81ª Consulta Pública ERSE

Proposta de fusão do Regulamento de Relações Comerciais

Comentários Galp

12/11/2020

ÍNDICE

INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO DA PARTICIPAÇÃO DA GALP NA CONSULTA PÚBLICA 4

COMENTÁRIOS E CONTRIBUTOS 5

A. Comentários às alterações propostas 5

A1. Estrutura da Proposta 5

A2. Distinção entre cliente e consumidor (artigo 2º) 6

A3. Utilização dos termos Consumidor e Cliente ao longo da Proposta 7

A4. Aceitação da proposta contratual (artigo 19º, nº2) e Gravação integral de chamada de mudança de comercializador e de alterações contratuais (artigo 235.º) 7

A5. Legitimidade para a contratação (artigo 20º) 8

A6. Prestação de caução (artigo 22º, nº2 e 3) 11

A7. Cálculo do valor da caução (artigo 24.º) 12

A8. Reposição da caução (artigo 25º, nº4) 12

A9. Leitura dos equipamentos de medição (artigo 36º, nº5) 13

A10. Leituras extraordinárias (artigo 37º, nº1) 14

A11. Utilização de estimativas de consumo dos ORD pelos comercializadores (artigo 42º, nº4 e nº7) 15

A12. Faturação durante a interrupção do fornecimento (artigo 49º) 16

A13. Rotulagem de energia elétrica [artigos 56º, nº 1, alínea a) e 279.º, n.º 3] 17

A14. Rotulagem (Artigo 63.º, n.º3) 18

A15. Prazos de pagamento e pagamento de compensações (artigo 65º, nº 3 e 4) 19

A16. Alteração unilateral do contrato pelo comercializador durante o período contratual (artigo 68º, nº2) 20

A17. Redução temporária da potência contratada (artigo 78º, nº3 e 79º, nº4) 21

A18. Denúncia de contrato pelo comercializador (artigo 81º, nº2) 22

A19. Resolução do contrato por parte do comercializador (artigo 82º) 23

A20. Interrupção do fornecimento por não pagamento da fatura de acerto final de contas (artigo 234º, nº10) 25

A21. Diferenciação de imagem (artigo 89º) 25

A22. Limitação da partilha de recursos em grupos verticalmente integrados (artigos 338º nº4, 354º nº7, 360º nº5, 366º nº9) 26

A23. Forma e conteúdo da fatura e Lei nº5/2019 (artigo 45º) 31

A24. Informação anual sobre tarifas e preços (artigo 50º) 34
A25. Informação sobre fornecimentos pelos comercializadores em regime de mercado (Artigo 295.º) 34
A26. Compensações e transferências do SNGN – Compensações e Transferências em falta ..35
A27. Compensações e transferências do SNGN – Faturação dos custos com a Tarifa Social (artigo 335º, nº3)....36
A28. Compensações e transferências do SNGN – Diferencial de custos MP/AP 36
A29. Disposições sobre autoconsumo....37
B. Propostas adicionais 38
B1. Conteúdo da proposta contratual (artigo 15º)....38
B2. Inibição de mudança de comercializador no caso de ordem de interrupção de fornecimento ativa....38
B3. Publicitação de preços (artigo 277º, nº 1) 39
B4. Compensações e transferências do SNGN – Criação de subsecção específica....39
B5. Compensações e transferências do SNGN – Uniformização dos prazos de pagamento ..39
B6. Compensações e transferências do SNGN – Custos com o GL-UAG 40

Introdução e enquadramento da participação da Galp na Consulta Pública

O Grupo Galp, enquanto grupo empresarial integrado de Energia, atua ao longo da cadeia de valor dos Setores Elétrico e do Gás Natural, entre outros, com presença direta nas atividades de comercialização de último recurso (grossista e retalhista) de gás natural e de comercialização em regime de mercado, tanto de gás Natural como de eletricidade. O Grupo Galp tem igualmente presença indireta na atividade de distribuição de gás Natural através da Galp Gás Natural Distribuição ("GGND").

A fusão dos Regulamentos de Relações Comerciais ("RRC") dos Setores Elétrico e do Gás Natural é mais um passo na integração dos dois setores, dando continuidade ao caminho iniciado com a fusão do Regulamento da Qualidade de Serviço, aprovado pelo Regulamento n.º 629/2017, de 20 de dezembro ("RQS")[1]. A uniformização da regulação segue a tendência de *sector coupling* observada a nível europeu, tornando o ambiente regulatório mais simples e preparado para os desenvolvimentos futuros dos dois setores, onde, por exemplo, as ofertas *dual* são cada vez mais comuns.

O presente documento foi elaborado pelas empresas do Grupo Galp e tem como propósito refletir sobre um conjunto de aspetos que decorrem da Proposta de Alteração do Articulado do RRC ("Proposta") apresentada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos ("ERSE"), e que consideramos poderem ser melhorados ou alvo de reflexão adicional, bem como outros aspetos que, não obstante já constarem dos atuais RRC, entendemos que podem ser atualizados e revistos face ao desenvolvimento do mercado e às constantes e regulares alterações legislativas nacionais e europeias.

[1] Publicado na 2.ª Série do Diário da República n.º 243/2017, de 20 de dezembro.

Comentários e contributos

A. Comentários às alterações propostas

A1. Estrutura da Proposta

O articulado do RRC que consta da Proposta reorganiza as secções internas do regulamento, destacando-se o facto de ter isolado as disposições a aplicar ao relacionamento comercial com clientes. Por conseguinte, de acordo com a Proposta, o RRC separa o relacionamento comercial com clientes (Capítulo II), o regime de mercado e relacionamento comercial entre agentes (Capítulo III) e o relacionamento comercial nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira no setor da energia elétrica (Capítulo IV). Para além disso, a Proposta inclui como parte do RRC várias disposições até aqui constantes de subregulamentação e manuais, excluindo outras que passarão a fazer parte do Regulamento Tarifário ("RT")[2] e do Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações ("RARII")[3].

Quanto à estrutura interna que consta da Proposta parece-nos que a mesma é adequada, simplificando a consulta da informação, tornando-a mais intuitiva e acessível.

Um outro aspeto que nos parece bastante positivo é a inclusão no RRC de subregulamentação – em concreto: *i)* Prestação de informação pré-contratual e contratual aos consumidores de eletricidade e de gás natural em Portugal continental (Anexo I); *ii)* Procedimentos operativos de detalhe para aplicação de acertos de faturação (Anexo II); *iii)* Rotulagem de energia elétrica (Anexo III.A); *iv)* Parâmetros relativos às ligações às redes de energia elétrica (Anexo IV.A); *v)* Procedimentos de mudança de comercializador (Anexo V); *vi)* Codificação do Registo individualizado de Agente (Anexo VI); *vii)* Mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal (Anexo VII); e *viii)* Gestão de riscos e garantias no Sistema Elétrico Nacional (Anexo VIII) –, permitindo, por um lado, a centralização no mesmo documento de informação relacionada com as matérias reguladas no RRC e que atualmente se encontra dispersa por vários documentos e, por outro lado, a coesão das disposições regulamentares com as subregulamentares.

[2] O RT do setor Elétrico foi aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro e alterado pelo Regulamento n.º 76/2019, de 18 de janeiro de 2019; e o RT do setor do Gás Natural foi aprovado pelo Regulamento n.º 361/2019, de 23 de abril.
[3] O RARII do setor Elétrico foi aprovado pelo Regulamento n.º 560/2014, de 22 de dezembro e alterado pelo Regulamento n.º 620/2017, de 18 de dezembro; o RARII do setor do Gás Natural foi aprovado pelo Regulamento n.º 435/2016, de 9 de maio, alterado pelo Regulamento n.º 362/2019, de 23 de abril.

Contudo, tendo em conta que a maior parte da subregulamentação que consta da Proposta é de caráter técnico e operacional, o que por vezes poderá implicar alterações pontuais mais recorrentes a bem do regular funcionamento do sistema instituído entre os diversos intervenientes nos Setores Elétrico e de Gás Natural, consideramos positivo que a ERSE tenha acautelado no artigo 432.º da Proposta que a revisão da referida subregulamentação será efetuada de forma autónoma da revisão do RRC. Com efeito, a celeridade e eficácia que por vezes justifica a introdução de tais alterações e ajustamentos não se coaduna com o processo inevitavelmente mais moroso de alteração do RRC (*e.g.* a exigência de consulta pública).

Tal não afasta, porém, a necessidade de prévia audição dos intervenientes que sejam diretamente afetados pela alteração das disposições de natureza subregulamentar que se venham eventualmente a justificar, nem, naturalmente, a fixação de um adequado período de tempo para a respetiva implementação.

A2. Distinção entre cliente e consumidor (artigo 2º)

A Proposta introduz a distinção entre *Cliente*, entendido como *"a pessoa singular ou coletiva que compra energia elétrica ou gás natural para consumo próprio, incluindo a fase pré-contratual"* [*cfr.* artigo 2.º, alínea o) da Proposta] e *Consumidor*, entendido como *"todo aquele que compra energia elétrica ou gás natural para um uso não profissional, incluindo a fase pré-contratual"* [*cfr.* artigo 2.º, alínea z) da Proposta].

Em primeiro lugar, esta distinção é muito bem-vinda, na medida em que vai ao encontro do conceito já existente no nosso ordenamento jurídico de Consumidor, decorrente da Lei n.º 24/96, de 31 de julho, que consagra a Lei da Defesa do Consumidor, na sua redação atual[4], segundo a qual o Consumidor é "*todo aquele a quem sejam fornecidos bens, prestados serviços ou transmitidos quaisquer direitos, destinados a uso não profissional, por pessoa que exerça com carácter profissional uma atividade económica que vise a obtenção de benefícios*" (sublinhado nosso, *cfr.* artigo 2.º, n.º 1 da Lei n.º 24/96, de 31 de julho).

De facto, os RRC em vigor contêm um conjunto de disposições que apenas se aplicam a clientes domésticos (e.g. tarifa social, resolução de conflitos), definido inclusivamente consumidor de forma distinta daquela que consta da Lei de Defesa do Consumidor (e.g. RRC do Setor do Gás Natural).

Como forma de operacionalizar esta distinção que decorre da Proposta – *Cliente vs. Consumidor* –, propomos que seja utilizado o Código de Classificação de Atividade Económica ("CAE"), que é associado ao local de consumo. Este é já o mecanismo acordado com a Direção-Geral de Energia e Geologia ("DGEG") para reporte de informação estatística - em concreto, a energia vendida por atividade económica e os critérios para atribuição da tarifa social[5] -, no qual se considera que o CAE "99921" corresponde aos clientes domésticos, sendo tal CAE inexistente na codificação de atividades económicas em vigor.

[4] Alterada pela Retificação n.º 16/96, de 13 de novembro, pela Lei n.º 85/98, de 16 de dezembro, pelo Decreto-Lei n.º 67/2003, de 8 de abril, pela Lei n.º 47/2014, de 28 de julho e pela Lei n.º 63/2019, de 16 de agosto.
[5] A 1 de julho de 2016, através da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março (Orçamento do Estado para 2016), o acesso ao benefício da tarifa social da energia elétrica e do gás natural passou a ser realizado através de um mecanismo de reconhecimento automático. A lista dos beneficiários é elaborada pela DGEG com base nos dados de clientes finais recebidos dos agentes do setor, nomeadamente com os dados

Este CAE é parametrizado nos sistemas comerciais dos comercializadores sempre que é celebrado um contrato entre um comercializador e um consumidor, permitindo o posterior tratamento de dados.

A3. Utilização dos termos Consumidor e Cliente ao longo da Proposta

No seguimento do comentário anterior, notamos que ao longo da Proposta o termo Cliente parece ser utilizado em casos em que só fará sentido a referência a Consumidores, – casos em que se só se justificará que haja um nível de proteção adicional para clientes com consumos para usos não profissionais. Tais casos encontram-se devidamente identificados ao longo do presente documento. Do mesmo modo, em muitos casos, os níveis de pressão e de tensão continuam a ser as variáveis utilizadas para diferenciar clientes e aplicar disposições específicas, o que não nos parece adequado tendo em conta, por exemplo, a situação aplicável a grandes grupos de empresas que têm diversos locais de consumo com potências equiparáveis a domésticos (*e.g.* grandes cadeias de supermercados, lojas e mercearias).

Assim, recomendamos que o RRC, sempre que se refere a clientes, seja revisto procurando analisar criticamente se as referências as clientes devem ser mantidas ou revistas para passar a referir apenas consumidores. Do mesmo modo, deverá verificar-se se as diferenciações por nível de pressão ou tensão não deverão ser substituídas pelo novo conceito de consumidor, permitindo uma segmentação mais orientada para a utilização que cada cliente faz da energia e das suas necessidades.

A4. Aceitação da proposta contratual (artigo 19º, nº2) e Gravação integral de chamada de mudança de comercializador e de alterações contratuais (artigo 235.º)

A Proposta, no seu artigo 19.º, n.º 2, prevê um prazo de conservação da aceitação da proposta contratual correspondente a *"5 anos ou pelo tempo de duração do contrato acrescido do prazo de caducidade ou prescrição, quando este tenha duração superior"*. De igual modo, no seu artigo 235.º estabelece que "*As chamadas telefónicas que visem ou resultem na obtenção de autorização expressa do cliente com vista à celebração ou alteração de um contrato de fornecimento de energia elétrica ou gás natural, quer sejam efetuadas pelo comercializador, quer pelo cliente, devem ser integralmente gravadas pelo comercializador e conservadas por este em suporte duradouro pelo período de 5 anos ou pelo tempo de duração do contrato acrescido do prazo de caducidade ou prescrição, quando este tenha duração superior*".

disponibilizados pelos comercializadores, que depois serão analisados e estarão dependentes da verificação das condições de elegibilidade junto da Autoridade Tributária e Aduaneira e da Segurança Social.

