

71ª Consulta Pública ERSE

**Revisão regulamentar para o novo
período regulatório do setor do Gás
Natural**

Comentários Galp

01/03/2019

ÍNDICE

INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO DA PARTICIPAÇÃO DA GALP NA CONSULTA PÚBLICA.....	2
COMENTÁRIOS E CONTRIBUTOS	3
A. Regulamento Tarifário.....	3
1. Alteração do período de vigência das tarifas e dos parâmetros de regulação.....	3
2. Metodologia de apuramento dos proveitos permitidos do Ano Civil.....	4
3. Taxas de remuneração reais para ativos reavaliados.....	4
4. Diferenciação de ativos por objetivos e por natureza para efeitos de remuneração.....	5
5. Eliminação do preço de energia da tarifa URT e eliminação das opções tarifárias de curtas utilizações e escalões de consumo	6
6. Repercussão do desconto que resulta da aplicação de tarifas de acesso às redes opcionais em MP e BP> através da UGS I	6
7. Montantes a repercutir nas tarifas não contemplados no âmbito das metas de eficiência.....	6
8. Devolução e repercussão tarifária de créditos devidos aos clientes por parte dos CURR (artigo 103º-A)	7
9. Partilha de resultados entre empresas e clientes nas atividades sujeitas a regulação por incentivos (artigo 5º alinea g1).....	7
10. Alteração do reporte de informação	8
11. Alteração das normas de auditoria	8
Propostas Adicionais.....	9
1. Prazo limite para alterações às normas complementares de reporte de informação.....	9
2. Correções a realizar ao texto do Regulamento Tarifário	9
B. Regulamento das Relações Comerciais	9
1. Registo de comercializadores junto da ERSE	9
2. Gestor de garantias	10
3. Gravação integral da chamada de mudança de comercializador	11
4. Prazo para a comunicação de leituras aos Comercailizadores.....	12
Propostas Adicionais.....	12
1. Fatura de gás natural - informações sobre TOS (artigo 115º nº4)	12
2. Impedimento de mudança de comercializador por dívida (artigo 126º nº13).....	12
3. Tarifa Social (artigo 104º nº6)	13
4. Correção de leituras de fecho/iniciais nos processos de mudança de comercializador ...	13

Introdução e enquadramento da participação da Galp na Consulta Pública

A Galp, enquanto empresa integrada de Energia, atua ao longo da cadeia de valor do setor do Gás Natural, com presença direta nas atividades de Comercialização de Último Recurso (Grossista e Retalhista) e Comercialização em Regime de Mercado:

- Comercialização de Último Recurso Retalhista: cerca de 236.000 clientes GN e vendas de ~1 TWh¹
- Comercialização em Regime de Mercado: cerca de 280.000 clientes GN e vendas de ~30 TWh¹

A Galp tem igualmente presença na atividade de Distribuição de Gás Natural através da sua participada Galp Gás Natural Distribuição, que apresentará os seus comentários em separado.

Este documento reflete sobre alguns tópicos na proposta de revisão regulamentar que consideramos poderem ser melhorados ou alvo de reflexão adicional. Para além de comentários sobre as alterações propostas, não deixamos de aproveitar a oportunidade para incluir propostas de alteração adicionais que consideramos poder melhorar o funcionamento do SNGN.

Para facilitação de apresentação, os nossos comentários e contributos foram organizados por regu-
lamento.

¹ valores de 2018

Comentários e contributos

A. Regulamento Tarifário

1. Alteração do período de vigência das tarifas e dos parâmetros de regulação

Numa primeira nota, em prejuízo da avaliação seguinte genericamente positiva sobre a revisão da definição dos períodos, consideramos que a proposta não é suficientemente ambiciosa, considerando a progressiva maturidade do SNGN. Com efeito, verifica-se que a ERSE propõe manter a duração do período regulatório em 3 anos, o que nos parece já excessivamente penalizador para a estabilidade e previsibilidade regulatórias comumente reconhecidas como relevantes nestes setores, e sem paralelo noutros países europeus comparáveis.

