

Propostas de Revisão Regulamentar do RARII e ROI

INTRODUÇÃO

Reconhecendo a complementaridade destes Regulamentos, a Galp Energia (GE) optou por apresentar em documento único os comentários à proposta de revisão regulamentar, sem prejuízo de elaboração das respostas individuais às questões colocadas pela ERSE nos respetivos Documentos Justificativos, .

Num enquadramento inicial, consideramos de realçar previamente alguns dos pontos que são discutidos no Regulamento (EU) n.º 312/2014 do Código de Balanceamento, que enformam particularmente a proposta e, assim, foram tidos como fundamentais na nossa proposta:

- i. O objetivo urgente de construção de um mercado interno de energia plenamente operacional e interligado;
- ii. De modo a aprofundar a integração do mercado, o reconhecimento da importância de que as regras sobre a compensação das redes de transporte facilitem as transações de gás em diferentes zonas de compensação, contribuindo assim para o desenvolvimento da liquidez do mercado;
- iii. A necessidade de harmonização das regras de compensação ao nível da União, que tem por objetivo proporcionar aos utilizadores das redes a certeza de que podem gerir as suas posições de equilíbrio em diferentes zonas de compensação por toda a União, de forma não discriminatória e eficiente de um ponto de vista económico;
- iv. O desenvolvimento de um mercado grossista do gás na EU, de curto prazo e competitivo, que possibilite o fornecimento de flexibilidade do gás, seja qual for a fonte, para o oferecer para compra e colocar à venda através de mecanismos de mercado, de modo a que os utilizadores da rede possam equilibrar as suas carteiras de compensação de forma eficiente ou o operador da rede de transporte possa utilizar a flexibilidade do gás na compensação da sua rede de transporte;
- v. A necessidade das regras de compensação baseadas no mercado incentivarem financeiramente os utilizadores da rede a equilibrarem as suas carteiras de compensação através de encargos de compensação que refletem os custos;
- vi. O reconhecimento de que os utilizadores da rede são os responsáveis pelo equilíbrio entre os seus fornecimentos e os seus consumos, sendo as regras de compensação destinadas a promover o mercado grossista do gás de curto prazo, com plataformas de negociação estabelecidas para facilitar ainda mais o comércio de gás entre os utilizadores da rede e o operador da rede de transporte;

- vii. O papel dos operadores das redes de transporte na realização da compensação residual das redes de transporte que possa ser necessária. Ao fazê-lo, os operadores das redes de transporte devem seguir a ordem de mérito. A ordem de mérito foi definida para que, na aquisição de gás, os operadores das redes de transporte tenham em consideração tanto fatores económicos como operacionais, utilizando produtos que podem ser fornecidos a partir do mais vasto leque de fontes, incluindo produtos provenientes de GNL e instalações de armazenagem. Os operadores das redes de transporte devem procurar maximizar a quantidade das suas necessidades de compensação de gás através da compra e venda de produtos normalizados de curto prazo no mercado grossista do gás de curto prazo;
- viii. De modo a que os utilizadores da rede possam equilibrar as suas carteiras de compensação, o regulamento estabelece igualmente requisitos mínimos em matéria de fornecimento de informações para implementar um regime de compensação baseado no mercado. Consequentemente, as informações fornecidas ao abrigo do Regulamento (EU) n.º 312/2014, visam apoiar o regime de compensação diária e pretendem ajudar o utilizador da rede a gerir os seus riscos e oportunidades de forma eficiente em termos de custos;
- ix. As entidades reguladoras nacionais e os operadores de redes de transporte devem ter em conta as melhores práticas e procurar harmonizar os processos para a aplicação do Regulamento (EU) n.º 312/2014. Agindo em conformidade com o definido regulamentarmente, as entidades reguladoras nacionais devem assegurar a aplicação de regras de compensação em toda a EU da forma mais eficaz possível.

A GE aproveita ainda esta oportunidade para realçar a importância de **dinamização de grupos de trabalho** entre todos os intervenientes no Sistema Português de Gás Natural, potenciando a geração de regras operacionais estáveis e a definição de regras que maximizem a utilização das infraestruturas. De referir que estes grupos são uma prática comum em todos os países europeus, desde logo no mercado espanhol.