O aumento do período de conservação da informação e das gravações de chamadas acarretará custos adicionais para os comercializadores sem que seja identificada qualquer vantagem na conservação da informação e das gravações de chamadas por um período tão alargado no que toca à proteção do consumidor. Notamos que, ao fim de um período consideravelmente mais curto, já existirá um histórico de interações e transações comerciais suficiente entre os comercializadores e os consumidores, como faturação, pagamentos e contactos, que permita validar a aceitação da proposta contratual ou a alteração de um contrato de fornecimento de energia.

Por conseguinte, propomos assim que o prazo de 5 anos previsto no n.º 2 do artigo 19.º e no artigo 235.º seja alterado para 2 anos, sem prejuízo, naturalmente, do período de vigência do contrato acrescido do prazo de prescrição e caducidade, sempre que seja superior.

A5. Legitimidade para a contratação (artigo 20º)

A Proposta introduz no RRC o conceito de legitimidade para contratar, impondo aos comercializadores a obrigação de aferir a *"disponibilidade de um título válido para a ocupação do imóvel"* (*cfr*. artigo 20.º, n.º 1) a qual pode *"resultar do direito de propriedade ou de outro direito real relevante sobre o imóvel ou de outro direito que legitime a ocupação do imóvel, nomeadamente resultante de contrato de arrendamento ou de comodato"* (*cfr*. artigo 20.º, n.º 2).

Esta é, sem dúvida, uma das maiores novidades da Proposta. Acontece que tal disposição implicará uma carga burocrática e administrativa adicional no processo de contratação, afetando, em primeiro lugar, os clientes e atribuindo aos comercializadores uma obrigação de verificação da documentação apresentada pelos clientes aquando da celebração de contratos de fornecimento. Perante este cenário identificamos de imediato duas consequências penalizadoras para os comercializadores. Por um lado, dado que os documentos que titulam a ocupação de um imóvel têm alguma complexidade jurídica e, com isso, necessitam de uma análise integral e cuidada dos mesmos – o que implica necessariamente mais tempo para a mesma, o qual não existe, ou não é recomendável que exista, no momento da celebração dos contratos de fornecimento de energia elétrica e/ou de gás natural -, os comercializadores terão de impor requisitos de formação acrescidos às equipas de comerciais e de *front office*, o que inevitavelmente acarretará mais custos para os comercializadores.

Paralelamente, é necessário alertar para os impactos que a introdução de uma disposição com este objeto teria na contratação à distância, seja ela telefónica, via canais digitais ou através de plataformas geridas por terceiros [por exemplo, o Portal Poupa+ gerido pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador ("OLMC")].

A contratação à distância é regulada pela Decreto-Lei n.º 24/2014, de 14 de fevereiro, na sua redação atual, relativo aos contratos celebrados à distância e fora do estabelecimento comercial[6]. Tal diploma define os contratos celebrados à distância como "*um contrato celebrado entre o consumidor e o fornecedor de bens ou o prestador de serviços sem presença física simultânea de ambos, e integrado num sistema de venda ou prestação de serviços organizado para o comércio à distância mediante a utilização exclusiva de uma ou mais técnicas de comunicação à distância até à celebração do contrato, incluindo a própria celebração*" [sublinhado nosso, *cfr*. artigo 3.º, alínea f) do Decreto-Lei n.º 24/2014]. Ora, antes de o consumidor se vincular a um contrato celebrado à distância, o comercializador deve facultar-lhe, em tempo útil e de forma clara e compreensível, um conjunto de informações (*cfr*. artigo 4.º, n.º 1 do Decreto-Lei n.º 24/2014), não estando o consumidor, ao abrigo do mencionado Decreto-Lei, e sempre que a contratação decorra da sua iniciativa, a confirmar posteriormente ou enviar qualquer documentação ou informação para o efeito.

Por conseguinte, a obrigação de aferição da disponibilidade de um título válido para a ocupação de determinado imóvel pelo consumidor condicionará o processo associado a este tipo de contratação – que se pretende célere e através de meios distintos como é o caso da via telefónica e dos canais digitais –, uma vez que, de acordo com o que consta da Proposta, os comercializadores só poderão iniciar o processo de contratação de fornecimento de energia elétrica e/ou de gás natural após rececionar e analisar a documentação relativa à ocupação de um imóvel. Em específico, quanto à contratação à distância efetuada através de plataformas geridas por terceiros, em que são estes quem recolhe junto do cliente os dados necessários para operacionalizar a celebração dos contratos de fornecimento de energia elétrica e/ou de gás natural, estas poderão não assegurar a receção do título válido para a ocupação do imóvel ou, caso o consigam, se estas plataformas passarem a efetuar a receção do referido título, o processo associado à contratação terá obrigatoriamente de ser concluído pelos comercializadores, dado que é necessário analisar a validade do título, como referimos *supra*, e tal responsabilidade não deverá recair sobre os gestores de tais plataformas, que à partida nem terão meios de formação para o efeito.

Ora, num processo de contratação em que se pretende celeridade e eficácia, a receção e análise dos títulos para a ocupação dos imóveis acaba por o tornar mais moroso e complexo comparativamente à contratação por canais geridos pelo comercializador, em contraciclo com a digitalização de comunicações e processos.

[6] O Decreto-Lei n.º 24/2014, de 14 de fevereiro foi alterado pela Lei n.º 47/2014, de 28 de julho e pelo Decreto-Lei n.º 78/2018, de 15 de outubro, e transpõe para a ordem jurídica nacional a Diretiva n.º 2011/83/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2011, relativa aos direitos dos consumidores, que altera a Diretiva n.º 93/13/CEE, do Conselho, e a Diretiva n.º 1999/44/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, e que revoga a Diretiva n.º 85/577/CEE, do Conselho, e a Diretiva n.º 97/7/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho.

A ERSE, no documento justificativo, apresenta como referência e exemplo para a adoção desta prática, o setor das águas e resíduos, em concreto refere que o decorrente da Proposta tem como lugar paralelo disposições do Regulamento de Relações Comerciais dos Serviços de Águas e Resíduos. Acontece que esta questão da legitimidade para a contratação faz todo o sentido num setor assente numa estrutura de mercado em monopólio, como é o caso dos serviços de abastecimento de água, saneamento e resíduos urbanos, visto que existe uma única empresa do lado da oferta e os consumidores estão perfeitamente informados sobre o preço e as caraterísticas do serviço dessa empresa, isto é, não existe concorrência, o que se traduz num menor número de processos de contratação de fornecimento de tais serviços.

Ora, não é esta a dinâmica e a estrutura de mercado no que respeita à comercialização de energia elétrica e de gás natural. Neste caso estamos perante um mercado liberalizado, onde se verificam inúmeras mudanças de comercializador – e com isto, celebrações de contratos de fornecimento de energia. Ou seja, estamos perante um mercado onde existe concorrência e no qual a legitimidade para a contratação prevista na Proposta causará um maior impacto.

Adicionalmente, e não sendo claro o benefício para o Sistema Elétrico Nacional ("SEN") e para o Sistema Nacional de Gás Natural ("SNGN") da introdução desta medida na Proposta, é de referir que a legitimidade para a contratação não evita as situações de conflito que muitas vezes surgem e são do conhecimento da ERSE e dos próprios tribunais. Veja-se o caso de um cliente que apresenta uma certidão de registo predial do imóvel, o comercializador valida o mesmo e inicia-se o fornecimento de energia elétrica e/ou de gás natural no imóvel. A legitimidade para a contratação como decorre da Proposta não impede a posterior reação de um arrendatário que disponha e de um contrato de arrendamento mais recente ou mesmo o ex-cônjuge desse mesmo cliente apresente uma sentença de titulo provisório da posse com data posterior à referida certidão, proferida no âmbito de um processo judicial de divórcio litigioso, como já aconteceu. Naturalmente que em tais circunstâncias os comercializadores analisam os diferentes títulos e alteram em conformidade com quem tem atualmente o direito de usufruto do imóvel, necessário à celebração do contrato de fornecimento. Não vemos por isso necessidade da validação que agora se pretende exigir, tendo em conta que nada impede que o legítimo ocupante do imóvel possa reverter a situação de um contrato celebrado por um cliente que não tenha título legitimo para o ocupar, celebrando um novo contrato em seu nome e provando ser ele o legitimo ocupante.

Para além disso, esta medida afetará as várias situações de clientes – muitas vezes os clientes que se encontram em situações económicas mais vulneráveis – que não dispõem de qualquer título de usufruto e que poderão assim ficar privados do início do fornecimento de um serviço público essencial. No nosso entendimento, não deve impender sobre os comercializadores a obrigação de verificar qualquer irregularidade efetuada na formalização do direito à utilização do imóvel por parte do cliente. Por último, é de salientar o impacto que tal obrigação causará nos clientes, dado que para estes, a entrega de um ou mais documentos que permitam aos comercializadores validar a ocupação do imóvel poderá traduzir-se num entrave e numa burocracia adicional associada à celebração de contratos de fornecimento de energia elétrica e/ou de gás natural, podendo, inclusivamente, retrai-los de procurar no mercado ofertas comerciais que lhes sejam mais vantajosas.

Caso esta disposição da Proposta avance nestes termos deverá a ERSE assegurar o seguinte: *i)* determinar que a verificação da existência de título válido para ocupação do imóvel seja apenas exigível nos casos de entrada direta (novo ponto de entrega) ou em que a celebração do novo contrato implique a alteração da titularidade do ponto de entrega, sob pena de repetição desnecessária de processos de validação que oneram os clientes; *ii)* clarificar se existe obrigação para os comercializadores de conservação do título que lhes seja apresentado pelo cliente como válido para a ocupação do imóvel e qual o respetivo prazo de conservação; *iii)* determinar qual a atuação dos comercializadores devem adotar caso os clientes se recusem a disponibilizar o título válido de ocupação do imóvel; e *iv)* ao abrigo do Regulamento Geral sobre Proteção de Dados, a legitimidade de os comercializadores e terceiros terem acesso a informações constantes dos títulos de ocupação do imóvel, que conterão inclusivamente dados pessoais que não respeitam apenas aos clientes.

A6. Prestação de caução (artigo 22º, nº2 e 3)

O n.º 2 do artigo 22.º da Proposta estabelece que "*Se o cliente for um consumidor, o comercializador só tem o direito de exigir a prestação de caução nas situações de restabelecimento do fornecimento, na sequência de interrupção decorrente de incumprimento contratual imputável ao cliente*". O n.º 3 do mesmo artigo prevê que "*Nos contratos de fornecimento de energia elétrica, o disposto no número anterior aplica-se também a clientes em Baixa Tensão Normal que não sejam consumidores*".

Isto significa que, para além dos consumidores, também os clientes em Baixa Tensão Normal ("BTN") estão obrigados a prestar caução nas situações de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica na sequência de interrupção decorrente de incumprimento contratual a si imputável.

Em primeiro lugar, importa notar que a limitação da exigência de caução às situações de interrupção do fornecimento decorre do disposto no Decreto-Lei n.º 195/99, de 8 de junho, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 2/2015, de 6 de janeiro, que, conforme resulta expressamente do artigo 1.º (âmbito), é apenas aplicável a consumidores tal como definidos na Lei da Defesa do Consumidor, ou seja, clientes que sejam utentes de serviços públicos essenciais para uso não profissional. Por conseguinte, ao pretender abranger também clientes que não sejam consumidores a disposição regulamentar em causa viola o disposto na lei.

Por outro lado, não se nos afigura clara a razão para tratar clientes não consumidores que estejam em BTN dos restantes clientes não consumidores. Tal como referimos acima, existem clientes profissionais com avultados consumos de energia que dispõem de vários locais de consumo ligados em BTN, que negoceiam o fornecimento para a totalidade desses pontos de entrega e, bem assim, volumes de faturação elevados (equiparáveis a um ponto de entrega em média tensão), dispondo por isso de elevada capacidade negocial.

Tratando-se de clientes profissionais, com um perfil de risco intrinsecamente diferente do existente nos consumidores, não deverá ser limitada a possibilidade de exigir a prestação de caução às situações de restabelecimento do fornecimento, na sequência de interrupção decorrente de incumprimento contratual imputável ao cliente.

Acresce que também não se nos afigura clara a justificação para existir uma limitação para clientes BTN, isto é, para clientes do SEN, e não existir uma limitação semelhante para os clientes do SNGN.

Paralelamente, e no seguimento do nosso comentário no ponto A2 do presente documento, entendemos que a existência de exceções à distinção "*Clientes vs. Consumidores*" acaba por contrariar o que nos parece ser o objetivo da presente Proposta – ou seja, uma aproximação à legislação aplicável no que respeita à proteção dos direitos dos consumidores, veja-se o exemplo da Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro –, e perder assim a utilidade da distinção, que nos parece bastante vantajosa para uma aplicação homogénea da Proposta a estes sujeitos intervenientes.

Pelo *supra* exposto, consideramos que o n.º 3 do artigo 22.º da Proposta deverá ser eliminado, por forma a assegurar, por um lado, um tratamento mais protetor aos clientes domésticos, como decorre da Lei da Defesa do Consumidor e, por outro, um tratamento uniforme entre clientes com consumo para uso não profissional – isto é, para clientes não consumidores –, e, por conseguinte, assegurar o cumprimento do princípio da não discriminação.