Adicionalmente, consideramos que a ERSE poderia igualmente ter avançado em termos de harmonização regulatória, nomeadamente no espaço do MIBGAS, para a fixação de tarifas de acesso com validade plurianual. Nomeadamente, no caso da Distribuição, foi já evidenciada quer a resiliência da Procura, quer a estabilidade dos Proveitos Permitidos associados, o que permitiria com elevada fiabilidade avançar para uma aprovação de tarifas para períodos mais longos.

Reconhecendo que as condições acima indicadas poderão ainda não se verificar nas infraestruturas da RNTIAT, deixamos assim uma proposta evolutiva que poderia ser testada de imediato, com vantagens evidentes para os diferentes *stakeholders* do SNGN:

- Aumento do Período Regulatório para 4 anos;
- Fixação das Tarifas de Distribuição para um período de 2 anos, o que permitiria a verificação a meio do período regulatório.

Cingindo-nos agora à proposta de revisão regulamentar, verifica-se que a mesma altera o Ano Gás para ter início a 1 de outubro e fim a 30 de setembro, por forma a aderir ao Ano Gás de capacidade. Esta alteração virá simplificar o processo de publicação de tarifas face à existência de dois Anos Gás distintos, tendo a nossa total concordância.

A ERSE optou por alterar o formato de definição dos parâmetros de regulação para que estes coincidam com os anos civis, quando previamente coincidiam com as Anos Gás. Consideramos esta alteração como positiva. No entanto, tendo em vista uma maior previsibilidade e estabilidade regulatórias, sugerimos que esta alteração seja expressamente referida no RT, na definição de período de regulação, uma vez que apenas é indicada no documento de enquadramento.

No que toca ao Ano Gás de transição a opção de prolongar as tarifas atualmente em vigor até 30 de setembro de 2019 é a mais simples e prática para ser implementada por parte dos diferentes intervenientes do SNGN.

Igualmente simplificadora é a opção de calcular os proveitos permitidos de 2019 utilizando os parâmetros de regulação definidos para os Anos Gás 2016/17-2018/19, evitando a separação do ano civil em dois períodos, com a conseqüente complexidade acrescida.

2. Metodologia de apuramento dos proveitos permitidos do Ano Civil

Com a alteração das datas de início e fim do Ano Gás, a alteração da ponderação da informação financeira utilizada para o cálculo dos proveitos permitidos estimados e das tarifas, bem como dos ajustamentos para 25/75% é adequada.

Aliás, notamos aqui que esta opção por uma proposta simplificadora deveria ser seguida noutras situações, evitando as solicitações em que ocorre um excesso de prestação de informação previsual discriminada, cuja precisão é frequentemente questionável, e não melhora necessariamente o esforço de cálculo das tarifas.

3. Taxas de remuneração reais para ativos reavaliados

No artigo 9º a ERSE propõe-se passar a aplicar a ativos objeto de reavaliações uma taxa de remuneração real, recalculada a partir da taxa nominal, considerando a inflação. Esta alteração teria impacto nomeadamente nos ativos afetos às concessões de distribuição de gás natural.

Consideramos esta proposta e alteração absolutamente questionável, desde logo por permitir alterar significativamente as condições de remuneração dos ativos de distribuição que – como é plenamente do conhecimento da ERSE – foram objeto de uma reavaliação, aprovada pelo Ministério das Finanças, no momento do *unbundling* em 2008, e da alteração dos Respetivos Contratos de Concessão.

Desde esse momento, a ERSE tem aplicado aos ativos, quer no seu valor fiscal, quer no reavaliado, uma taxa de remuneração única, calculada em termos nominais. Nunca até ao momento, a adequação desta metodologia aplicada por decisão da própria ERSE foi colocada em causa. Aliás, a sê-lo seria em desrespeito pelos referidos Contratos de Concessão que estabeleceram o direito a esta reavaliação sem quaisquer limitações de aplicação regulatória.

A outro nível, não podemos deixar de notar a coincidência desta proposta com o avanço do Julgamento da Ação interposta pelas Distribuidoras contra a ERSE, relativa à inobservância por parte desta dos mecanismos de reequilíbrio económico-financeiro estabelecidos nos Contratos de Concessão, nomeadamente as reavaliações sucessivas. Dando aqui por reproduzida a argumentação já extensamente produzida sobre este assunto, consideramos de explicitar que a realização dessas reavaliações apenas pretendia garantir a reposição do equilíbrio económico-financeiro, e que os resultados antecipados se baseavam na metodologia de remuneração já então seguida pela ERSE para o SEN, baseada na aplicação aos ativos de uma taxa de remuneração nominal.