A. RARII – Considerações Gerais

Consideramos que o Documento Justificativo é demasiado genérico, sendo que em determinadas matérias apresenta de forma clara duas possibilidades a serem definidas em subregulamentação, sendo essas possibilidades substancialmente diferentes. Este tipo de redação seria meritória se existisse dinamização de grupos de trabalho conjuntos entre operadores e agentes de mercado na prévia elaboração de subregulamentação, contrariamente ao que se verifica atualmente em que o GTG efetua proposta à ERSE e em seguida a ERSE efetua uma consulta restrita, com esta atuação, tornando-se, na prática, limitada a possibilidade de aplicação dos comentários realizados pelos agentes de mercado.

Comentários específicos ao articulado

Definições Regista-se a ausência da definição da atribuição de capacidade não harmonizada e de operador da plataforma de negociação.

Artigo 11º Duração dos contratos de uso das infraestruturas – por lapso não terá sido atualizado o período do dia gás que passou a ser das 05:00h às 05:00h. Deste modo, entendemos que os contratos de acesso a infraestruturas deverão ser válidos no período compreendido entre as 05:00 de 01 de outubro e as 05:00 de 01 de outubro do ano seguinte.

Artigo 13º Direito à prestação de garantia – propõe-se a existência de um gestor de garantias, por exemplo o GTG, que permita assegurar que os agentes de mercado apresentam uma única garantia bancária para todas as infraestruturas operadas pela REN.

Artigo 18º-A Disposições gerais – este artigo contempla a possibilidade do gás necessário para fazer face a perdas e autoconsumos seja compensada pelos agentes de mercado ou pelo GTG. Por uma questão de objetividade, sempre que possível será preferível que o articulado preveja unicamente uma entidade responsável pela respetiva compensação.

Por outro lado e tomando como referência este artigo, consideramos que deveria ser introduzido um novo artigo que estabelecesse a compra de gás pelo GTG para pressurizações de novas redes quer de transporte, quer de distribuição ou para redes que tenham sido alvo de intervenção e sejam novamente pressurizadas. É essencial que este gás deixe de ser entregue pelos agentes de mercado, além de que os mesmos não estão a ser ressarcidos pelo mesmo, não existindo critérios transparentes e não discriminatórios para tal.

Adicionalmente coloca-se também a necessidade de prever mecanismos que assegurem que o GTG adquira o gás existente na RNTGN e no TGNL como existências mínimas, dado o mesmo ser atualmente gás imobilizado pelos agentes de mercado. Consideramos que será necessário definir um mecanismo que permita que os agentes de mercado se libertem da atual necessidade de assegurar essas existências, que são incompatíveis com um mercado de balanceamento zero no final de cada dia por cada agente de mercado.

Artigo 19º Ajustamento para perdas e autoconsumos – sugere-se que na alínea 6ª seja retirada a referência às UAGs, em virtude da sua reduzida dimensão de armazenagem, que gera a impossibilidade de aplicar um fator de ajustamentos fixo e por vezes muito diferente do valor diário real. No caso das UAGs propõe-se a metodologia já aplicada por alguns ORDs, de aplicação a cada agente de mercado do repartido diário de perdas e autoconsumos real, proporcional ao consumo dos clientes de cada agente de mercado na respetiva UAG.

Na alínea 7ª indica-se a data de 15 de dezembro de cada ano para os operadores apresentarem à ERSE uma proposta de valores dos fatores de ajustamento para perdas e consumos no ano seguinte. Considerando que os fatores devem ter aplicação no ano de capacidades, a partir do dia 01 de outubro, não nos parece ser ótimo definir fatores com quase um ano de antecipação, propondo-se a alteração da data para um período máximo de 6 meses antes do início da sua aplicação (na prática, propostas até março, para aprovação com o tarifário em 15 de junho de cada ano).

Artigo 20º Fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos

Artigo 26º Quantidades ajustadas para perdas e autoconsumos nas UAG

No seguimento do comentário ao artigo 19º - Ajustamento para perdas e autoconsumos alínea 6ª, sugere-se que seja adaptada a alínea c) por forma a contemplar o repartido das perdas e autoconsumos reais pelos agentes de mercado no final de cada dia.

Artigo 35º Atribuição de capacidade para reservas de segurança – o mercado deve funcionar por si só, assegurando-se em todo o momento um acesso às infraestruturas não discriminatório e transparente, assegurando-se a igualdade de tratamento entre agentes de mercado. Desta forma, não deve existir distribuição pelo GTG e/ou ERSE dos volumes alocados nas diferentes infraestruturas associados à constituição e manutenção de existências de reservas de segurança, assegurando-se que não seja gerada uma distorção do mercado, por exemplo pela diferenciação de custos de acesso entre agentes de mercado.