A7. Cálculo do valor da caução (artigo 24.º)

A Proposta define no artigo 24.º a metodologia de cálculo do valor da caução. No que respeita a esta disposição entendemos que a mesma deverá ser aplicável apenas a consumidores, isto é, clientes com consumos para usos não profissionais. Isto porque para os restantes clientes, em particular para clientes com grandes consumos que dispõem de uma elevada capacidade negocial, o método de cálculo do valor da caução deve constar do contrato e ser o resultado do acordo entre as partes, que naturalmente tem por base uma análise do risco de crédito. Assim, os comercializadores poderão ajustar o método de cálculo do valor da caução ao nível de risco associado não só ao cliente, mas também ao tipo de oferta contratada (*e.g.* operações de fixação de preço em regime *take or pay*)

A8. Reposição da caução (artigo 25º, nº4)

No que respeita à reposição da caução, a Proposta estabelece que *"Sempre que o valor da caução executada se revele insuficiente para o cumprimento das obrigações em falta, o comercializador tem direito a solicitar a reposição da caução no prazo de 10 dias úteis, sob pena de interrupção, mediante pré aviso"* (*cfr.* artigo 25.º, n.º 4). Com isto, torna-se assim claro que os comercializadores podem avançar com a solicitação de interrupção do fornecimento de energia caso o cliente não reforce o valor da caução e esta seja insuficiente para o cumprimento das obrigações em falta.

Acontece que é necessário clarificar alguns aspetos no artigo 25.º da Proposta. Em concreto, entendemos que é importante que se preveja a possibilidade de interrupção do fornecimento também nos casos em que o cliente não efetua a respetiva reconstituição/reposição nos termos do n.º 2 do artigo 25.º da Proposta (isto é, dentro do prazo não inferior a 10 dias úteis), à semelhança da prerrogativa que existe para os casos em que o valor recebido pela execução da caução não seja suficiente para pagamento da dívida como decorre do n.º 4. De outra forma, estar-se-á a permitir que o comercializador passe a ficar desprotegido de futuras situações de incumprimento, quando a lei e o RRC permitem que o comercializador possa exigir uma caução, que se pretende passar a vigorar para a duração do restante período contratual, sempre que ocorra um restabelecimento do fornecimento no seguimento de uma interrupção imputável ao cliente.

Entendemos que possa ser isso que já decorre do disposto no n.º 4, tendo em conta que aí se refere a possibilidade de interrupção por não reposição da caução. De todo o modo, esse n.º 4 não parece estar suficientemente claro, uma vez que o que parece acautelar é o pagamento do valor remanescente em dívida, isto é, o valor que permaneceu em dívida por insuficiência do valor caucionado.

Em coerência, o n.º 3 do artigo 25.º da Proposta, que prevê que "*A utilização do valor da caução impede os comercializadores de exercerem o direito de solicitar a interrupção do fornecimento, ainda que o montante constitutivo da caução não seja suficiente para a liquidação integral do débito*", deverá ser eliminado, uma vez que se encontra em contradição com o disposto no n.º 4 onde se prevê a possibilidade de interrupção em caso de insuficiência do valor caucionado, mediante novo pré-aviso.

Por conseguinte, para evitar quaisquer dúvidas, entendemos que o artigo 25.º da Proposta com a epígrafe "Utilização da caução" deveria ter a seguinte redação (alterações assinaladas a negrito):
"*1 – O comercializador deve utilizar o valor da caução para a satisfação do seu crédito quando o cliente, interpelado para o pagamento da sua dívida, se mantiver em situação de incumprimento.*
2 – Acionada a caução, o comercializador pode exigir ao cliente, por escrito, a sua reconstituição ou o seu reforço em prazo não inferior a dez dias úteis, ***sob pena de interrupção mediante pré-aviso****.*
~~***3 – A utilização do valor da caução impede os comercializadores de exercerem o direito de solicitar a interrupção do fornecimento, ainda que o montante constitutivo da caução não seja suficiente para a liquidação integral do débito***~~*.*
4-3 - Sempre que o valor da caução executada se revele insuficiente para o cumprimento das obrigações em falta, o comercializador tem direito a solicitar ***o pagamento do valor remanescente em dívida*** ~~***a reposição da caução***~~ *no prazo de 10 dias úteis, sob pena de interrupção, mediante pré aviso.*".

A9. Leitura dos equipamentos de medição (artigo 36º, nº5)

A Proposta define que *"Sempre que a leitura seja recebida ou recolhida, direta ou indiretamente, por um comercializador, um comercializador de último recurso ou um comercializador de último recurso grossista, este deve transmiti-la de imediato ao respetivo operador de rede"* (sublinhado nosso, *cfr.* artigo 36.º, n.º 5).

Ora, notamos que o conceito "*de imediato*" não é claro, uma vez que não estabelece um prazo para que um comercializador, comercializador de último recurso ou comercializador de último recurso grossista transmita a leitura que recebeu ou recolheu ao respetivo Operador de Rede de Distribuição ("ORD"), tal como acontece no caso de transmissão das leituras dos ORD aos comercializadores. Neste último caso, o n.º 12 do artigo 36.º da Proposta prevê que "*O operador da rede deve atualizar e transmitir aos respetivos comercializadores, no prazo máximo de 48 horas após comunicação recebida, todas as leituras por si recolhidas ou que lhe tenham sido comunicadas por clientes relativamente a cada instalação de consumo*". Ou seja, nos ORD a Proposta estabelece um prazo de 48 horas para comunicação aos comercializadores das leituras que recolheu ou recebeu.

Assim, e não encontrando qualquer justificação para a existência de prazos distintos para o mesmo efeito, isto é, para a comunicação de leituras entre sujeitos intervenientes, entendemos que o n.º 5 do artigo 36.º da Proposta deveria acolher um prazo igual ao do n.º 12, pelo que propomos a seguinte *redação:*

"Sempre que a leitura seja recebida ou recolhida, direta ou indiretamente, por um comercializador, um comercializador de último recurso ou um comercializador de último recurso grossista, este deve transmiti-la no prazo de 48 horas após comunicação recebida ao respetivo operador de rede".

Paralelamente, depreendemos da leitura desta disposição que os comercializadores são obrigados a comunicar aos ORD todas as leituras enviadas pelos clientes, incluindo as que sejam consideradas como não validadas pelos comercializadores e não sejam por si utilizadas na emissão de faturas, por exemplo, no caso de apresentarem incoerências face ao histórico de leituras existente. Agradecemos confirmação quanto a esta interpretação.

A10. Leituras extraordinárias (artigo 37º, nº1)

O n.º 1 do artigo 37.º da Proposta estabelece que "*Se, por facto imputável ao cliente, após duas tentativas, não for possível o acesso ao equipamento de medição, para efeitos de leitura, durante um período que não deve ultrapassar os 4 meses consecutivos, e não existindo qualquer comunicação por parte do cliente sobre os dados de consumo durante o mesmo período, o operador da rede pode promover a realização de uma leitura extraordinária*" (sublinhado nosso).

No nosso entendimento, não deve ser dada ao ORD a opção de promover a realização de uma leitura extraordinária, deve antes decorrer da Proposta um *dever* de o fazer. Assim, consideramos que a redação do n.º 1 do artigo 37.º da Proposta deverá ser a seguinte:

"Se, por facto imputável ao cliente, após duas tentativas, não for possível o acesso ao equipamento de medição, para efeitos de leitura, durante um período que não deve ultrapassar os 4 meses consecutivos, e não existindo qualquer comunicação por parte do cliente sobre os dados de consumo durante o mesmo período, o operador da rede ***deve*** ~~***pode***~~ *promover a realização de uma leitura extraordinária".*

Decorrente do *supra* exposto, e dado que propomos a criação de um dever de os ORD promoverem a realização de leituras extraordinárias, entendemos que, por esse motivo, deverão ser os ORD responsabilizados pelos encargos que decorram da sua opção de não promover a realização de uma leitura extraordinária. Ou seja, caso os ORD não cumpram com o dever de promoção da realização de leituras extraordinárias deverão ser eles a suportar os encargos decorrentes desse incumprimento, à semelhança do que sucede com a não realização de leitura extraordinária por razão imputável. De outra forma, estar-se-ia a permitir que os ORD não cumprissem o dever que sobre si impende de realização das leituras e possam invocar não ter que responder pelos prejuízos sofridos pelos comercializadores por esse incumprimento.

Assim, propomos também uma alteração ao n.º 5 do artigo 37.º da Proposta:

"***Os operadores das redes são responsáveis por todos os encargos que decorram da não realização de leitura extraordinária ou da não interrupção do fornecimento nas situações previstas no n.º 3****, designadamente os que venham a ser apurados por aplicação do regime de prescrição e caducidade*".

A11. Utilização de estimativas de consumo dos ORD pelos comercializadores (artigo 42º, nº4 e nº7)

A Proposta define que *"Os dados de consumo disponibilizados pelos operadores das redes aos comercializadores são obtidos por leitura direta do equipamento de medição ou por estimativa dos consumos*" (sublinhado nosso, cfr. artigo 42.º, n.º 4) e que *"Os comercializadores* [apenas] *podem realizar estimativas de consumo para efeitos de faturação aos seus clientes, desde que estas se refiram a um período não abrangido pelos dados de consumo ou estimativas disponibilizadas pelos operadores das redes (…)"* (sublinhado nosso, *cfr.* artigo 42.º, n.º 7).

Pelo que decorre das disposições da Proposta transcritas, caso os ORD disponibilizem estimativas dos consumos aos comercializadores, estes deverão utilizá-las para efeitos de faturação ao cliente.

Atualmente, nos Guias de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados[7] encontra-se definido que, no âmbito do relacionamento comercial entre os diferentes agentes, se deve privilegiar a utilização de dados reais. Contudo, pode ser necessário proceder a estimativas dos consumos quando os dados reais não estejam disponíveis. Para o efeito, os Guias descrevem os métodos para estimar os consumos, sendo que tais métodos são aplicáveis nos processos de faturação aos ORD (por parte do Operador da Rede de Transporte), aos comercializadores (por parte dos ORD e do ORT) e aos clientes (por parte dos comercializadores). Tais métodos são comuns aos ORD e aos comercializadores, pelo que não se nos afigura clara a vantagem em, por um lado, obrigar os ORD a comunicar leituras estimadas aos comercializadores nem em, por outro lado, obrigar os comercializadores a utilizar leituras recebidas dos ORD que não sejam as leituras reais. Trata-se, em ambos os casos, da aplicação da mesma metodologia definida pela ERSE.

É importante referir que, quando não possuem leituras reais de consumos, os ORD apenas efetuam leituras por estimativas, sendo que estas estimativas, ao contrário das leituras reais que obrigatoriamente têm que ser enviadas no prazo de 48 horas, apenas são enviadas para proceder à faturação de Tarifas de Acesso às Redes ("TAR") aos comercializadores. Nem poderia ser de outra forma, tendo em conta que as estimativas apenas pretendem permitir a faturação quando não existam valores reais de consumo.

[7] O Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do Gás Natural foi publicado sob a forma de Diretiva n.º 7/2018, publicado na 2.ª Série do Diário da República n.º 62/2018 de 28 de março; e o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor Elétrico foi publicado sob a forma de Diretiva n.º 5/2016, publicado na 2.ª Série do Diário da República n.º 40 de 26 de fevereiro.

Significa isto que a faturação dos comercializadores com base em estimativas dos ORD revela-se sem qualquer utilidade prática que beneficie o cliente, uma vez que os dois agentes não têm os períodos de faturação coincidentes, sendo que os ORD naturalmente desconhecem em que data determinado cliente será faturado. Deste modo, quando um comercializador receciona de um ORD um valor de consumo estimado para determinado período que não corresponde ao período que decorreu desde a última vez que faturou ao cliente, o comercializador não pode utilizar tal valor na sua faturação sem que proceda a acertos e alocações.

Pelo *supra* exposto, propomos que os ORD passem a comunicar aos comercializadores apenas leituras reais, ficando as estimativas de consumo a cargo dos comercializadores, com base nas metodologias previstas, pelo que a redação do n.º 7 do artigo 42.º deverá ser substituída pela seguinte:

"*Os comercializadores podem realizar estimativas de consumo para efeitos de faturação aos seus clientes, desde que estas se refiram a um período não abrangido pelos dados de consumo* ***real*** ~~***ou estimativas***~~ *disponibilizados pelos operadores das redes e que utilizem as metodologias de estimativa escolhidas pelos clientes em cada contrato de fornecimento"*

A12. Faturação durante a interrupção do fornecimento (artigo 49º)

Quanto à faturação durante a interrupção do fornecimento, a Proposta estabelece que *"Nos contratos de fornecimento de energia elétrica ou de gás natural, a interrupção do fornecimento por facto imputável ao cliente ou acordo com este suspende a faturação da potência contratada ou do termo tarifário fixo e dos termos de capacidade".*

Sublinhamos que esta disposição da Proposta é positiva, dado que existe uma redução da exposição dos comercializadores ao risco de crédito dos clientes cuja interrupção de fornecimento tenha resultado de dívida. Isto porque, se um cliente se encontra com o fornecimento de energia elétrica e/ou de gás natural suspenso devido ao não pagamento das respetivas faturas e o comercializador continua a emitir faturas, tal vai aumentar a dívida e, consequentemente, aumentar o risco de não pagamento das referidas faturas pelo cliente. Pelo que, desta perspetiva, não podemos deixar de considerar esta disposição positiva.

Contudo, não podemos deixar de identificar dois aspetos que têm impacto quer nos comercializadores, quer nos ORD, e também nos próprios clientes do SEN e do SNGN.