Esta proposta aparece assim extemporaneamente, está insuficientemente justificada quanto aos objetivos e período temporal a que se aplica e, finalmente, parece pretender *criar* condições para a ERSE rodear uma decisão judicial que, antecipamos pela clareza dos argumentos apresentados, lhe será desfavorável.

Deste modo, a nossa opinião absolutamente negativa sobre a proposta é apenas coerente com as posições que temos defendido, devendo a mesma ser retirada do documento final.

4. Diferenciação de ativos por objetivos e por natureza para efeitos de remuneração

No que toca à diferenciação de ativos por objetivos a ERSE propõe a remunerar os ativos que *"não têm fundamento para a entrada em exploração do ponto de vista regulatório, por não estarem a cumprir os objetivos para os quais foram concebidos e aprovados"* a uma taxa mais baixa que os restantes. A ERSE adianta no documento de enquadramento que *"numa primeira fase propõe-se que o presente mecanismo seja aplicado às infraestruturas de Alta Pressão"* subentendendo que o mecanismo será alargado a outras infraestruturas no futuro, possivelmente, às redes de distribuição.

Chamamos à atenção para a subjetividade inerente à avaliação do cumprimento dos objetivos para que os ativos foram planeados após a conclusão dos mesmos. As empresas não poderão ser prejudicadas quando os objetivos não forem atingidos devido a fatores exógenos e imprevisíveis à data de elaboração e aprovação dos planos de investimento. Não se pode pretender reavaliar as decisões de investimento após a concretização das mesmas e com informação que não estava disponível *a priori*.

Ao anterior, acresce que os planos de investimentos das empresas não surgem de decisões unilaterais destas. Nos termos da legislação em vigor, os mesmos são objeto de escrutínio detalhado em sede do processo de aprovação dos PDIRs, pelo que no momento de apresentação dos orçamentos à ERSE, as empresas consideram estar a operar num enquadramento de segurança jurídica e regulatória que não deve ser posto em causa por análises *a posteriori*, baseadas em critérios discricionários e desconhecidos anteriormente. Ou seja, a introdução de incerteza nos planos de investimento aprovados das empresas não é um bom princípio regulatório e não deve ser vertido na regulamentação.

Assim consideramos que alguma medida para verificar a racionalidade dos investimentos realizados passará pela melhoria de análise dos planos de investimentos apresentados pelas empresas na prestação de informação previsional e auditada, verificação dos procedimentos concursais (os operadores de infraestruturas estão obrigadas ao Código de Contratação Pública, de acordo com o RARII), bem como no estabelecimento de padrões de custo de investimento

Quanto à diferenciação dos ativos por natureza (novo artigo 9º-A agora proposto) apenas é referido que *"a ERSE terá em conta a natureza dos ativos para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos"*. No documento de enquadramento a ERSE justifica que *"face à informação atualmente à disposição da ERSE e a experiência acumulada na regulação do setor do gás natural, a ERSE identificou a necessidade do RT criar as condições para o tratamento diferenciado dos ativos consoante as suas especificidades em termos de natureza, de utilização, de integração ou não na concessão ou nas licenças de distribuição local. Esta diferenciação materializa-se tanto nos procedimentos de recolha da informação sobre esses ativos, (...) como na análise da informação recolhida, designadamente no processo de cálculo dos proveitos"*. Sem prejuízo das reservas já expostas, consideramos que o alcance prático deste artigo deveria ser concretizado, nomeadamente como será operacionalizada esta diferenciação por natureza.

5. Eliminação do preço de energia da tarifa URT e eliminação das opções tarifárias de curtas utilizações e escalões de consumo

Face à adoção do Código de Rede de Tarifas a eliminação do preço de energia da tarifa URT era uma imposição, sendo a eliminação das opções tarifárias de curtas utilizações e escalões de consumo uma consequência direta.