Artigo 39º Mecanismo de atribuição da capacidade de trasfega, de enchimento dos camiões-cisterna e de armazenamento nos terminais de GNL – dada a dimensão do negócio do transporte rodoviário de GNL e as suas especificidades, nomeadamente a gestão pelo transportador do dia e hora de carga em Sines, ao definir-se um produto de capacidade de trasfega no enchimento dos camiões-cisterna, poder-se-á estar a limitar o crescimento deste nicho de mercado, ao aumentar a burocracia num mecanismo que funciona sem qualquer registo de congestionamento. O mecanismo de pagamento de um ATR por camião carregado parece-nos perfeitamente adequado a esta tipologia de negócio.

B. RARII - Questões colocadas pela ERSE

1. Qual a forma que considera mais adequada para garantir a compensação de perdas e autoconsumos nas infraestruturas do SNGN?

O mecanismo atual, onde é estabelecido um fator de perdas fixo, pese embora as quantidades sejam reduzidas, acaba por ter um impacto operacional e financeiro, pois o agente de mercado disponibiliza ao GTG uma quantidade de gás diferente da perda/autoconsumo real verificada. A compra do gás necessário pelo GTG em plataforma de mercado organizado permitirá por um lado eliminar esta distorção, e por outro acrescentar um maior dinamismo ao mercado.

Para a rede de distribuição, justifica-se a manutenção de um fator de perdas fixo, não havendo mecanismo para que o ORD possa atuar no mercado organizado.

Relativamente às UAGs, tendo em conta a particularidade da sua operação, e não havendo mecanismos para compensação para estas infraestruturas, deverão refletir proporcionalmente, no balanço comercial de cada agente de mercado, a perda real apurada pelo respetivo ORD.

Desta forma, torna-se importante que os mecanismos definidos tenham como objetivo final o desenvolvimento de um mercado grossista do gás na EU, de curto prazo e competitivo. Para tal o GTG deve adquirir o gás para fazer face a perdas e autoconsumos, bem como o gás necessário para pressurizar novas redes e/ou redes intervencionadas, quer sejam redes de transporte, quer sejam redes de distribuição e por último o gás necessário para as infraestruturas funcionar (stocks mínimos de operação).

2. Para além das interligações internacionais e ligação entre o terminal de GNL e RNTGN, que outros pontos relevantes considera que devem ser sujeitos a atribuição de capacidade?

No sentido de harmonizar os mecanismos de utilização dos pontos relevantes da RNTGN, por parte dos agentes de mercado, adicionalmente às capacidades já definidas, fará sentido a existência de atribuição de capacidade para injeção e extração no Armazenamento Subterrâneo. Esta atribuição permite ao agente de mercado ter uma garantia de utilização da capacidade, permitindo-lhe otimizar a utilização das infraestruturas. Esta contratação, na prática, já é realizada ao dia de hoje, sendo disponibilizado um produto diário em OMIP.

Nos restantes pontos, sempre que uma infraestrutura apresente no seu histórico de utilização capacidade excedentária, os processos devem ser o mais simples possível, dinamizando e maximizando a aquisição de capacidades pelos agentes de mercado, desta forma a contratação de capacidades de forma prévia deve cingir-se ao mínimo possível.

3. Considera adequada a atribuição de produtos de capacidade interruptíveis? Em que processos e em que pontos relevantes considera ajustado oferecer produtos interruptíveis?

No sentido da otimização e flexibilização da utilização das infraestruturas do SNGN, propõe-se que seja disponibilizada capacidade interruptível como produto intradiário para todos os pontos relevantes da RNTGN, sempre que haja capacidade disponível (não contratada nos horizontes anteriores). A contratação de capacidade interruptível deverá ser efetuada através da utilização (nomeação ou renomeação confirmada) efetiva acima do valor contratado. A exceção será a capacidade na interligação internacional, onde já existe leilão de capacidade intradiária.

Será de ressaltar que a contratação interruptível (nomeação acima da capacidade contratada) não poderá restringir a utilização de capacidade firme contratada por qualquer agente, para o mesmo horizonte temporal.

4. Considerando adequada a oferta de produtos interruptíveis, desde já? Refira os horizontes temporais em que devam ser oferecidos este tipo de produtos de capacidade.

Não se vislumbram objeções à oferta de produtos interruptíveis desde que suportadas em sistemas de contratação robustos. A capacidade interruptível deverá ser oferecida apenas como produto intradiário.