Em primeiro lugar, e tal como a própria ERSE reconhece, o valor de tarifas de acesso às redes ("TAR") recuperado pelos ORD diminuirá ligeiramente, dado que há suspensão da faturação para os clientes que tenham o seu fornecimento interrompido por facto a eles imputável. Apesar de as empresas recuperarem estes valores em períodos posteriores, através dos ajustamentos dos seus proveitos permitidos, ficam sujeitas ao diferimento temporal da recuperação.

Em segundo lugar, e na sequência do ponto anterior, não podemos deixar de notar que os valores não pagos por estes clientes que, decorrentes da interrupção de fornecimento de energia, vejam a sua faturação suspensa, mesmo que pouco expressivos, serão redistribuídos pelos restantes clientes do SEN e SNGN. Ora, durante o período em que a faturação se encontra suspensa e o serviço de fornecimento de energia interrompido, estes clientes finais não contribuirão para o financiamento das infraestruturas das quais beneficiaram ao ter assegurado a sua disponibilidade, o que acabará por onerar os clientes cumpridores. Nesta perspetiva, parece-nos que o disposto na Proposta não é uma solução totalmente equilibrada para os sistemas.

De todo o modo, registamos como positivo que a suspensão apenas abranja a faturação da potência contratada ou do termo tarifário e dos termos de capacidade, restringindo-se assim às componentes das TAR faturadas pelos ORD e da tarifa de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso. Com efeito, justifica-se que os comercializadores em regime de mercado possam continuar a faturar quaisquer outras parcelas fixas previstas na composição dos seus preços, tendo em conta os custos de gestão administrativa que esses clientes continuam a implicar, desde logo pela necessidade de faturação das componentes obrigatórias associadas à contribuição audiovisual e taxa DGEG.

Por outro lado afigura-se como relevante clarificar se, na sequência do restabelecimento de fornecimento, se deve realizar a faturação das parcelas fixas referentes ao período em que o fornecimento ficou interrompido, o que consideramos o correto na lógica de defesa do cliente cumpridor.

A13. Rotulagem de energia elétrica [artigos 56º, nº 1, alínea a) e 279.º, n.º 3]

A alínea a) do n.º 1 do artigo 56.º da Proposta estipula que os comercializadores devem especificar nas faturas ou na documentação que as acompanhe *"a contribuição de cada fonte de energia para o total de energia elétrica fornecida aos seus clientes no ano civil anterior"* (sublinhado nosso). Igualmente em relação à rotulagem de energia elétrica encontramos no n.º 3 do artigo 279.º da Proposta que "*A ERSE publica anualmente informação sobre a rotulagem de energia elétrica*".

As regras de rotulagem de energia elétrica encontram-se definidas na Diretiva n.º 16/2018, de 13 de dezembro[8]. De acordo com este documento, os comercializadores devem divulgar à ERSE e aos consumidores um conjunto de informações. No que respeita à informação divulgada aos consumidores pelos comercializadores, o artigo 15.º da Diretiva estabelece o seguinte: "*1 - Os comercializadores bem como a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM com as necessárias adaptações, devem atualizar trimestralmente a seguinte informação nas faturas aos consumidores, até ao dia 15 do terceiro mês seguinte (t+ 3 meses), relativamente ao trimestre precedente: a) Mix da oferta, ou, na ausência de diferenciação de mix por oferta, o mix do comercializador (…); 2 - Os comercializadores bem como a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM com as necessárias adaptações devem manter na sua página na internet uma área sobre rotulagem, sempre atualizada, com a seguinte informação: a) Mix do comercializador do último trimestre; (…)*". Da referida Diretiva decorre igualmente que a ERSE publica informação relativa ao *mix* base do sistema para Portugal Continental, para a RAA e para a RAM, referente ao trimestre t, ou seja, publica com uma periodicidade trimestral até ao dia 15 do segundo mês do trimestre t (*cfr*. artigo 12.º, n.º 1 da Diretiva n.º 16/2018).

Ora, para efeitos de interpretação da referida Diretiva deve entender-se por "*mix*" as contribuições percentuais de cada uma das categorias de fontes de energia para o total de energia vendida pelo comercializador. Desta forma, entendemos que existe uma contradição entre o disposto na Diretiva n.º 16/2018 e o disposto na Proposta nos artigos identificados na epígrafe deste ponto, visto que a primeira vincula os comercializadores a informar trimestralmente, através das faturas, os respetivos consumidores quanto ao *mix* da oferta – entenda-se, quanto às contribuições de cada uma das categorias de fontes de energia para o total de energia elétrica vendida –, bem como estabelece que a ERSE deve publicar trimestralmente na sua página oficial na internet informação relativa ao *mix*; e a segunda vem agora estabelecer que os comercializadores devem especificar nas faturas a contribuição de cada fonte de energia para o total de energia elétrica fornecida aos seus clientes no ano civil anterior, e que a ERSE publica *anualmente* informação sobre a rotulagem de energia elétrica. Dito isto, é necessário um esclarecimento e resolução desta divergência.

A14. Rotulagem (Artigo 63.º, n.º3)

No n.º 3 do artigo 63.º da Proposta, segundo o qual "*Os comercializadores de último recurso e os comercializadores devem divulgar toda a informação relevante sobre sustentabilidade e eficiência energética, nomeadamente através da sua página na Internet, observando as regras aprovadas pela ERSE, que constituem o Anexo III.B ao presente Regulamento*", encontra-se uma remissão para um Anexo III.B da Proposta, acontece que a mesma não possui Anexo III.B, nem qualquer anexo com regras aprovadas pela ERSE para a divulgação de informação sobre sustentabilidade e eficiência energética.

[8] Publicada no Diário da República 2.ª Série, n.º 240, de 13 de dezembro de 2018.

A15. Prazos de pagamento e pagamento de compensações (artigo 65º, nº 3 e 4)

A Proposta estabelece no seu artigo 65.º, nº 3 que *"Qualquer compensação devida por comercializadores ou operador de rede, nos termos do Regulamento de Qualidade de Serviço, deve ser paga, na ausência de disposição especial, no prazo máximo de 30 dias contado da prática do facto que originou o direito à compensação"* e o nº 4 do mesmo artigo prevê que *"Sempre que as compensações sejam devidas por operador de rede, o comercializador está obrigado ao seu pagamento após receção de indicação dos valores devidos pelo primeiro, que deve ser dada no prazo de 10 dias após o facto que originou aquele direito".*

No que respeita ao prazo máximo de 30 dias decorrente do n.º 3 do artigo 65.º da Proposta, é necessário referir que os prazos máximos para pagamento das compensações decorrem já do RQS. Em concreto, no que respeita ao pagamento de compensações relativas à qualidade de serviço comercial aos clientes e aos reclamantes, o n.º 1 do artigo 93.º do RQS estabelece que "*Sempre que haja lugar ao pagamento de compensações a um cliente, o comercializador deve informar o cliente do direito de compensação e proceder ao crédito do seu valor, independentemente de solicitação por parte do cliente, o mais tardar na primeira fatura emitida após terem decorrido 45 dias contados a partir da data em que ocorreu o facto que fundamenta o direito à compensação*" (sublinhado nosso). Ainda no mesmo artigo do RQS, o n.º 3 prevê que "*Sempre que haja lugar ao pagamento de compensações a um reclamante que não seja cliente, o comercializador ao qual foi dirigida a reclamação deve informar o reclamante do direito de compensação e dos procedimentos que deve seguir para receber o valor da compensação, o mais tardar após terem decorrido 45 dias a partir da data em que ocorreu o facto que fundamenta o direito à compensação*" (sublinhado nosso).

Ora, das disposições do RQS acima assinaladas decorrem já prazos de pagamento das compensações e são prazos distintos do prazo máximo constante da Proposta, pelo que, a existir uma disposição na Proposta e no futuro RRC dos setores Elétrico e do Gás Natural sobre tais prazos, parece-nos que tal disposição deve estar em harmonia com o que decorre do RQS – o que não acontece.

Já no que respeita ao pagamento de compensações nas situações em que estas são devidas por incumprimento por parte dos ORD, o n.º 4 do artigo 65.º da Proposta prevê que os ORD têm 10 dias após o facto que originou o direito à compensação para informar os comercializadores do valor que é devido. Ora, se o prazo máximo de pagamento das compensações é de 30 dias, como decorre do n.º 3 da Proposta, os comercializadores dispõem de apenas 20 dias para operacionalizar o pagamento aos clientes. Tal prazo é bastante reduzido, visto que a maioria dos ciclos de faturação têm a duração de 30 dias. Por conseguinte, os comercializadores deveriam poder proceder ao pagamento da compensação através da fatura seguinte ou no prazo máximo de 30 dias contados da comunicação do valor pelo ORD; consoante a data que ocorresse em primeiro lugar.

Assim, propomos que não sejam definidos prazos de pagamento de compensações no futuro RRC, ou, a ser, que sejam coerentes e articulados com o que decorre da regulamentação existente.

A16. Alteração unilateral do contrato pelo comercializador durante o período contratual (artigo 68º, nº2)

A Proposta estabelece no n.º 2 do artigo 68.º, relativo à alteração unilateral do contrato, que *"No decurso de um período contratual, o comercializador apenas pode propor uma alteração das condições contratuais de forma fundamentada, em situações excecionais e objetivamente justificadas, as quais devem estar previstas no contrato".*

Em primeiro lugar, gostaríamos de clarificar que entendemos que a possibilidade de alteração das condições contratuais não está limitada a *uma* alteração apenas.

De seguida, entendemos que esta disposição não deverá ser aplicável às relações contratuais estabelecidas entre clientes com consumos profissionais e os comercializadores, visto que para estes contratos já existem regras gerais de direito e os termos contratuais são livremente negociados entre as partes, por oposição ao que sucede com os consumidores, os quais se limitam a aceitar as condições gerais, sem que haja uma prévia negociação.

Com efeito, esta disposição regulamentar parece-nos decorrer do Regime das Cláusulas Contratuais Gerais, constante do Decreto-Lei n.º 446/85, de 25 de outubro, na sua redação atual, sendo que, quanto a este aspeto da alteração unilateral do contrato, a alínea c) do n.º 1 do artigo 22.º do referido regime determina que são proibidas as cláusulas contratuais gerais que "*Atribuam a quem as predisponha o direito de alterar unilateralmente os termos do contrato, exceto se existir razão atendível que as partes tenham convencionado*". A alínea e) do n.º 1 do artigo 22.º estabelece que são também proibidas as cláusulas contratuais gerais que "Permitam elevações de preços, em contratos de prestações sucessivas, dentro de prazos manifestamente curtos, ou, para além desse limite, elevações exageradas, sem prejuízo do que dispõe o artigo 437º do Código Civil".

Por último, a referência a "*situações excecionais e objetivamente justificadas*", não obstante carecer de densificação e prestar-se a diferentes entendimentos, parece-nos remeter para o conceito de "*alteração anormal das circunstâncias*" decorrente do artigo 437.º do Código Civil, segundo o qual "*1- Se as circunstâncias em que as partes fundaram a decisão de contratar tiverem sofrido uma alteração anormal, tem a parte lesada direito à resolução do contrato, ou à modificação dele segundo juízos de equidade, desde que a exigência das obrigações por ela assumidas afete gravemente os princípios da boa-fé e não esteja coberta pelos riscos próprios do contrato*. (…)";

Ora, esse regime reporta-se necessariamente a situações de natureza anormal e, bem assim, imprevisível, pelo que não se afigura possível identificar exaustivamente essas situações excecionais e objetivamente justificadas, como parece pressupor-se com o acrescento "*as quais devem estar previstas nos contratos*".

Dito isto, propomos a seguinte redação para o n.º 2 do artigo 68.º:

"*2 - No decurso de um período contratual* ***de um contrato celebrado com um consumidor****, o comercializador apenas pode propor* ***alterações*** *às condições contratuais de forma fundamentada* ***sempre que exista razão atendível que as partes tenham convencionado*** ~~***em situações excecionais e objetivamente justificadas, as quais devem estar previstas no contrato.***~~***, sem prejuízo do que dispõe o artigo 437.º do Código Civil.***"

A17. Redução temporária da potência contratada (artigo 78º, nº3 e 79º, nº4)

No artigo da Proposta referente às "*Interrupções por facto imputável ao cliente*", a ERSE propõe que a interrupção de fornecimento de energia elétrica ou de gás natural solicitada pelo comercializador nas situações de falta de pagamento *"pode apenas concretizar-se após a concretização de redução da potência contratada para o escalão de potência contratada de 1,15 kVA (…), ou, não existindo acesso à instalação de consumo para concretizar a referida redução de potência contratada, no decurso do prazo de pré-aviso para a interrupção nos termos do Artigo 79.º"* (*cfr.* artigo 78.º, n.º 3 da Proposta). Ora, neste seguimento, o n.º 4 do artigo 79.º da Proposta prevê que "*Nos casos previstos na alínea j) do n.º 1 do artigo anterior, e para o setor elétrico, o pré-aviso deve conter uma antecedência mínima de 5 dias para a concretização de redução da potência contratada, nos termos do n.º 3 do artigo anterior, e de 20 dias para a concretização de interrupção se não for possível concretizar a referida redução de potência*".