Notamos que faria sentido que alargar a eliminação da componente de energia à Atividade de Distribuição de Gás Natural, face à consolidação da expansão da rede de distribuição e à baixa relevância desta variável como indutora de custos. Na última definição de parâmetros regulatórios a variável Energia veiculada tinha no ORT um coeficiente de correlação de 0,76 com os custos reais da atividade, enquanto que nos ORD se observava um coeficiente de correlação de apenas 0,68.

6. Repercussão do desconto que resulta da aplicação de tarifas de acesso às redes opcionais em MP e BP> através da UGS I

Tratando-se o desconto que resulta da aplicação de tarifas de acesso às redes opcionais em MP e BP> de um custo incorrido em benefício do SNGN (ao evitar novos investimentos desnecessários para ligação à rede de transporte), é razoável que sejam recuperados através da UGS I e, consequentemente, repercutidos em todos os consumidores de gás natural.

7. Montantes a repercutir nas tarifas não contemplados no âmbito das metas de eficiência

A ERSE introduziu no cálculo dos proveitos permitidos da Atividade de Distribuição de Gás Natural (ORD) e da Função de Comercialização de Gás Natural (CURR) o parâmetro "*montantes a repercutir nas tarifas não contemplados no âmbito das metas de eficiência*".

Numa primeira nota, relembra-se que as empresas reguladas têm operado sob parâmetros de eficiência muito exigentes, desde que esta metodologia foi aplicada aos seus OPEX, sendo obrigadas a bater a inflação. Em particular, no caso dos CURRs, em que o indutor aplicado corresponde ao número de clientes, nota-se que já se atingiu um limiar mínimo que a ser ultrapassado colocará em causa as obrigações de qualidade de serviço impostas pela ERSE. Mesmo para os ORDs, o envelhecimento das redes de distribuição e dos equipamentos e os níveis de eficiência impostos nos últimos anos aos operadores fazem com que seja pouco realista esperar atingir níveis adicionais de eficiência.

Deste modo, a criação de uma fração de custos que não seja necessariamente ligado a metas de eficiência, que por os mesmos não possam ser otimizados ou controlados pelas empresas, quer pela impossibilidade prática de manter uma pressão no sentido da diminuição, é considerada adequada e necessária.

No entanto, a formulação do parâmetro define "*montantes a repercutir*" sem especificar que natureza de montantes poderão ser abrangidos, nem se os mesmos representarão um impacto positivo ou negativo no cálculo dos Proveitos Permitidos. Consideramos que a redação final deverá ser objetiva, não permitindo aplicações discricionárias, nem colocando em causa o princípio de que os ganhos de eficiência dentro do período regulatório devem manter-se nas empresas, de acordo com os princípios da boa regulação.

Deste modo, reservamos para o momento da apresentação da proposta de Parâmetros Regulatórios uma avaliação definitiva.

8. Devolução e repercussão tarifária de créditos devidos aos clientes por parte dos CURR (artigo 103º-A)

No 103º-A estipula-se a obrigação de os CURR devolverem ao SNGN os créditos não reclamados por clientes. Deve ser clarificado qual o procedimento a adotar nos casos em que um cliente com créditos por reclamar tenha, em simultâneo, uma dívida para com o CURR. Recomenda-se que seja definido que o montante a devolver ao sistema sejam os créditos não reclamados por clientes líquidos da dívida vencida dos clientes com créditos não reclamados.

Adicionalmente, será necessário definir a metodologia de contabilização anual destes créditos por forma a garantir que são devolvidos ao sistema e retirados das contas das empresas para evitar a possibilidade de duplicação da devolução dos mesmos valores em vários anos, considerando os diferentes prazos estabelecidos fiscalmente para reconhecimento destas rubricas.

9. Partilha de resultados entre empresas e clientes nas atividades sujeitas a regulação por incentivos (artigo 5º alínea g1)

A ERSE introduz como princípio geral do Regulamento Tarifário a partilha entre empresas reguladas e clientes dos resultados alcançados nas atividades sujeitas a regulação por incentivos, avançando que este "*se concretiza na consideração do desempenho verificado, face a metas definidas para diversos objetivos regulatórios, no cálculo dos proveitos permitidos do primeiro ano dos períodos regulatórios*".