5. Considera adequada a atribuição de capacidade em horizontes superiores ao ano de atribuição de capacidade? Em que processos e em que pontos relevantes considera ajustado oferecer estes produtos? Qual o horizonte temporal de atribuição que considera adequado a cada produto?

A atribuição de capacidades em horizontes superiores a um ano está naturalmente associada às condições de utilização que são garantidas ao agente de mercado, nomeadamente no que diz respeito à estabilidade tarifária e à disponibilidade técnica do ponto em questão. A contratação de um produto com horizonte superior a um ano sem garantia de estabilidade tarifária não garante ao agente de mercado uma vantagem clara, estando a tarifa de utilização sujeita a uma atualização anual. Neste contexto, apenas fará sentido esta atribuição caso exista garantia de estabilidade mínima de por exemplo 2 anos de tarifas fixas.

Da mesma forma, a incerteza da disponibilidade técnica do ponto relevante coloca um maior risco do lado do agente de mercado, podendo este estar a contratar uma capacidade que poderá eventualmente estar total ou parcialmente indisponível durante um período considerável, dentro do horizonte contratado. Este aspeto é reforçado pelo facto de não estar prevista a publicação da capacidade disponível para horizontes superiores a 18 meses, conforme referido no regulamento europeu e por último pode essa capacidade afetada por operações de manutenção que limitem a sua utilização.

6. Quais os instrumentos de gestão de congestionamentos considera adequado implementar na RNTGN?
7. Relativamente às restantes infraestruturas da RNTIAT, de que forma considera adequado tratar os congestionamentos?

(sendo os temas tratados nas Q6 e 7 similares, optou-se por uma resposta única)

Os instrumentos de gestão de congestionamentos previstos no regulamento europeu (*oversubscription and buyback, surrender, long term UIOLI*) são de aplicação obrigatória à interligação internacional. No entanto, tendo em conta os níveis de contratação verificados nos restantes pontos relevantes da RNTGN, não há evidência histórica de momentos de congestionamento que justifiquem a aplicação dos referidos instrumentos. Nomeadamente no ponto de interligação com o TGNL (ponto mais relevante para esta análise), não é previsível que exista um aumento do nível de contratação que justifique a implementação de instrumentos UIOLI, tanto de longo prazo como *day-ahead*.

Desta forma propõe-se apenas a continuidade dos mecanismos previstos no MPAL em vigor:

- Mecanismo de perda de capacidade reservada no longo prazo não utilizada;
- Mecanismo de aumento da capacidade através do regime de sobre-reserva e resgate.

C. ROI – Considerações Gerais

A função de GTG é uma das mais decisivas para o sucesso da operação do SNGN, pelo que se torna crítico que o seu titular se assuma e seja apoderado como um elemento efetivo de coordenação de infraestruturas.

Deste modo, deve resultar que o GTG deve, por exemplo, prevenir que operadores de infraestruturas declarem indisponibilidades no período de pico de utilização das mesmas; ou que infraestruturas estejam indisponíveis por 30 dias consecutivos, de modo a maximizar a disponibilidade e consequente utilização de infraestruturas pelos agentes de mercado.

Como exemplo negativo, sem paralelo noutros países europeus, consideramos absolutamente inadequado que seja declarada indisponibilidade na infraestrutura de armazenamento subterrâneo por largos períodos em pleno inverno. Identicamente, por vezes verifica-se que a comunicação da indisponibilidade é efetuada em data próxima das contratações: mensais, semanais e inclusive diárias.

Tomando como exemplo os países vizinhos, temos o caso de Espanha em que praticamente não existem indisponibilidades anunciadas e o GTG, em colaboração com os operadores cria condições para na prática manter as infraestruturas disponíveis nos 365 dias do ano, gerando condições para utilização das mesmas pelos agentes de mercado. Em França todas as manutenções que geram indisponibilidades na utilização de infraestruturas são efetuadas fora do período de inverno. Nos sistemas gasistas Holandês e Belga deparamo-nos também com um impacto praticamente nulo das manutenções na operação dos agentes de mercado. Perante o descrito, propomos que seja especificado para o mercado Português no mínimo um modelo idêntico ao Francês, tendo a ambição de evoluir para modelos idênticos ao Espanhol, Belga e Holandês, no que respeita à programação e comunicação das indisponibilidades nas infraestruturas fundamentais (RNTIAT).

