º 195.º :

“(...

*a) O respetivo código universal de instalação, definido nos termos do Artigo 197.º, o qual será atribuído pelo respetivo operador de rede e divulgado ao mercado, uma vez concluídos os trabalhos necessários para proporcionar a ligação da instalação e estando os elementos necessários à ligação integrados na exploração da rede.*

(...)”

#### **3.4.6. Definição de dia gás e ano gás**

Alterar as definições de ano gás e dias gás, tendo em consideração o disposto no Código de Rede Europeu.

Assim, as alíneas c) e r) do Artigo 3º passam a ter a seguinte redação:

“(...

*c) Ano gás – período compreendido entre as ~~00:00h~~ 05:00h de 1 de outubro e as ~~24:00h~~ 04:59h de 1 de outubro do ano seguinte.*

*r) Dia gás – período compreendido entre as ~~00:00h~~ 05:00h e as ~~24:00h~~ 04:59h do ~~mesmo~~ dia seguinte.*

#### **3.4.7. Definição de grande cliente**

Originalmente, o conceito de grande cliente teve por base a diferenciação entre o CURR e o CURG.

No atual contexto, esta diferenciação torna-se desnecessária pelo que se propõe que seja feita apenas a diferenciação entre cliente não-doméstico com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>(n) e cliente não-doméstico com consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup> (n).

Desta forma, sugere-se a seguinte redação do Artigo 9º:

(...

*3 - As classes de clientes são as seguintes:*

*a) Clientes domésticos.*

*b) Clientes economicamente vulneráveis.*

- c) Clientes não-domésticos com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> (n).
- d) Clientes não-domésticos com consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup> (n) ~~e inferior a 2 milhões de m<sup>3</sup> (n).~~
- e) ~~Clientes com consumo anual igual ou superior a 2 milhões de m<sup>3</sup> (n), designados por grandes clientes.~~
- f) Clientes detentores de licenças para utilização privativa de gás natural, cujas instalações são abastecidas por UAG da sua propriedade.

#### **3.4.8. Interrupções por fraude**

Nos casos de suspeita de fraude o cliente deverá facultar o acesso ao sistema de contagem de imediato sem ser necessário pré-aviso, para assegurar uma adequada deteção e verificação de situações prejudiciais para todo o sistema de gás natural. Caso contrário perde-se o efeito surpresa e o cliente poderá alterar entretanto a situação, possivelmente de forma temporária.

Verificamos com agrado a alteração do Artigo 61<sup>º</sup>, no entanto ao acrescentar apenas a alínea g) ao ponto 2 fica também a situação de interrupção por falta de pagamento com a possibilidade de corte sem pré-aviso.

Desta forma, sugere-se a seguinte redação do Artigo 61.º:

*“1 - O serviço prestado pelos operadores das redes pode ser interrompido por facto imputável ao cliente nas seguintes situações:*

*(...)*

*g) Verificação da existência de ~~procedimento fraudulento ou na falta de pagamento devido, nos termos da legislação aplicável.~~*

*h) Verificação da existência de procedimento fraudulento.*

*j) Quando solicitado pelos comercializadores de último recurso retalhistas ou pelos comercializadores, nos termos do Artigo 246.º.*

*2 - A interrupção do serviço prestado pelos operadores das redes nas condições previstas no número anterior, só pode ter lugar após pré-aviso, por escrito, com uma antecedência mínima relativamente à data em que irá ocorrer, salvo no caso previsto nas alíneas e), e f) e h) caso em que deve ser imediata, sem prejuízo de comunicação ao cliente desse facto.”*

#### **3.4.9. Energia**

Sugere-se a seguinte redação para o Artigo 210.º:

*“(…)*

*2 – Quando o equipamento de medição está associado a dispositivos de registo de pressão e temperatura no ponto de medição, a energia será determinada através das seguintes grandezas:*

- a) Poder calorífico superior do gás natural
- b) Volume de gás natural medido no ponto de medição
- c) Correção da pressão e temperatura

~~34~~ - A existência de dispositivos de registo da pressão e da temperatura no ponto de medição depende do equipamento de medição instalado, nos termos do Artigo 202.º.