Notamos em primeiro lugar, que a definição de um princípio geral e não de metodologias explícitas para efetivar essa partilha aumenta a discricionariedade de atuação do regulador, contribuindo para a maior incerteza regulatória, resultando finalmente como um desincentivo à obtenção de ganhos de eficiência por parte das empresas que não conseguem saber que parte dos benefícios conseguidos lhes vai ser permitido reter ou qual o impacto da obtenção desses benefícios na definição de parâmetros regulatórios futuros.

A ERSE justifica a opção de definir um princípio geral com "*a complexidade e a diversidade da atuação regulatória*". No entanto, em períodos regulatórios curtos e com revisões regulamentares frequentes não consideramos que esta justificação tenha aderência à realidade.

Deste modo, como apresentada, a proposta merece-nos sérias reservas sem uma clarificação objetiva e transparente da metodologia da sua aplicação. Em qualquer caso, como anteriormente referido na discussão dos OPEX, consideramos que as empresas deverão ter garantias de retenção dos ganhos de eficiência conseguidos num período regulatório de acordo com regras precisas definidas ex-ante, sob pena de serem desvirtuados os princípios da boa regulação por incentivos.

10. Alteração do reporte de informação

Com a alteração das datas de início e fim do Ano Gás, a ERSE propõe que passe a ser realizada uma desagregação em base trimestral da informação reportada pelas empresas que anteriormente era fornecida com desagregação semestral. Notamos que esta maior desagregação irá exigir um maior esforço das equipas operacionais e auditoras na preparação da informação a enviar à ERSE.

Notamos ainda uma aparente inconsistência nas alterações à Função de Comercialização de Gás Natural dos Comercializadores de Último Recurso: enquanto nas restantes funções apenas foi alterada para trimestral a periodicidade da entrega de informação que já era solicitada pelo RT com periodicidade semestral, nesta função (artigo 155º) passou a ser exigida a desagregação trimestral de toda a informação, mesmo a que não era enviada semestralmente, incluindo FSEs, outros custo e outros proveitos (ponto 2, alíneas a, b, c, e, f). Consideramos não existir qualquer benefício nesta alteração.

Recomendamos assim a reavaliação desta proposta, pelo acrescido esforço imposto às empresas e dúvidas sobre a efetiva possibilidade de prestação precisa de informação, especialmente a de natureza previsional, sendo que o limitado valor acrescentado que da mesma resultará não parece contrabalançar os inconvenientes indicados.

11. Alteração das normas de auditoria

A adoção de normativos mais uniformes, claros e que tragam uma maior transparência ao reporte da informação financeira e operacional do SNGN é positiva em si mesma.

Consideramos assim positiva que a opção da ERSE de coordenar com a OROC os procedimentos de auditoria, o que se concretizou na recente aprovação da "Guia de Aplicação Técnica nº15", que passa agora a ser de aplicação obrigatória.

No entanto, esta alteração aos critérios do processo de auditoria não poderá deixar de funcionar em ambos os sentidos. Dado que, por mais de uma vez, as empresas foram confrontadas com adoção pela ERSE de valores que não constavam das Contas Reguladas Auditadas para efeitos de cálculo dos Ajustamentos, sem que alguma explicação cabal para estas situações fosse apresentada, antecipa-se que com a aplicação da referida norma, a ERSE passe a considerar apenas os valores auditados enviados pelas empresas para o cálculo dos proveitos permitidos e ajustamentos, ficando na obrigação de justificar eventuais diferenças, pois só deste modo se respeitará o saudável princípio regulatório da transparência.

Propostas Adicionais

1. Prazo limite para alterações às normas complementares de reporte de informação

Recomendamos que seja regulamentarmente definido um prazo limite face à data de entrega de informação à ERSE para alterações às normas complementares de reporte de informação, para que as empresas possam planear melhor os seus calendários de auditoria e trabalho sem estar sujeitas ao risco de ver as normas complementares alteradas já após início dos trabalhos de preparação da informação. Avançamos com a proposta de 30 de abril como data limite. Preferencialmente, a adoção de novas normas ou alterações devem ainda ser sujeitas a consulta junto dos agentes visados.