Estas disposições lidas como um todo vêm tornar obrigatória, nos casos de interrupção por dívida e para qualquer tipologia de instalação, a aplicação do regime já previsto no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica ("RSRI")[9] para um conjunto mais reduzido de situações. Em concreto, o artigo 30.º do RSRI prevê que "*1- Nas situações de interrupção do fornecimento por facto imputável ao cliente que tenham, nos termos previstos no RRC, associado um tempo de pré-aviso, deve ser concedido, caso obtenha o acordo explícito do cliente, um período de tempo adicional de 10 dias, com redução da potência contratada para 1,15kVA, antes de se proceder à interrupção. (…)*".

Em primeiro lugar, começamos por notar que a contagem de prazos associados à duração do período de redução de potência não é clara e permite várias interpretações. Está definido que *"o pré-aviso deve conter uma antecedência mínima de 5 dias para a concretização de redução da potência contratada*" e que *"nas situações em que é concretizada a redução da potência contratada, considera-se que o pré-aviso de interrupção se inicia na data em que é efetuada a atuação no local de consumo para redução de potência"* (*cfr.* n.º 5 do artigo 79.º da Proposta).

Parece assim decorrer da referida norma que o decurso do prazo de pré-aviso para a interrupção do fornecimento apenas começa a correr após uma vez efetivada a redução de potência, que deverá ser alvo de um pré-aviso de 5 dias). Não podemos deixar de referir que, caso a interpretação apresentada seja a correta, o cliente já em incumprimento terá uma extensão do prazo de pré-aviso (20 dias) durante a qual continuará a consumir, aumentando a exposição ao risco de crédito do cliente pelos comercializadores. Por conseguinte, entendemos como sendo mais adequado que o período de redução de potência, isto é, os 5 dias previstos no n.º 4 do artigo 79.º da Proposta, faça parte da contagem do prazo de 20 dias, em lugar de implicar uma extensão do mesmo.

Deste modo, propomos a eliminação da parte final do n.º 4 ("*se não for possível concretizar a referida redução de potência*") e todo o número 5 do artigo 79.º.

[9] Regulamento n.º 610/2019, da ERSE, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 147, de 2 de agosto de 2019.

Da mesma forma, não é claro o que deve ser entendido por *"não existindo acesso à instalação de consumo para concretizar a referida redução de potência contratada (…)"* (*cfr.* última parte do n.º 3 do artigo 78.º da Proposta). Quando a instalação não está ligada a uma rede inteligente, a redução da potência contratada implica o acesso ao Dispositivo de Controlo de Potência ("DPC") o que requer, na maioria dos casos, o acesso ao interior do local de consumo. Assim, colocam-se duas questões: *i)* por um lado, terá o ORD que tentar proceder à redução de potência em instalações não ligadas a redes inteligentes?; e *ii)* caso a tentativa falhe, de que forma é que a contagem destes prazos em análise é afetada?

Pelo exposto, e perante as notórias dificuldades que se sentirão na implementação do que decorre das disposições – para não falar nos custos acrescidos das deslocações ao local de consumo –, propomos que estas sejam apenas aplicáveis a instalações ligadas a redes inteligentes, por antevermos que seja pouco viável a sua aplicação nos restantes casos.

A necessidade de se restringir a tais situações, pelas razões acima apontadas, coloca ainda em evidência o tratamento diferenciado dos clientes em BTN consoante tenham ou não contadores inteligentes, pelo que entendemos que esta disposição carece de uma reflexão adicional.

Em terceiro lugar, entendemos que deverá existir um esclarecimento relativo à faturação após a redução da potência contratada. Atualmente o n.º 4 do artigo 30.º do RSRI prevê que "*A redução temporária da potência contratada por facto imputável ao cliente, como estabelecida nos números anteriores, não suspende a faturação da potência contratada, nos termos em que se verificava antes da redução*". Ou seja, de acordo com o disposto no RSRI não há suspensão da faturação da potência contratada. No entanto, deverá ser esclarecido se a faturação da potência contratada se mantém nos termos em que se verificava antes da redução da potência contratada.

Em quarto lugar, damos nota que, no caso de ofertas de comercializadores em regime de mercado, que podem ter benefícios associados a diferentes escalões de potência, esta redução deverá ser considerada como uma alteração técnica da instalação e não como sendo uma alteração das condições contratadas. Caso contrário, a alteração poderia traduzir-se numa alteração das condições contratadas com potencial de perda de benefícios associadas à oferta.

Por último, entendemos que estas disposições deverão apenas ser aplicáveis aos consumidores, isto é, aos clientes com consumos para usos não profissionais, dado que os demais não carecem do mesmo grau de proteção.

A18. Denúncia de contrato pelo comercializador (artigo 81º, nº2)

No n.º 2 do artigo 81.º da Proposta, a ERSE define que *"O comercializador não pode denunciar o contrato durante a vigência nem opor-se à sua renovação, salvo neste último caso se tiverem ocorrido pelo menos três incumprimentos de pagamento tempestivo no período de doze meses imediatamente anteriores".*

Ora, só fará sentido conferir tal nível de proteção a consumidores, isto é, clientes com consumos para usos não profissionais. No caso de relações contratuais entre clientes não consumidores e comercializadores, os termos contratuais são negociados de forma bilateral entre as partes, não se justificando restringir a possibilidade de denúncia e oposição à renovação.

Por outro lado, quanto à impossibilidade de oposição à renovação do contrato de fornecimento pelos comercializadores, o segundo aspeto que identificamos *supra*, esta disposição coloca entraves difíceis de justificar no âmbito das relações contratuais livremente estabelecidas entre as partes. Tendo sido cumprido o acordado entre o comercializador e o cliente para um determinado período, não há justificação para que uma das partes não possa optar pela não renovação do contrato. Em particular, notamos que a existência de uma série de incumprimentos relativos ao pagamento dos fornecimentos de energia não será a única razão que pode motivar um comercializador a optar por não renovar um contrato.

Não obstante reconhecermos que se trata do fornecimento de serviços públicos essenciais, como tal definidos e catalogados no n.º 2 do artigo 1.º da Lei n.º 23/96, de 26 de julho ("Lei dos Serviços Públicos"), entendemos que existem no SEN e no SNGN mecanismos que garantem que nenhum cliente é excluído do fornecimento de eletricidade ou gás natural. Para além da liberalização do mercado, que permite a um cliente escolher outro comercializador caso o seu comercializador decida denunciar o contrato existente, existe o regime de fornecimento supletivo assegurado pelos CUR, nos termos do disposto nos artigos 11.º e 142.º do RRC do setor Elétrico.

Por último, e solicitando clarificação quanto a este aspeto, entendemos que esta disposição da Proposta se aplicará apenas a contratos que prevejam a sua renovação automática, não pretendendo a Proposta com esta redação tornar obrigatória em todos os contratos de fornecimento de energia elétrica e/ou gás natural a renovação automática.

A19. Resolução do contrato por parte do comercializador (artigo 82º)

O artigo 82.º da Proposta com a epígrafe "Resolução do contrato por parte do comercializador" estabelece que *"O comercializador apenas pode resolver o contrato na sequência de três ou mais interrupções do fornecimento de energia elétrica ou gás natural num período de doze meses imediatamente anteriores ou de uma interrupção que se prolongue por um período superior a 45 dias".*

Em primeiro lugar, e como fator positivo desta Proposta, destacamos o facto de a proposta prever agora a possibilidade de resolução do contrato no caso de uma interrupção que se prolongue por um *período superior a 45 dias*, contrariamente ao que decorre dos atuais RRC, que estabelecem um *período superior a 60 dias*.

Todavia, considerando o período de pré-aviso de 20 dias, os comercializadores contam ainda com um período total de 65 dias, no qual um cliente pode estar em incumprimento, mantendo-se a relação contratual. Por conseguinte, entendemos que este período poderia ser reduzido para 30 dias, em substituição dos 45 dias apresentados na Proposta.

Em segundo lugar, e no sentido do que já temos vindo a comentar ao longo do presente documento, parece-nos que esta disposição apenas poderá ser aplicável aos consumidores, isto é, clientes com consumos para fins não profissionais. Nos restantes casos, isto é, no que respeita aos contratos de fornecimento de energia elétrica e/ou de gás natural celebrados com clientes não consumidores, os termos contratuais são livremente negociados pelas partes, podendo estas ter consagrado no contrato os termos da resolução do mesmo.

Em terceiro lugar, é necessário referir que as interrupções do fornecimento de energia elétrica ou gás natural não são o único facto que traduz a existência de incumprimento pelo cliente para com o comercializador e, assim, justifique a resolução do contrato. Os atrasos nos pagamentos dos fornecimentos efetuados ao abrigo do contrato e o não reforço da caução constituem igualmente incumprimento do contrato.

Em quarto lugar, entendemos importante prever nesta disposição relativa à resolução do contrato pelo comercializador, os casos em que o ORD informa uma qualquer impossibilidade técnica de proceder à interrupção do fornecimento de energia elétrica e/ou de gás natural. Isto é, perante a impossibilidade técnica do ORD de proceder à interrupção do fornecimento de energia elétrica e/ou de gás natural, o comercializador deve ter a hipótese de resolver o contrato.

Por último, e não menos importante, é necessário acautelar a possibilidade de resolução do contrato nos casos em que os contratos são *dual*, isto é de fornecimento de energia elétrica e de gás natural. Nestes casos entendemos que o contrato não pode deixar de ser tratado de uma forma única.

Assim, para que não existam diferentes interpretações quanto à resolução dos contratos de fornecimento de energia pelos comercializadores – no que respeita aos contratos *dual* –, bem como por forma a prever as situações de impossibilidade técnica do ORD de interromper o fornecimento, apresentamos a seguinte proposta de redação para o artigo 82.º:

"*O comercializador apenas pode resolver o contrato* ***celebrado com um consumidor*** *na sequência de três ou mais interrupções do fornecimento de energia elétrica ou gás natural num período de doze meses imediatamente anteriores, de uma interrupção que se prolongue por um período superior a* ***30*** ~~***45***~~*dias, ou* ***do decurso desse período contado da data em que se verifique*** *uma impossibilidade técnica do Operador de Rede que impeça a interrupção do fornecimento de energia elétrica ou gás natural.*

2 – Nos termos do número anterior e para efeitos de resolução de contratos em que existe fornecimento de energia elétrica e de gás natural, consideram-se as interrupções de qualquer um dos produtos.**"**.

A20. Interrupção do fornecimento por não pagamento da fatura de acerto final de contas (artigo 234º, nº10)

No que respeita à mudança de comercializador, a Proposta consagra no artigo 234.º os respetivos princípios gerais. O n.º 10 do artigo 234.º estabelece que "*O não pagamento pelo cliente da fatura prevista no número anterior* – entenda-se a fatura de acerto de contas –, *quando emitida por um comercializador, atribui a este o direito a solicitar, num prazo máximo de 60 dias após a efetivação da mudança, a interrupção de fornecimento da instalação em causa, desde que a fatura não tenha sido objeto de contestação pelo cliente*".

Esta medida é positiva dando aos comercializadores em regime de mercado uma nova ferramenta de gestão da dívida, já disponível para os CUR, contudo deveria ser considerada a possibilidade de inclusão de faturas emitidas antes da mudança e que entretanto venceram, para além da de acerto final de contas.

Contudo, parece-nos necessário assegurar que este mecanismo apenas deve existir quando, à data da interrupção do fornecimento de energia, a instalação em causa continuar associada ao titular da dívida, sob pena de ser interrompido um cliente que em nada está associado ao incumprimento, e quanto a este aspeto, tal validação apenas poderá ser executada pelos ORD, uma vez que os comercializadores no momento da interrupção não terão acesso a dados históricos do registo do ponto de entrega.

A21. Diferenciação de imagem (artigo 89º)

A Proposta densifica o regime existente de separação de imagem relativamente às restantes entidades que atuam nos respetivos setores, para os Setores Elétrico e de Gás Natural. Em concreto, a Proposta define: *i)* a obrigatoriedade de adotar imagens gráficas e designações comerciais sem elementos comuns em todos os suportes de comunicação, materiais ou outros elementos; *ii)* a obrigatoriedade de existência de páginas na internet autónomas; e *iii)* a obrigatoriedade de não partilhar meios de atendimento. Todos estes aspetos são definidos para garantir a diferenciação entre um ORD e um Comercializador de Último Recurso ("CUR") e as *"restantes empresas do grupo em que se encontra verticalmente integrado"*.

Por um lado, devemos referir que consideramos que este regime de diferenciação de imagem e de comunicação não se aplicará a grupos "*horizontalmente integrados*", entenda-se, quando façam parte do mesmo grupo vários sujeitos que desempenhem a mesma atividade, isto é, vários CUR ou vários ORD, parte do mesmo grupo. Isto porque entendemos que não deve ser exigida a diferenciação horizontal a empresas cujas áreas de atuação estão geograficamente limitadas e não competem entre si. A imposição de imagens diferenciadas por empresa eliminará as economias de escala conseguidas através de uma imagem comum, o que acarretará custos adicionais para as empresas não contemplados nas bases de custos em vigor.

Por outro lado, no que respeita aos grupos verticalmente integrados, entendemos que a aplicação do disposto na Proposta quanto a esta matéria resultará numa série de impactos negativos. Destacamos a disponibilização de meios de atendimento aos clientes distintos, nomeadamente as lojas. Tal facto contribuirá para eliminar economias de escala das quais as empresas reguladas beneficiam ao ocupar espaços partilhados, que geram assim menos custos para o SEN e SNGN. Consideramos que a partilha de espaço físico não compromete a separação entre diferentes atividades, neste caso entre comercializadores e ORD, que já é acautelada pela obrigação de diferenciação da imagem e a obrigação de não adoção de comportamentos que possam influenciar a escolha do comercializador. Para manterem os mesmos locais de atendimento, as empresas reguladas verão obrigatoriamente os seus custos fixos aumentarem. Aqui, notamos que a situação do SEN e do SNGN não é a mesma no que toca aos benefícios que um grupo verticalmente integrado pode retirar de uma imagem ou meios de atendimento comuns uma vez que, no SEN, o CUR elétrico pode contratar clientes enquanto, no caso do SNGN, tal não se verifica.