~~43~~ - A determinação do poder calorífico superior do gás natural deve cumprir o disposto no RQS e no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

~~5~~ - ~~A determinação da energia a partir das grandezas medidas referidas no n.º 2 é efetuada pela multiplicação das mesmas, considerando a aplicação de fatores de correção nos termos definidos no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.~~

#### **3.4.10. Faturação de capacidade em GRMS em anel**

Sugere-se a seguinte alteração de redação do Artigo 230.º:

1 - Na fronteira entre a rede de transporte e as redes de distribuição, a medição da quantidade máxima diária é efetuada por ponto de entrega da rede de transporte às redes de distribuição.

2 - No caso de GRMS em que o seu regime de funcionamento seja em anel, a capacidade será calculada de uma forma conjunta, salvaguardando as condições técnicas e individuais de cada GRMS. (ponto virtual desde que o físico não tenha limitações).

#### **3.4.11. Informação a prestar pelo Operador da Rede de Transporte**

Sugere-se a inclusão de um novo artigo, em complemento aos artigos 227.º e 228.º, que preveja a disponibilização, pelo operador da rede de transporte, numa plataforma de acesso controlado, com as características dos equipamentos assim como os seus certificados.

Esta necessidade advém da importância destes elementos para a transparência da qualidade da medição, assim como o cumprimento do artigo 17.º do RARII, pelo qual as características dos principais equipamentos deverão ser disponibilizados ao mercado pelos operadores.

Assim, sugere-se que o novo artigo tenha a seguinte redação:

Artigo 228-A.º - Informação a prestar pelo ORT

O ORT deverá disponibilizar numa plataforma de acesso controlado, as características dos equipamentos assim como os seus certificados.

#### **3.4.12. Correção de erros de medição e de leitura**

Sugere-se a seguinte redação do Artigo 231.º:

*(...)*

*3 - A correção de erros de medida e leitura será objeto de acordo entre os operadores das redes.*

### 3.4.13. Responsabilidade de perdas e diferenças de medição

Conforme já referido no ponto **Erro! A origem da referência não foi encontrada.**3, o RRC (Artigo 238.º) apresenta incoerências face ao disposto no RARII (Artigo 19.º)..

### 3.4.14. Capacidade utilizada

Os artigos 205.º e 208.º estabelecem a capacidade utilizada mínima (anual e mensal, respetivamente), na ausência de acordo entre as partes.

A EDP Gás Distribuição considera poder não fazer sentido existir um acordo que irá beneficiar um cliente que alegue estes artigos sem aparentemente existir um racional por trás.

O próprio operador da rede de distribuição é colocado numa posição fragilizada já que não tem argumentos para recusar um acordo que está previsto em regulamento. Deste modo propõe-se a eliminação da possibilidade de acordo retirando do ponto 3 do Artigo 205.º esta possibilidade.

Ainda relacionado com este tema, os artigos 207.º e 209.º remetem, por lapso, para o Artigo 136.º quando deveriam remeter para o Artigo 204.º.

Nesse sentido, estes artigos devem passar a ter a seguinte redação:

“Artigo 207.º Capacidade mensal adicional

1 - Para efeitos do disposto no Artigo ~~136~~204.º, a capacidade mensal adicional corresponde à diferença entre a capacidade mensal determinada no mês de faturação e a capacidade base anual, se positiva, em kWh/dia.

(...)”

“Artigo 209.º Capacidade diária

1 - Para efeitos do disposto no Artigo ~~136~~204.º, a capacidade diária corresponde ao consumo diário, em kWh/dia.

(...)”

### 3.4.15. Informação de leituras

O atual quadro regulamentar gera situações de assimetria na informação a que cada agente tem acesso e, em último caso, a reclamações por parte dos clientes.

O RRC prevê que:

- (Artigo 99.º): a faturação apresentada pelos comercializadores aos seus clientes tem por base a informação de dados de consumo disponibilizada pelos operadores de rede, não obstante o comercializador possa efetuar estimativas para efeitos de faturação.
- (Artigo 242.º): Embora os operadores de redes sejam as entidades responsáveis pela leitura dos equipamentos de medição, quer o cliente quer o seu comercializador têm a faculdade de efetuar a leitura dos equipamentos de medição e a sua comunicação. A comunicação das leituras recolhidas pelo cliente

pode ser efetuada através dos meios que o operador da rede disponibilize para o efeito, nos termos previstos no RQS.

- Daqui podem decorrer várias situações de assimetria de informação, nomeadamente:
- O cliente informa o comercializador da leitura, que a utiliza para efeitos de faturação mas não a comunica ao operador de rede respetivo, não estando previsto no regulamento a obrigação de informação de leitura pelo comercializador ao operador de rede;
- O cliente informa o comercializador da leitura, que a utiliza para efeitos de faturação e informa o operador de rede respetivo. O operador de rede não considera a leitura informada e como tal não a reflete na informação enviada ao comercializador.
- O cliente informa o operador de rede que não a considera e, como tal, não a comunica ao comercializador.