Adicionalmente sugere-se que, já nesta revisão regulamentar, seja tido em consideração o tempo necessário para a preparação da informação financeira e física relativa a 2018 e que sejam publicadas, em conjunto com a versão final dos regulamentos em consulta pública, as normas complementares de reporte de informação a utilizar durante 2019, já contendo todas as alterações agora definidas.

2. Correções a realizar ao texto do Regulamento Tarifário

Nos artigos 145º, 150º e 152º solicita-se o envio até 30 de novembro, de informação sobre compensações e transferências referente ao ano s-2. Esta obrigação duplica a informação enviada a 15 de outubro.

No artigo 151º alínea d) é referida a atividade de fornecimento a grandes clientes que já não é desempenhada pelo CURG.

No artigo 155º é referida a indicação de valores referentes à aplicação da tarifa social na Função de Comercialização de Gás Natural dos CURR. No entanto, segundo indicação da ERSE, estes valores estão a ser incluídos na Função de Compra e Venda de Acesso às Redes.

B. Regulamento das Relações Comerciais

1. Registo de comercializadores junto da ERSE

No artigo 10º define-se a obrigatoriedade de os comercializadores que pretendam atuar no mercado retalhista de gás natural "*comunicarem à ERSE*" a obtenção do registo prévio necessário para exercer a atividade de comercialização nos termos estabelecidos na lei. Esta comunicação servirá para que seja atribuído ao comercializador um "*código de registo individualizado*" (artigo 63º ponto 9) sem o qual este não poderá contratar nem faturar clientes (artigo 100º, ponto 6), impedindo-o de exercer a atividade. Na prática, estamos perante um novo registo junto da ERSE, duplicando o já legalmente obrigatório realizado com a DGEG.

Consideramos que a proposta da ERSE apenas representará uma carga burocrática adicional, sem vantagens aparentes. Na lógica de simplificação administrativa que tem vindo a ser defendida em Portugal, consideramos que algumas necessidades específicas que a ERSE possa considerar necessárias em termos de registo deveriam ser obtidas em articulação com a DGEG, no regime do registo atual e, em particular, sem condicionar a capacidade de o comercializador atuar no mercado.

Não sendo permitida pela regulação europeia (relativa à participação no mercado grossista de energia) a duplicação da necessidade registo junto de entidades reguladoras de diferentes países (Regulamento (UE) Nº 1227/2011, artigo 9º) resulta aliás algo incompreensível a proposta que implica o registo junto de duas entidades reguladoras distintas no mesmo país.

Em qualquer caso, notamos que existe uma gralha na proposta do novo ponto 3 do artigo 10º: onde se refere "energia elétrica" deverá referir-se "de gás natural". Identicamente, observa-se um lapso de numeração na redação do Artº100º revisto.

2. Gestor de garantias

A Galp tem desde sempre defendido a necessidade de proteger o SNGN de utilizações abusivas por parte de agentes de mercado, sendo a prestação de garantias mais um meio dissuasor para esse fim, permitindo adicionalmente a cobertura para eventuais incumprimentos, do que um método de resolução destas situações. Com efeito, consideramos que será muito mais por uma atuação célere e decisiva sobre agentes incumpridores que se conseguirão os objetivos de manter o SNGN em condições de concorrência sã, do que por alterações no regime de prestação de garantias.

A proposta da ERSE que passa pela criação de um Gestor Único das Garantias a prestar pelos Agentes de Mercado, replica o estabelecido na última revisão regulamentar do SEN. Adicionalmente, a ERSE sugere que seja a REN-Gasodutos, na sua função de Gestor Técnico Global a assumir essas funções.

No entendimento anterior, em primeiro lugar, consideramos que por incidir sobre o procedimento de reparação, mas do que sobre as causas, a proposta parece algo limitada. Aliás, pela constatação de, até ao momento, não ter sido possível concretizar na prática este mecanismo no setor elétrico, a possibilidade da sua implementação parece complexa e menos evidente, notando-se em particular que no SNGN coexistem múltiplos ORDs, o que mais dificultará essa operacionalização.