Compreendemos a necessidade de uniformização de requisitos entre o SEN e o SNGN, mas não deve deixar de ser feita uma análise custo benefício às alterações propostas.

A22. Limitação da partilha de recursos em grupos verticalmente integrados (artigos 338º nº4, 354º nº7, 360º nº5, 366º nº9)

Comentado [GMdA1]: Em revisão.

A Proposta introduz quatro disposições com o seguinte conteúdo: "*Está vedado aos* [operadores das redes de distribuição/comercializadores de último recurso/comercializador de último recurso grossista] *a partilha com qualquer das restantes empresas do grupo em que se encontra verticalmente integrado dos sistemas ou equipamentos informáticos, das instalações materiais, dos sistemas de segurança, dos recursos jurídicos, contabilísticos, ou o recurso aos mesmos prestadores ou contratantes externos*" (*cfr*. artigos 338.º, n.º 4, 354.º, n.º 7, 360.º, n.º 5 e 366.º, n.º 9). Isto significa que a Proposta prevê a proibição de partilha dos referidos recursos entre empresas reguladas pertencentes a grupos verticalmente integrados. Na prática, as disposições aqui em análise impõem que cada agente – isto é, ORD, Comercializador de Último Recurso ("CUR") e Comercializador de Último Recurso Grossista ("CURG") – disponham dos serviços e recursos para as áreas aí definidas (jurídica, contabilística, informática e de segurança), internos ou externos, que não sejam comuns a outras empresas do grupo nos quais se inserem. Entendemos que tais disposições não poderão ser aceites pelos motivos que identificaremos *infra*.

Em primeiro lugar, o disposto na Proposta vai bastante além das normas europeias que regulam a partilha de recursos em grupos verticalmente integrados, em concreto das Diretivas que estabelecem as regras comuns para os mercados internos de eletricidade e de gás natural, bem como das disposições de transposição das referidas Diretivas constantes da legislação nacional atualmente em vigor no âmbito do SEN e do SNGN.

Por um lado, quanto ao Setor Elétrico, a Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009 ("Diretiva 2009/72"), é o diploma que estabelece as regras comuns para o mercado interno da eletricidade[10]. Tal Diretiva, bem como a anterior[11], defende a consagração de uma verdadeira distinção entre as atividades das redes e as atividades de produção e de comercialização, dado o risco inerente de discriminação, não só na exploração da rede, como também no incentivo às empresas verticalmente integradas para investirem adequadamente nas suas redes. Para além disso, a Diretiva 2009/72 consagra igualmente a separação efetiva do CUR caso este seja o comercializador de uma empresa verticalmente integrada, que também exerce as funções de distribuição.

Segundo o disposto na referida Diretiva, fazendo parte de uma empresa verticalmente integrada, o ORD deve cumprir os seguintes requisitos mínimos: *i)* as pessoas responsáveis pela gestão do ORD não podem participar nas estruturas da empresa de eletricidade integrada responsável, direta ou indiretamente, pela exploração diária da produção, do transporte ou da comercialização de eletricidade; *ii)* as pessoas responsáveis pela gestão do ORD devem ter capacidade para agir de forma independente; *iii)* ser dotado de recursos necessários, designadamente humanos, técnicos, materiais e financeiros, para o exercício do poder de decisão efetivo e independente da empresa de eletricidade integrada no que respeita aos ativos necessários para explorar, manter ou desenvolver a rede; e *iv)* elaboração de um programa de conformidade, que enuncie as medidas adotadas para garantir a exclusão de comportamentos discriminatórios e a monitorização adequada da sua observância. Para além disso, as comunicações e a imagem do ORD não podem criar confusão no que respeita à identidade distinta do ramo de comercialização da empresa verticalmente integrada.

[10] Entretanto foi já publicada no Jornal Oficial da União Europeia, a 14 de junho de 2019, a Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade, que dispõe no sentido da Diretiva 2009/72, mas cujo prazo de transposição para o ordenamento jurídico nacional ainda se encontra em curso, terminando a 31 de dezembro de 2020 (cfr. artigo 71.º, n.º 1 da Diretiva 2019/944).

[11] Diretiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003.

Perante este quadro europeu, a nível nacional, as bases gerais do SEN consagradas no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual, estabelecem igualmente que a atividade de distribuição de energia elétrica é juridicamente separada das atividades de transporte e das demais atividades não relacionadas com a distribuição, não sendo obrigatória tal separação quando os distribuidores de baixa tensão abasteçam menos de 100.000 clientes. Ora, os artigos 36.º e 47.º do SEN consagram a separação jurídica da atividade de distribuição e a separação jurídica da atividade de comercializador de último recurso, respetivamente. No que respeita ao ORD, e ao que para este decorre do artigo 36.º do SEN relativamente à partilha de recursos com empresas do grupo em que o ORD se encontra verticalmente integrado, o n.º 4 do artigo 36.º do SEN prevê que "*O operador da rede de distribuição que pertença a uma empresa verticalmente integrada*[12] *deve dispor dos recursos necessários, designadamente humanos, técnicos, financeiros e materiais, para explorar, manter e desenvolver a rede, assim como deve dispor de um poder de decisão, exercido em termos efetivos e independentes da empresa verticalmente integrada, no que respeita aos ativos necessários para manter, explorar ou desenvolver a rede*". Já no que respeita ao CUR, o artigo 47.º do SEN prevê que a atividade de comercialização de eletricidade em último recurso é separada juridicamente das restantes atividades, incluindo outras formas de comercialização.

Por outro lado, quanto ao Setor do Gás Natural, a Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, é o diploma que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural, em concreto para o transporte, distribuição, comercialização e armazenamento de gás natural ("Diretiva 2009/73/CE"). No âmbito desta Diretiva, e decorrente já do disposto nas Diretivas anteriores[13], impõe-se a separação jurídica da atividade de distribuição das demais atividades desenvolvidas no SNGN, com exceção dos distribuidores que abasteçam um número de clientes inferior a 100.000.

Ora, a respeito da concretização da obrigação de separação jurídica, a Diretiva 2009/73/CE prevê critérios idênticos aos já identificados acima, previstos na Diretiva 2009/72.

[12] Para efeitos do SEN, uma empresa verticalmente integrada é "*uma empresa de eletricidade ou um grupo de empresas de eletricidade em que a mesma pessoa ou as mesmas pessoas têm direito, direta ou indiretamente, a exercer controlo e em que a empresa ou grupo de empresas exerce, pelo menos, uma das atividades de transporte ou distribuição e, pelo menos, uma das atividades de produção ou comercialização de eletricidade*" [cfr. alínea t) do artigo 3.º do SEN].

[13] Nomeadamente a Diretiva 98/30/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 22 de junho de 1998 e a Diretiva 2003/55/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 26 de junho de 2003, entretanto revogadas, mas que já previam a criação de medidas concretas para assegurar condições de concorrência equitativas e para reduzir os riscos de ocorrência de posições dominantes no mercado e de comportamentos predatórios. Tais Diretivas estabeleciam igualmente que as redes de transporte e de distribuição de gás natural deveriam ser exploradas por entidades juridicamente separadas nos casos em que existam empresas verticalmente integradas.

A transposição da referida Diretiva consta da redação atual do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro. Tal diploma prevê igualmente a separação da atividade de distribuição da atividade de transporte e das demais atividades não relacionadas com a distribuição, não sendo obrigatória tal separação quando os distribuidores abasteçam um número de clientes inferior a 100.000. No que respeita aos ORD, e ao que para estes decorre do artigo 31.º do SNGN relativamente à partilha de recursos com empresas do grupo em que os ORD se encontram verticalmente integrados, o n.º 4 do artigo 31.º do SNGN prevê que "*O operador de rede de distribuição que pertença a uma empresa verticalmente integrada deve dispor dos recursos necessários, designadamente humanos, técnicos, financeiros e materiais, para explorar, manter e desenvolver a rede, assim como deve dispor de poder de decisão, exercido em termos efetivos e independentes da empresa verticalmente integrada, no que respeita aos ativos necessários para manter, explorar ou desenvolver a rede*". Tal como ocorre no SEN, também no SNGN encontra-se uma disposição quanto à separação jurídica da atividade de comercializador de último recurso em regime grossista e retalhista das restantes atividades do SNGN, incluindo outras formas de comercialização,

Ora, feito este enquadramento do que dispõe atualmente o quadro normativo europeu e nacional, somos do entendimento que, não obstante a ERSE ter competência para criar mecanismos de coordenação tendo em vista "*assegurar a proteção dos direitos de supervisão económica e de gestão da empresa verticalmente integrada no que respeita à rentabilidade dos ativos do operador*" [*cfr.* artigos 36.º, n.º 5, alínea a) do SEN e 31.º, n.º 5, alínea a) do SNGN], a limitação constante dos artigos 338.º, n.º 4, 354.º, n.º 7, 360.º, n.º 5 e 366.º, n.º 9 da Proposta extravasa o disposto nas Diretivas do mercado interno da eletricidade e do gás natural, bem como a legislação nacional que as transpõe.

Com efeito, as normas legais que impõem a separação jurídica das atividades de distribuição, no que respeita a recursos e instalações próprias, contêm apenas restrições relacionadas com a necessidade de recursos próprios suficientes para a exploração, manutenção e desenvolvimento das redes, sem impor qualquer restrição quanto à utilização de serviços transversais a qualquer atividade económica, que naturalmente são partilhados no caso de grupos de empresas, como é o caso dos serviços contabilísticos e jurídicos, e ainda dos sistemas de segurança, quando à partilha de instalações físicas.

Para além disso, não consta nem das diretivas europeias nem das normas legais que as transpõem qualquer limitação quanto à contratação de prestadores serviços externos, sendo que tal restrição, imposta por via regulamentar, afetará irremediavelmente o mercado de prestação destes serviços em termos não consentâneos com o quadro legal em vigor.

Repare-se que o que se pretende com as redações ora propostas para o n.º 4 do artigo 338.º, o n.º 7 do artigo 354.º, o n.º 5 do artigo 360º e o n.º 9 do artigo 366.º da Proposta extravasa claramente o disposto na lei em matéria de separação jurídica das empresas de distribuição, CUR e CURG, pretendendo adotar as regras (mais exigentes) que a lei apenas prevê para o operador de transporte independente (OTI), abrangendo ainda mais serviços do que os constantes na restrição aplicável aos OTI. A título de exemplo, veja-se o disposto no n.º 4 do artigo 26.ºB do Decreto-Lei n.º 29/2006, na sua redação atual, que define regras adicionais especificas apenas aplicáveis ao OTI: "*O OTI está impedido de partilhar sistemas ou equipamentos informáticos, instalações materiais e sistemas de segurança e controlo de acesso com a empresa verticalmente integrada ou qualquer empresa que a integre, não podendo igualmente recorrer aos mesmos consultores ou empresas para a prestação de serviços respeitantes aos sistemas e equipamento informáticos e aos sistemas de segurança e controlo de acesso*.". Idêntica disposição se prevê para o SNGN, no n.º 4 do artigo 22.º-B.

Ora, não pode a ERSE pretender, através de um regulamento, impor uma regra que não só extravasa a norma legal habilitante, por não existir qualquer disposição legal que atribua à ERSE poderes para densificar as regras de separação de atividade acima elencadas, como viola o disposto nas leis aplicáveis ao SEN e ao SNGN e das diretivas europeias que regulam os respetivos mercados internos. Conforme se evidenciou acima, não só se está perante restrições que não resultam do disposto na lei e nas diretivas europeias em matéria de separação de atividades de distribuição e comercialização regulada, como tratam-se de restrições que se relacionam com as regras adicionais especificas existentes para os OTI, indo ainda mais além do que se dispõe para estes últimos, já que essas regras adicionais não abrangem serviços contabilísticos nem jurídicos (internos ou externos).

Dito isto, as disposições regulamentares constantes do n.º 4 do artigo 338.º, do n.º 7 do artigo 354.º, do n.º 5 do artigo 360º e do n.º 9 do artigo 366.º da Proposta violam o princípio da legalidade constante do n.º 1 do artigo 3.º e a regra de precedência de habilitação legal constante do n.º 1 do artigo 136.º, ambos do Código do Procedimento Administrativo, sendo, consequentemente, inválidos, conforme decorre do disposto no n.º 1 do artigo 143.º do referido Código.

Em segundo lugar, não obstante a razão identificada *supra* ser bastante para justificar a eliminação desta limitação da Proposta, não podemos deixar de referir que tal limitação contribuiria para eliminar economias de escala das quais as empresas reguladas beneficiam, face à dimensão dos grupos em que se encontram inseridas, nomeadamente em funções comuns e sem ligação ao *core business* das empresas, como, por exemplo, a contabilidade e os serviços jurídicos. É prática comum que grupos económicos com capacidade para tal optem por internalizar estas funções em vez de recorrer a *outsourcing* externo, mantendo assim não só um maior controlo sob a qualidade das operações, mas também internalizando *know how* especializado, como é particularmente relevante na atividade de empresas reguladas. Forçar o fim da prestação destes serviços intragrupo afetaria não só a qualidade dos serviços prestados às empresas reguladas, mas também tornaria a sua gestão muito mais complexa, ao obrigar à gestão individual de vários prestadores externos.