De cada um destes cenários podem resultar reclamações por parte dos clientes sem que cada um dos agentes envolvidos tenha toda a informação para conseguir avaliar o tema e dar uma resposta adequada ao cliente. Outro resultado possível é a interrupção de fornecimento pelo operador de rede, por ausência de leituras por período prolongado, tendo o cliente disponibilizado leituras junto do seu comercializador.

Assim, urge clarificar este tema e estabelecer regras onde atualmente o regulamento está omissivo, nomeadamente a definição das responsabilidades no processo das leituras e procedimentos que devem ser seguidos por cada agente.

Deve ser clarificado:

- Que os comercializadores devem utilizar as leituras disponibilizadas pelos clientes para efeitos de faturação, minimizando o efeito de faturação por estimativa;
- A obrigatoriedade de reciprocidade na disponibilização de informação de leituras entre comercializadores e operadores de redes (e vice-versa), a periodicidade (sugere-se entre ORD e comercializadores que seja, no mínimo, mensal) e com que fluxos de comunicação (tem de ser estabilizado um modelo uniforme de comunicação desta informação);
- A obrigatoriedade de informação pelo operador de rede ao comercializador da validade da leitura disponibilizada e incorporação da mesma na faturação de acesso às redes, bem como em que prazos tal deve ocorrer e com que fluxos de informação (tem de ser definido um modelo uniforme de comunicação desta informação).

#### **3.4.16. Conteúdo do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados**

Sugere-se as seguintes alterações no Artigo 250.º:

“(…)

*2 - As regras a observar na implementação e operação dos sistemas de telecontagem constantes do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, incluem, entre outras, as seguintes matérias:*

(...)

c) ~~Procedimentos de verificação e manutenção do sistema de comunicações e telecontagem.~~

(...)

f) ~~Procedimentos relativos à parametrização remota dos sistemas de medição correção de erros de medição, leitura e de comunicação de dados à distância.~~

(...)”

#### **3.4.17. Princípios gerais da mudança de comercializador**

Nos princípios gerais da mudança de comercializador (Artigo 125.º), é proposto um prazo máximo de 2 dias úteis para a tramitação pelos comercializadores junto da entidade responsável por operacionalizar a mudança de comercializador, dos pedidos que lhe sejam dirigidos pelos clientes.

Considerando as dificuldades e complexidades do processo (entre a angariação e a inserção dos pedidos de *switching*), além da possibilidade de erros de conectividade das plataformas do portal de *switching*, sugerimos um prazo um pouco mais dilatado.

#### **3.4.18. Informação no âmbito da mudança de comercializador**

O Artigo 131.º prevê o envio de informação à ERSE, que permita apurar a evolução de mercado de gás natural relativamente à mudança de comercializador.

Solicita-se a clarificação do conceito de consumo inerente à alínea c) do número 2 deste artigo já que não está claro, com a redação atual, se este deve ser o consumo apurado para efeitos de faturação de redes ou se deve ser o consumo imputado a cada comercializador no âmbito dos balanços e repartições.

Acresce ainda que, ao publicar a evolução do mercado com base no consumo real do mês, este não permite ter uma visão adequada da evolução do mercado sendo fortemente influenciado por perfis sazonais o que dificulta a comparabilidade entre períodos.

Sugere-se a adoção de uma métrica de consumo anualizado (12 meses), à semelhança do que sucede no sector elétrico, no sentido de normalizar esta métrica de consumo e permitir assim uma maior simplicidade na análise de evolução entre períodos e comparabilidade entre agentes.

#### **3.4.19. Relacionamento comercial com os clientes**

O artigo 84.º estabelece, no número 2, que as matérias relativas a ligações às redes, avarias e leitura dos equipamentos de medição podem ser tratadas diretamente pelo cliente com o operador da rede de distribuição a cujas redes a instalação do cliente se encontra ligada.

Efetivamente, existem situações em que poderá fazer sentido que o relacionamento seja feito diretamente com o operador de rede, nomeadamente em situações de reposição de fornecimento, quando a interrupção em causa não tenha sido solicitada

pelo comercializador respetivo, ou na informação a prestar ao cliente relativa a interrupções ocorridas.