A Galp, nomeadamente através da GGND, tem apresentado propostas de procedimentos que permitiriam um regime eficaz e transparente de sinalização dos agentes incumpridores do sistema, neles incluindo metodologias de migração para os CURRs dos consumidores potencialmente afetados, para não prejudicar a continuidade de fornecimento.

Reconhecendo-se que existem alguns pontos positivos na proposta, em particular a discriminação positiva dos agentes cumpridores na determinação do valor das garantias a prestar, não resulta contudo evidente como poderá feita na prática a integração em garantia única de obrigações tão díspares como o pagamento do acesso às redes (de valor mais previsível) e as associadas aos custos de balanceamento do sistema (ligados ao preço da *commodity*). Adicionalmente, a proposta não permite concluir ter sido analisado de que modo será possível contratar produtos financeiros que permitam acomodar a multiplicidade de operadores a favor dos quais a garantia poderia ser ativada (ORDs, ORT, GTG).

Compreender-se-á do anterior que a Galp expresse dúvidas sobre a adequação e exequibilidade da proposta. A simplificação de procedimentos que parece resultar para os comercializadores, na medida em que os valores a garantir sejam calculados de modo transparente, não parece ser efetivamente compensada pelos inconvenientes que resultarão de alterar o sistema em vigor que se tem demonstrado adequado. Novamente se repete que será por uma atuação preventiva e imediata sobre agentes incumpridores que se garantirão as condições de operação adequada do SNGN.

3. Gravação integral da chamada de mudança de comercializador

Consideramos como positiva qualquer medida que vise aumentar a transparência e responsabilização no que toca à gestão da relação comercial, em todos os seus aspetos e fases, entre comercializadores e clientes finais.

No entanto, o artigo 126º-A na redação proposta levanta algumas questões que poderiam ser clarificadas na versão final, de modo a clarificar o seu alcance e aplicação:

- Apesar da epígrafe do artigo referir a gravação das chamadas de "*mudança de comercializador*" o artigo abrange todas as chamadas que "*visem ou resultem na obtenção de autorização (...) com vista a celebração ou alteração de um contrato de fornecimento de gás natural, quer sejam efetuadas pelo comercializador quer sejam efetuadas pelo consumidor*" (sublinhados nossos). Ao referir alterações a um contrato de fornecimento o artigo força à gravação não só de chamadas que visem especificamente a contratação, mas também de chamadas que alterem condições contratuais como, por exemplo, modalidades de pagamento (adesões ou cancelamentos de fatura eletrónica e débito direto) ou denúncias de contrato.
- Por outro lado, de um ponto de vista operacional, nem sempre é possível antecipar quando é que uma chamada irá resultar num pedido de alteração de contrato por parte de um cliente. Não obstante a existência de linhas dedicadas de *inbound* ou *outbound* sales para atividades exclusivamente de âmbito comercial, outras alterações ao contrato são feitas através de linhas de atendimento geral e podem surgir já depois da triagem inicial às chamadas por tipificação, por exemplo após a resposta a um pedido de informação que foi o motivo original da chamada.
- Finalmente, consideramos que deve ser clarificado qual o procedimento a adotar no caso da saída do cliente da carteira do Comercializador antes de transcorridos os 30 meses propostos; ie. se a gravação deve ser eliminada ou se poderá ser mantida pelo menos até ao final do período de verificação de situações potenciais de caducidade ou prescrição.

4. Prazo para a comunicação de leituras aos Comercializadores

É proposto no ponto 12 do artigo 241º que os Operadores de Rede tenham o prazo máximo de 48h para transmitir aos comercializadores as leituras por eles recolhidas ou que lhes tenham sido comunicadas pelos consumidores.

Concordamos com a alteração proposta. No entanto, notamos que a comunicação das leituras aos comercializadores no prazo de 48h não irá traduzir-se na eliminação da faturação aos consumidores com base em leituras estimadas, uma vez que a comunicação de leituras dentro do prazo definido em nada altera o ciclo de faturação dos clientes parametrizado pelos Comercializadores nos seus sistemas de gestão de ciclo comercial.