Em terceiro lugar, tal limitação impede a partilha de prestadores externos. Quanto a este aspeto notamos que em determinados serviços especializados (por exemplo, atendimento em *call center* ou atividades de *backoffice*) o número de empresas de qualidade a prestar estes serviços é reduzido. Ao limitar o número de prestadores a que as empresas podem recorrer, a capacidade operacional e a qualidade do serviço prestado a clientes seriam seriamente afetadas, com o consequente impacto no cumprimento dos requisitos impostos pelo RQS. Acresce que a implementação de operações de menor dimensão aumenta os preços cobrados pelos prestadores de serviço, dada a dificuldade de diluição dos custos fixos associados a este tipo de operação. Quer na utilização de prestadores de serviço intragrupo, quer na utilização de prestadores externos, as empresas reguladas impõem requisitos de separação de atividades e de acesso à informação. Tal verifica-se não só entre operações diferentes do mesmo grupo verticalmente integrado, mas também quando o mesmo prestador presta serviços em simultâneo a empresas concorrentes parte de diferentes grupos económicos.

Em quarto lugar, devemos referir que as empresas reguladas não terão capacidade para incorporar o aumento de custos decorrente desta separação nas suas bases de custos aceites. Esta limitação põe assim em causa o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas. No caso particular dos CUR, uma atividade que *"em termos de número e consumo de clientes ainda servidos é, cada vez mais, residual"* (citação ERSE, documento justificativo, página 25), tal aumento de custos seria difícil de compreender.

Por último, consideramos que a ERSE dispõe de mecanismos para aferir qualquer apropriação indevida de ganhos por parte de grupos verticalmente integrados, nomeadamente os relatórios de preços de transferência e auditorias às operações intragrupo, que nos parecem suficientes para garantir a inexistência de qualquer situação não conforme.

À semelhança do que ocorre no comentário ao ponto anterior, também aqui deverá ser clarificado o regime a aplicar à integração horizontal. Deverá ser tido em consideração que a integração horizontal, em particular a contratação de serviços de forma agregada, possibilita às empresas reguladas e, consequentemente, ao sistema e aos consumidores, economias de escala com impacto positivo nas tarifas.

A23. Forma e conteúdo da fatura e Lei nº5/2019 (artigo 45º)

O n.º 2 do artigo 45.º da Proposta estabelece que "*A fatura deve incluir todos os elementos constantes da legislação aplicável, incluindo em todo o caso o custo total da energia para o cliente, excluindo as taxas e os impostos aplicáveis*". Parece-nos que este artigo, e em concreto este número, remete para a Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, que consagra o regime de cumprimento do dever de informação do comercializador de energia ao consumidor.

Conforme anteriormente referido, é de salutar o esforço que a ERSE desenvolveu na fusão dos Regulamentos de Relações Comerciais do Setor de Eletricidade e de Gás Natural. Contudo, permitimo-nos partilhar alguma surpresa na ausência da materialização das orientações, procedimentos ou clarificações sobre a operacionalização da referida Lei n.º 5/2019.

Considerando o referido no documento justificativo (*"auto-exequibilidade"* do Diploma), a ERSE vem apresentar agora uma posição contrária a anteriores ações desenvolvidas por sua iniciativa, quer através da Consulta Prévia no âmbito da Lei n.º 5/2019 efetuada em março de 2019, quer por via do documento "*Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2019-2020 e parâmetros para o período de regulação 2020-2023*", publicado em maio de 2019, do qual consta o seguinte (sublinhado nosso):

"Esta consulta permite ainda que a ERSE possa enquadrar as obrigações decorrentes do cumprimento da Lei n.º 5/2019 de forma eficiente para os mercados de eletricidade e de gás natural, que o mesmo é dizer que se procurará, nas adaptações regulamentares, que essas sejam concretizadas com economia de recursos e efetividade na perspetiva dos consumidores.

Foi colocado, nesta pré-consulta, um conjunto de principais aspetos regulamentares associados ao cumprimento do dever de informação do comercializador de energia ao consumidor, através da fatura detalhada, bem como a identificação das questões mais críticas para ponderação pelos interessados.

Naturalmente, não deixarão de ser enquadradas pela ERSE, nos necessários desenvolvimentos regulamentares desta legislação, as preocupações de racionalidade económica na sua implementação, de modo a que os agentes de mercado diretamente envolvidos na implementação da Lei n.º 5/2019 não se vejam confrontados com custos desproporcionados que possam, inclusive, ser adversos para a afirmação de um são clima de concorrência.

Importa contextualizar que, na generalidade, as obrigações constantes da Lei n.º 5/2019 já hoje se encontram consagradas no quadro regulamentar do setor elétrico e do setor do gás. Sem prejuízo de pontuais alterações que se afigurem urgentes, a ERSE está a ultimar a análise dos contributos oferecidos no âmbito desse processo de consulta, prevendo acomodar as alterações necessárias num quadro de revisão regulamentar mais ampla de fusão dos Regulamentos de Relações Comerciais da Eletricidade e de Gás Natural, indo de encontro a uma reivindicação antiga dos agentes do setor e dos Conselhos e que se afigura essencial para a simplificação da regulamentação e sua melhor perceção pelos consumidores e agentes do mercado, em especial os novos entrantes".

É de notar que a ausência de regulamentação poderá permitir a livre interpretação para implementação da referida Lei, nomeadamente no que respeita aos artigos 8º e 9º, quanto à faturação periódica de eletricidade e de gás natural, respetivamente. Por um lado, as tarifas de comercialização e de energia [*cfr.* artigos 8.º, n.º 1, alíneas e) e g), e 9.º, n.º 1, alínea g), da Lei n.º 5/2019] são de aplicação única no CUR, de acordo com os preços e tarifas publicados pela ERSE e com o RT do setor Gás Natural. Nos termos do artigo 15.º, n.º 10 do referido RT, "*As tarifas de Comercialização a aplicar pelos Comercializadores de último recurso aos fornecimentos aos seus clientes devem proporcionar os proveitos das funções de Comercialização de gás natural dos Comercializadores de último recurso*". E, por outro lado, de acordo com o artigo 15.º, n.º 18, "*A tarifa de Energia a aplicar pelos Comercializadores de último recurso retalhistas aos fornecimentos a clientes finais, deve proporcionar os proveitos das funções de Compra e Venda de gás natural dos Comercializadores de último recurso retalhistas*".

Paralelamente, no que respeita aos comercializadores em regime de mercado, os mesmos praticam preços onde se encontram incluídas as tarifas de acesso às redes, sendo os mesmos acordados livremente entre o comercializador e o cliente (cfr. artigo 46.º, n.º 1 da Proposta). Por conseguinte, caso se entenda que os comercializadores em regime de mercado devem explicitar estas parcelas do seu preço, então é relevante a clarificação de tal entendimento dado que o mesmo se afigura desconforme com o regime jurídico da concorrência, tal como tivemos oportunidade de referir na resposta à Consulta Prévia no âmbito da Lei n.º 5/2019, que anexamos ao presente documento, em concreto na resposta à questão n.º 7, e que transcrevemos de seguida:

"*Conforme resulta da Comunicação da Comissão 2011/C 11/01, relativa às orientações sobre a aplicação do artigo 101.º do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia aos acordos de cooperação horizontal, "a partilha de dados estratégicos pode originar efeitos restritivos da concorrência porque reduz a independência das partes a nível da tomada de decisões, ao enfraquecer os incentivos para concorrerem entre si. As informações estratégicas podem estar relacionadas com os preços (por exemplo, preços efetivos, descontos, aumentos, reduções ou abatimentos), carteiras de clientes, custos de produção, quantidades, volumes de negócios, vendas, capacidades, qualidades, planos de marketing, riscos, investimentos, tecnologias, programas de I&D e respetivos resultados.*" (sublinhado nosso).

Dito isto, por aplicação do princípio da interpretação conforme com a União Europeia, entendemos que, no caso do mercado liberalizado, a definição do conceito de tarifa de energia deve permanecer com o necessário grau de abertura para que o comercializador possa definir a sua estrutura de preços, só assim se assegurando a efetiva concorrência com todos os benefícios que daí advêm para os consumidores finais."

No que diz respeito à apresentação dos valores totais e desagregados das TAR, permitam-nos transcrever o referido pela ERSE *"(…) afigura essencial para a simplificação da regulamentação e sua melhor perceção pelos consumidores (…)"*. Tendo o foco na perceção e compreensão dos valores apresentados nas faturas, considera-se igualmente relevante a simplificação da informação, reforçando-se, desta forma, a necessária regulamentação por parte da ERSE, conforme partilhado na resposta à questão n.º 8. da resposta enviada à Consulta Prévia no âmbito da Lei n.º 5/2019, que se salienta: "*Ora, considerando os diversos termos tarifários que compõem cada uma das tarifas de acesso às redes de transporte e de distribuição, quer de eletricidade quer de gás natural, entendemos não ser relevante nem recomendável desagregar todos esses termos na fatura, uma vez que tal complexificará substancialmente a sua leitura e compreensão pelos consumidores finais, sem que daí advenha qualquer benefício acrescido. Por outro lado, chamamos ainda a atenção para que algumas das tarifas apresentam valores tão reduzidos que os torna impossíveis de representação na fatura, nomeadamente no caso da tarifa de OLMC.*"

Por último e não sendo menos importante, importa enquadrar em sede de regulamentação o artigo 5.º da Lei 5/2019, nomeadamente o nº 2, relativo ao envio para o OLMC pelos comercializadores dos elementos relativos à fatura e à situação contratual dos consumidores, nos termos, periodicidade, prazos e formatos fixados pelo OLMC. Deste modo, reitera-se o que decorre da nossa resposta à Consulta Prévia no âmbito da Lei n.º 5/2019, nomeadamente a resposta à questão n.º 25:

"Ora, tendo em conta, por um lado, que o quadro legislativo atual não prevê qualquer obrigação nesse sentido e, por outro, que se trata de informação comercialmente sensível, não podemos concordar com o acesso à mesma por parte de todos os comercializadores, que é o que sucederá com a integração dessa informação no registo massificado, desde logo pelas evidentes consequências negativas em termos de defesa da concorrência".

A24. Informação anual sobre tarifas e preços (artigo 50º)

Da leitura efetuada ao artigo 50.º da Proposta, entendemos que tal disposição pretende determinar o procedimento a adotar no que respeita à comunicação da informação anual sobre tarifas e preços dos comercializadores aos respetivos clientes, como forma de execução do previsto no artigo 11.º da Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, com a epígrafe "Informação anual".

No entanto, é necessário clarificar os seguintes aspetos: *i)* em primeiro lugar, e tal como decorre da Lei n.º 5/2019, a informação deve ser enviada a cada um dos clientes até 30 de junho de cada ano e deve dizer respeito, entre outros, à composição das tarifas e preços aplicáveis. Ora, é de referir que atualmente ocorrem dois momentos ao longo de um ano civil em que existem atualizações das TAR, isto é, a 1 de outubro existe a atualização das TAR no SNGN e a 1 de janeiro existe a atualização das TAR no SEN; e *ii)* o n.º 1 do artigo 50.º da Proposta estabelece que a informação referente a determinado ano deve ter uma comparação com os dois anos anteriores. Para efeitos de aplicação desta disposição, urge esclarecer se se tratam de anos civis, anos gás, anos contratuais, ou outro.

A25. Informação sobre fornecimentos pelos comercializadores em regime de mercado (Artigo 295.º)

O artigo 295.º da Proposta prevê nos seus n.ºs 1 e 2 que os comercializadores de energia elétrica e de gás natural, respetivamente, em regime de mercado, devem remeter à ERSE, até 45 dias após o fecho de cada semestre, um conjunto de informação reportada àquela data. Tendo em conta que existe informação idêntica a reportar para os clientes em Baixa Tensão Normal e Baixa Pressão com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m3 (n), propomos, de acordo com a redação *infra*, que os n.ºs 1 e 2 sejam aglutinados num único número, individualizando quando a informação seja aplicada unicamente ou na Baixa Tensão Normal ou Baixa Pressão com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m3 (n):

"*1 – Os comercializadores de energia elétrica e de gás natural em regime de mercado devem remeter à ERSE, até 45 dias após o fecho de cada semestre, a seguinte informação reportada àquela data, individualizando quando a informação seja aplicada unicamente a clientes abastecidos em Baixa Tensão Normal ou em Baixa Pressão com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m3 (n):*

a) Número total de clientes abastecidos em Baixa Tensão Normal ***ou em Baixa Pressão com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m3 (n)****, explicitando quais destes dispõem de oferta conjunta de eletricidade e de gás natural no mesmo contrato de fornecimento;*

b) Número total de clientes em Baixa Tensão Normal ou em Baixa Pressão com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m3 (n) para os quais o contrato de fornecimento em vigor prevê um período de fidelização, bem como a informação relativa à duração do mesmo e a penalizações associadas quando existam;

c) Número total de clientes em Baixa Tensão Normal ou em Baixa Pressão consumo anual inferior ou igual a 10 000 m3 (n) para os quais o contrato de fornecimento em vigor compreende um mecanismo de indexação de preço, bem como a informação relativa aos indexantes utilizados;

d) Número total de clientes em Baixa Tensão Normal ou em Baixa Pressão com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m3 (n) por modalidade de pagamento, identificando separadamente os que subscreveram propostas contratuais que ofereciam uma única modalidade de pagamento;

e) Número total de clientes em Baixa Tensão Normal para os quais se comercializam serviços adicionais;

f) Número total de clientes em Baixa Tensão Normal e o valor das comissões praticadas pela prestação de qualquer tipo de serviço contemplado no contrato que não o estritamente relacionado com o fornecimento de eletricidade, desagregado por tipo de serviço;

g) Número total de clientes em Baixa Pressão com consumo inferior ou igual a 10 000 m3 (n) que procederam à renegociação do seu contrato de fornecimento no mesmo comercializador.