Assim, sugere-se revisão da redação do número 2 do artigo 84.º, no sentido de alargar a possibilidade de relacionamento direto entre operador de rede e cliente, nas situações específicas da atividade do operador de rede, como as acima indicadas. Naturalmente, o relacionamento entre operador de rede e cliente deverá depender do que estiver estabelecido contratualmente entre operador de rede e comercializador, no âmbito do contrato de uso de redes, já que o comercializador poderá optar por centralizar toda a interação com o cliente, articulando-se depois com o operador de redes em causa.

#### **3.4.20. Alteração da capacidade utilizada**

No sentido de dar a possibilidade aos clientes de fazerem testes aos seus equipamentos e requererem a redução da capacidade, tanto para novos clientes como para os clientes atuais, sugere-se a seguinte proposta de redação do Artigo 106.º:

*3 - No caso de novas instalações de gás natural, ou de instalações de gás natural já em serviço mas que tenham necessidade de alterações relevantes a fazer, em que, após a realização dos testes de funcionamento a que estão sujeitos os seus equipamentos, se verifique uma alteração significativa do perfil de consumos, o cliente pode solicitar a redução da capacidade utilizada, nos termos previstos nos números 1 e 2.*

#### **3.4.21. Informação sobre eficiência energética**

Sugere-se eliminar o artigo 116.º ou clarificá-lo no sentido de definir o que deve exatamente ser incorporado neste tipo de informação e com que formatos e procedimentos.

#### **3.4.22. Taxa de Ocupação do Subsolo**

No sector do gás natural aplica-se a taxa de ocupação do subsolo (TOS), a qual decorre de valores definidos por cada município e que cada ORD aplica aos comercializadores, devendo o ORD manter informação a este respeito atualizada no seu *website*, como previsto no Artigo 53.º.

Os comercializadores devem aplicar essas mesmas taxas de ocupação de subsolo aos seus clientes na faturação por si emitida.

Estas taxas são alteradas nos *websites* dos ORD, idealmente, sempre que recebam indicação de um município nesse sentido, não existindo porém qualquer obrigação de disponibilização dessa informação aos comercializadores, relativa a essas atualizações. Por outro lado, também não existe obrigação de estas taxas de ocupação de subsolo ficarem publicadas com histórico, e respetivas datas de atualização e aplicação (por vezes retroativa).

Isto cria algumas limitações aos comercializadores que acabam por ter de solicitar aos ORD o envio de TOS atualizadas (já que nem sempre estão atualizadas no *website* respetivo), e consultar frequentemente os *websites* de todos os ORD para assegurar que mantém os seus próprios sistemas de faturação atualizados. Por outro lado, a inexistência de dados históricos publicados, no *website* dos ORD ou de forma

centralizada no *website* da ERSE (por exemplo), com as taxas por município e respetivas datas de atualização e aplicação das mesmas, cria também limitações às auditorias anuais da TOS.

Neste sentido, solicita-se a definição de regras claras sobre a obrigação de informação das TOS, sempre que as mesmas sejam atualizadas, e da manutenção de um histórico consultável, de preferência de forma centralizada (no *website* da ERSE por exemplo), com as taxas por município, respetivas datas de atualização e datas a partir das quais as mesmas produzem efeitos (para acautelar situações de aplicação da TOS com efeitos retroativos, como tem já sucedido).

Ainda sobre este tema, os municípios têm vindo a apresentar outras taxas adicionais à TOS, como sejam taxas de via pública e taxas de proteção civil sobre as quais conviria haver tratamento idêntico

Solicita-se à ERSE a definição de regras / procedimentos relativas à repercussão destas taxas.

#### **3.4.23. Interrupção do serviço prestado pelos operadores das redes**

Considerando que atualmente há muitos casos de clientes que são desligados sem conhecimento do distribuidor e que estes são contactados solicitando reposições urgentes do abastecimento de gás, sugere-se a alteração do Artigo 56.º de forma a prever a comunicação pelos ORD aos comercializadores dos clientes afetados por interrupções de fornecimento de gás realizadas por outros motivos que não por razões de interesse público (uma vez que para estes casos já se prevê a comunicação com uma antecedência mínima de 36h), nomeadamente:

- a) Casos fortuitos ou de força maior.
- b) Razões de serviço.
- c) Razões de segurança.

Esta comunicação deveria ser realizada pelo ORD em tempo útil, de forma a permitir aos comercializadores proatividade junto dos clientes, agilizando a sua religação.