Propostas Adicionais

1. Fatura de gás natural - informações sobre TOS (artigo 115º nº4)

O ponto 4 do artigo 115º refere que as faturas apresentadas pelos Comercializadores devem identificar "o valor correspondente à taxa de ocupação do subsolo, repercutida nos clientes de gás natural nos termos do RT, bem como o município a que se destina e o ano a que diz respeito a taxa" (sublinhado nosso).

Notamos a dificuldade operacional de disponibilizar esta informação não só porque o seu detentor é o ORD, o que obrigaria a uma coordenação e troca de informação adicional, mas também devido ao facto de num mesmo ano poderem encontrar-se em repasse TOS de, por exemplo, mais de 5 anos. Esta informação ocupa espaço na fatura e este nível de detalhe, entregue por esta via, é de utilidade questionável para o cliente podendo até confundir-lo.

Como alternativa, propomos que os ORD passem a disponibilizar o detalhe dos montantes pagos e anos a que respeitam nos seus websites, com a fatura dos comercializadores a remeter para os mesmos.

2. Impedimento de mudança de comercializador por dívida (artigo 126º nº13)

Atualmente, a existência de dívidas vencidas "(...) *para com o comercializador de último recurso retalhista, que não tenham sido contestadas junto de tribunais ou de entidades com competência para a resolução extrajudicial de conflitos, impede o cliente de escolher um outro comercializador de gás natural*".

Esta disposição discrimina entre comercializadores (em regime de mercado e de último recurso retalhistas) de forma incompreensível. Ambas as tipologias de comercializador estão sujeitas ao mesmo risco de incumprimento por parte de clientes, pelo que qualquer regime de proteção aos comercializadores deve ser uniforme.

Os comercializadores em regime de mercado não possuem mecanismos que permitam obstar a práticas inadequadas dos clientes, pelo que o alargamento do regime atualmente aplicado aos CURR permitiria sinalizar o incumprimento como prática inadequada, sem colocar em causa o direito dos consumidores.

Voltamos a assim a avançar com a proposta anteriormente apresentada que a existência de um pedido de interrupção de fornecimento num dado CUI, não contestado, fosse motivo para inibição de pedidos de mudança de comercializador, permitindo uma mais adequada gestão e identificação dos consumidores incumpridores. Notamos aliás que o recente estabelecimento de uma entidade independente – OLMC – permitiria uma monitorização de alguma eventual utilização abusiva deste mecanismo pelos comercializadores.

3. Tarifa Social (artigo 104º nº6)

O artigo indicado estipula a obrigação dos comercializadores em reportar *"o número de pedidos de aplicação da tarifa social, o número desses pedidos que foram recusados e o motivo de recusa"*.

Face à implementação do mecanismo de atribuição automática da Tarifa Social, os comercializadores já não se encontram na posse desta informação pelo que este artigo deve ser removido do RRC.

4. Correção de leituras de fecho/iniciais nos processos de mudança de comercializador

Os processos de mudança de comercializador com ou sem alteração de titularidade podem ser concluídos com base numa leitura real ou estimada. A leitura real é considerada apenas no caso de ser solicitada uma leitura extraordinária (dependente de pedido do comercializador ou do cliente), o que pressupõe um custo e a disponibilidade do cliente para a realização desta visita combinada. Não havendo uma leitura real, a leitura estimada é avançada pelo ORD e utilizada para concluir o processo – esta estimativa não é passível de ser alterada pelos comercializadores

A existência de custos leva a que, muitas vezes, os processos de mudança de comercializador sejam fechados com recurso a estimativas. Estas estimativas influenciam não só a fatura de fecho do comercializador cessante, mas também a primeira fatura do novo comercializador e são, com frequência, alvo de reclamações por se encontrarem desajustadas dos consumos reais.

Com o objetivo de minimizar a incidência de reclamações sobre estes processos e a conseqüente insatisfação por parte dos clientes, propõe-se que, em caso de comunicação de leitura do cliente no período não superior a 2 meses a contar da data de mudança de comercializador, o ORD deverá dar seguimento ao processo de correção de leituras.

Qualquer fonte de insatisfação ou aspeto que possa ser obstáculo a um processo de mudança de comercializador sem incidentes deve ser atentamente analisado pela ERSE.