2 – [Anterior número 3].

3 – [Anterior número 4]".

Paralelamente, a alínea e) do n.º 2 do artigo 295.º da Proposta estabelece que os comercializadores de gás natural em regime de mercado devem remeter à ERSE o número total de clientes em Baixa Pressão com consumo inferior ou igual a 10 000 m3 (n) que procederam à renegociação do seu contrato de fornecimento no mesmo comercializador, e o n.º 3 do mesmo artigo prevê que esses mesmos comercializadores devem ainda enviar à ERSE o número de situações de alteração de oferta comercial pelos seus clientes, com desagregação mensal. Ora, perante estas disposições é necessário clarificar a informação que deve ser remetida ao abrigo de cada uma das disposições, dado que o seu objeto nos parece bastante próximo.

Por último, no que respeita ao disposto no n.º 3 do artigo 295.º da Proposta, é importante que se esclareça a periodicidade do envio da informação relativa às situações de alteração de oferta comercial, bem como se o pretendido pela ERSE é o número de alterações de oferta comercial por iniciativa do cliente ou antes o número de todas as alterações de oferta comercial verificadas.

A26. Compensações e transferências do SNGN – Compensações e Transferências em falta

Não conseguimos localizar na Proposta as disposições relativas ao relacionamento comercial entre agentes no âmbito das seguintes compensações e transferências:

- Compensações com a uniformidade tarifária, entre ORD e entre Comercializador de último Recurso Retalhista ("CURR") (*cfr.* artigo 252º do RRC do setor do Gás Natural em vigor);

- Sobreproveito decorrente do processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, entre CURR e ORD (*cfr.* artigos 257º e 258º do RRC do setor do Gás Natural em vigor);
- Sustentabilidade do mercado regulado/ desvios da FCVGN (UGS II), entre CUR e ORT (*cfr.* artigos 253º e 254º do RRC do setor do Gás Natural em vigor);
- Diferencial resultante do processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais (UGS I), entre CURR e ORT (*cfr.* artigos 255º e 256º do RRC do setor do Gás Natural em vigor).

É necessário que as regras a aplicar a estas compensações e transferências estejam definidas, pelo que é necessário que confirmem a omissão ora identificada.

A27. Compensações e transferências do SNGN – Faturação dos custos com a Tarifa Social (artigo 335º, nº3)

A proposta introduz que, para efeitos da transferência dos custos com a tarifa social do ORT para o ORD, *"considera-se o valor líquido dos direitos de recebimento e obrigações de pagamento referentes à aplicação da tarifa social, do operador da rede de distribuição em causa".*

Esta alteração diverge da metodologia adotada pela ERSE a partir do AG 2019-20 onde foi pedido às empresas que não operacionalizassem as transferências relativas à tarifa social pelos valores líquidos (o quadro de valores líquidos não foi sequer publicado).

Recomendamos que não seja limitada aqui a forma como este fluxo deve ser operacionalizado, por forma a não reduzir a flexibilidade para a atuação futura das empresas.

A28. Compensações e transferências do SNGN – Diferencial de custos MP/AP

A Compensação pelo diferencial de custos associados à aplicação de tarifas em AP encontra-se consagrada no atual RRC do setor do Gás Natural em duas disposições – os artigos 43.º ("*Transferência do diferencial de custos pelo operador da rede de transporte*") e 44.º ("*Pagamento do diferencial de custos*").

Ora, a Proposta apenas refletiu o disposto no artigo 44.º no seu artigo 336.º, segundo o qual "*O modo, os meios e os prazos de pagamento dos valores relativos ao diferencial de custos associados à aplicação de tarifas em Alta Pressão aos fornecimentos de gás natural em Média Pressão são objeto de acordo entre o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição respetivo*".

No que respeita ao conteúdo do artigo 43.º do atual RRC do setor do Gás Natural, tal não ficou consagrado na Proposta. Contudo, é necessário que as regras a aplicar a esta transferência estejam definidas, sob pena de existir uma omissão na Proposta face ao que se encontra implementado no setor.

A29. Disposições sobre autoconsumo

A Proposta inclui disposições relacionadas com o autoconsumo que parecem desconsiderar a recente proposta de regulamento elaborada pela ERSE sobre o novo regime de autoconsumo, constante do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, cuja consulta pública terminou recentemente.

Isso é desde logo evidente no documento justificativo, no qual é feita uma referência à necessidade de regular determinados aspetos do regime do autoconsumo, sem que seja feita qualquer referência à referida proposta de regulamento.

Por outro lado, mantêm-se algumas disposições incongruentes com o novo regime de autoconsumo e ouras que já se encontram reguladas na referida proposta de regulamento, e que devem assim ser eliminadas sobre pena de se estar a regular a mesma matéria em dois sítios, com os inevitáveis riscos de incoerência.

Com efeito, a ligação de unidades de produção de energia, constante do artigo 100.º, é já exaustivamente tratada na proposta de regulamento sobre o regime de autoconsumo. O mesmo se diga em relação às obrigações de telecontagem da energia elétrica, medição e leituras, a que se refere o n.º 12.º do artigo 193.º e o n.º 2 do artigo 208.º. Estas disposições deveriam por isso ser eliminadas da Proposta.

Em relação à alínea d) do n.º 1 do artigo 233.º, não se compreende o alcance do que aí se dispõe em matéria de participação das modalidades de autoconsumo e/ou comunidades de energia renovável autoconsumo, em que haja ou não utilização das redes públicas, tendo em conta que o n.º 1 esclarece "*para efeitos de escolha do comercializador*". Note-se que a contratação de fornecimento para a instalação de produção em regime de autoconsumo, por parte da entidade gestora do autoconsumo, já se encontra tratada na referida proposta de regulamento recentemente comentada.

O artigo 301.º, relativo à obrigação de envio de informação sobre autoconsumo e unidades de pequena produção, deveria constar do regulamento da ERSE do autoconsumo, para assegurar que todos os temas são aí (e apenas aí) tratados.

Os 341.º e 347.º, respeitantes à compensação devida pelas unidades de produção para autoconsumo, deveria ser eliminado, ou quanto muito transferido para o regulamento do autoconsumo. E isto porque se trata da implementação de uma disposição que existia no anterior quadro legal, constante do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, que foi revogado pelo Decreto-Lei n.º 162/2019.

O enquadramento atual resultante do Decreto-Lei n.º 162/2019 prevê o pagamento de tarifas pela utilização da RESP para efeitos de autoconsumo, sem referir qualquer "compensação". Por conseguinte, tal compensação apenas se aplicará às instalações de produção de eletricidade a partir de fonte de energia não renovável já existentes à data da publicação do Decreto-Lei n.º 162/2019, na medida em que apenas estas continuam a reger-se pelo disposto no Decreto-Lei n.º 153/2014 (cfr. artigo 29.º, n.º 1, do Decreto-Lei n.º 162/2019).

B. Propostas adicionais

B1. Conteúdo da proposta contratual (artigo 15º)

No RRC do setor Elétrico em vigor já se encontra estipulado que uma das características diferenciadoras de proposta de fornecimento é o "*desconto promocional em preço que é aplicado ao cliente*" [*cfr.* artigo 104.º-A, n.º 2, alínea c)]. Complementa, ainda, no n.º 3 do artigo 104.º-A, que o "*meio de pagamento convencionado contratualmente, bem como a duração específica do contrato, a existência de um público-alvo específico ou a comercialização de serviços adicionais não constituem fundamento suficiente para determinar a diferenciação de ofertas, ainda que daí decorra um preço distinto*".

Ora, a Proposta mantém estes aspetos, em concreto na alínea c) do n.º 3 e no n.º 4 do artigo 15.º. Através do presente documento solicitamos clarificação quanto ao que se tende por: (i) ofertas diferenciadas; (ii) "desconto promocional em preço que é aplicado ao cliente", que determina a diferenciação de uma oferta, (iii) alcance de outras condições que se traduzam num preço distinto, que não devam determinar tal diferenciação de ofertas.

Com efeito, não é possível compreender o impacto da leitura conjugada das referidas disposições, tendo em conta que, por um lado, se define que um diferente preço (por aplicação de um desconto promocional) seja um critério para diferenciação de ofertas nos termos da alínea c) do n.º 3, e nos casos elencados no n.º 4 tal não deva constituir uma diferenciação de oferta, ainda que que dai decorra um preço distinto.

B2. Inibição de mudança de comercializador no caso de ordem de interrupção de fornecimento ativa

A ERSE introduziu na proposta a possibilidade de um comercializador solicitar a interrupção de fornecimento a uma instalação, após a mudança de comercializador, no caso de não pagamento da fatura de acerto final de contas.

Propomos a adoção de uma medida, adicional ou alternativa, operacionalmente mais simples que passa pela possibilidade de a mudança de comercializador ser inibida sempre que exista uma ordem de interrupção de fornecimento ativa para uma determinada instalação. Esta inibição seria gerida pelo próprio OLMC, sem intervenção do comercializador cessante e mesmo sem que este tomasse conhecimento que aquele cliente tinha tentado a mudança de comercializador.

A implementação desta solução passaria pela criação de um fluxo entre os ORD e o OLMC, para que este último fosse informado sempre que os ORD tivessem uma ordem de interrupção de fornecimento ativa e por executar. Nestes casos, a mudança de comercializador seria inibida.

Esta medida é semelhante ao regime aplicável aos CUR que, nos termos do disposto no n.º 13 do artigo 234.º da Proposta, podem impedir o cliente de escolher um outro comercializador caso existam valores em dívida e tais valores não tenham sido contestados junto de tribunais ou de entidades com competência para a resolução alternativa de litígios. Contudo, a nossa proposta é tornar o processo completamente objetivo e independente do comercializador.

B3. Publicitação de preços (artigo 277º, nº 1)

A Proposta estipula que *"Os comercializadores devem publicitar os preços que se propõem praticar, utilizando para o efeito as modalidades de atendimento e de informação aos clientes previstas no Regulamento da Qualidade de Serviço"*.

Tal redação decorre dos RRC atualmente em vigor, em concreto do artigo 149.º, n.º 1 do RRC do Setor Elétrico, e do artigo 82.º, n.º 1 do RRC do Setor do Gás Natural. Da redação dos referidos artigos, e também do decorrente da Proposta ora em análise, pode inferir-se que todos os preços praticados pelos comercializadores devem ser publicitados.

Acontece que os preços praticados no segmento de clientes profissionais (B2B) são livremente negociados entre as partes e são considerados informação comercialmente sensível, e por conseguinte, poderá tal publicitação ser desconforme com o regime jurídico da concorrência. Assim, por uma questão de precisão, entende-se que esta disposição da Proposta deveria passar a explicitar que os preços a publicitar são os preços de referência, que constam das ofertas públicas dos comercializadores.

B4. Compensações e transferências do SNGN – Criação de subsecção específica

Não obstante os comentários efetuados sobre compensações e transferências na secção anterior do documento, propomos que as disposições da Proposta relativas a este tema sejam agrupadas numa "Subsecção II" (Compensações e transferências do SNGN), a introduzir na "Secção XII" já existente (Disposições complementares de relacionamento comercial). Esta secção agruparia todas as disposições relativas a Compensações e Transferências, independentemente dos agentes envolvidos, como já acontece no documento "*Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor do gás natural*" publicado pela ERSE para cada ano gás.

A aplicação do regime de compensações e transferências é gerida pelas empresas de forma autónoma dos restantes temas de relacionamento comercial, pelo que a agregação deste tema numa mesma subsecção do documento facilitaria a consulta de informação e consequente controlo da aplicação.

B5. Compensações e transferências do SNGN – Uniformização dos prazos de pagamento

No RRC do setor do Gás Natural em vigor, é definido que o prazo de pagamento dos valores mensais respeitantes às compensações pela uniformidade tarifária (*cfr.* artigo 252º, nº 2) e às transferências associadas aos desvios verificados no custo de aquisição de gás (*cfr*. artigo 254º, nº 2) é de *"25 dias a contar do último dia do mês a que dizem respeito".* No caso das restantes compensações e transferências, é definido que o prazo de pagamento deve ser objeto de acordo entre as partes (*cfr.* artigo 252.º, n.º 1 do RRC do setor do Gás Natural).

Através do presente documento propomos que seja definido um prazo de pagamento único (e independente da data de faturação) para todas as compensações e transferências – prazo de 30 dias após o final do mês a que tais compensações e transferências dizem respeito –, com o objetivo de tornar o processo de faturação mais expedito e evitar prazos diferenciados e negociados individualmente entre agentes.

A definição de um prazo único e que não dependa da data de faturação irá permitir a faturação antecipada dos valores fixos, dando às empresas pagadoras mais tempo para receber e contabilizar as faturas sem que o prazo de pagamento seja afetado. A gestão de tesouraria das empresas fica facilitada, tornando-se mais previsível.

Esta medida permitiria diminuir o valor de especializações e diferenças entre os valores de compensações e transferências reportados pela REN Gasodutos e os restantes agentes.

B6. Compensações e transferências do SNGN – Custos com o GL-UAG

Notamos que apesar de operacionalizada pela publicação do documento *"Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor do gás natural"* a transferência dos custos com o GL-UAG do ORT para o CURG não consta na Proposta (prazo, meio de pagamento, periodicidade, etc.).

Propomos a definição desta transferência