Torna-se importante que o GTG, mesmo perante causas extraordinárias, por exemplo avarias de equipamentos, possua suporte regulamentar, para numa fase inicial, em colaboração com os restantes operadores de infraestruturas, não repassar de imediato os possíveis constrangimentos na utilização de capacidades das infraestruturas para os agentes de mercado. Esta possibilidade permitiria ao GTG assegurar níveis superiores de coordenação sistémica das várias infraestruturas, e dinamizar a segurança na utilização de infraestruturas pelos agentes de mercado.

As diretivas europeias apontam para a harmonização de regras entre mercados e para a realização urgente de um mercado interno de energia plenamente operacional e interligado. Deste modo, poder-se-ia antecipar que a proposta e revisão regulamentar apresentasse mais diretrizes de atuação no MIBGÁS, o que não ocorre. Nota-se que são praticamente inexistentes as referências ao referido mercado, bem com a ausência de definições importantes como a de Operador de Mercado, que permitirá carregar em balanço ordens dos agentes de mercado efetuadas na plataforma informática do operador de mercado.

Um mercado assente em diretrizes de balanceamento diário, será fortemente dependente da qualidade de informação produzida e do *timing* de disponibilização da mesma. Deste modo, é vital que os operadores responsáveis pelas previsões de consumo as efetuem de forma o mais assertiva possível, sendo para tal igualmente importante que os ORDs apliquem metodologias de alocação de consumos idênticas e coerentes, apenas sendo admissíveis exceções por motivo de alguma particularidade de cada ORDs, nos pontos estritamente necessários. Deve ser também permitido que aos agentes de mercado aquando da reposição do gás necessário para o rebalanceamento, após o apuramento entre consumos estimados e consumos reais, o possam efetuar de forma mais plana e não em 2 a 3 dias como se processa atualmente. A RNTGN nestas situações está em perfeito equilíbrio, uma vez que o reparto é corrigido em vários agentes e em sentidos contrários.

Comentários específicos ao articulado

Nas definições encontra-se em falta a definição de operador de mercado- MIBGÁS e do GL UAGs. Na definição de quantidade notificada deve ser contemplada a possibilidade de comunicação também pelo Operador de Mercado.

- Artigo 13º Nomeações nos pontos de entrada e de saída da RNTGN – o entendimento total e transversal de um tema de regulamentação é atualmente, para o agente de mercado, uma tarefa difícil, em virtude da necessidade de consulta de regulamentos e sub-regulamentos, dada a dispersão do tema pelos vários documentos. Nesta observação toma-se como exemplo o definido neste artigo, onde são definidos os horários de nomeação diária, propõe-se retirar deste ponto e colocar na subregulamentação onde são definidos os restantes prazos de nomeação e renomeação.
- Artigo 26º-H Incentivos – neste artigo dever-se-á assegurar a concessão de incentivos ao GTG para que realize de modo eficiente as ações de compensação, assim será assegurada a responsabilização do GTG perante as ações de compensação que venha a realizar.
- Artigo 31º Manual de Gestão Logística do Abastecimento de UAG – deverá ser contemplado a aprovação pela ERSE, após proposta do GL UAGs e depois de ouvidas as entidades envolvidas, a minuta dos contratos a estabelecer-se entre os vários intervenientes.
- Artigo 33º Plano Anual de Manutenção da RNTIAT – assegurar uma alínea adicional, onde se assegure que o GTG não emite nenhum plano de manutenção de infraestruturas, em que sejam efetuadas manutenções de infraestruturas no período de inverno, período onde as infraestruturas são mais solicitadas pelos agentes de mercado.

D. ROI - Questões colocadas pela ERSE

1. Concorda com a harmonização do procedimento de nomeação para todos os pontos relevantes relativos ao fornecimento (entrega de gás) da RNTGN?

No sentido de harmonizar e simplificar os procedimentos operacionais, será de todo lógico que os procedimentos de nomeação e de (re)nomeação para todos os pontos relevantes da RNTGN sejam também harmonizados.

2. Que tipo de serviços de compensação da RNTGN considera poderem ser eficazmente prestados pelos agentes de mercado? Que outros intervenientes considera estarem em condições de prestar serviços de compensação na RNTGN?

A utilização do mercado grossista de gás de curto prazo para efeito de balanceamento do sistema pelo GTG deverá ser a primeira opção, fomentando assim a liquidez do mesmo e garantindo a competitividade de oferta entre os agentes de mercado. Este fator competitivo reflete-se igualmente numa redução do custo de aquisição do gás por parte do GTG, reduzindo igualmente os custos do sistema. A utilização deste mercado grossista de gás, no caso em que as quantidades sejam adquiridas em mercados adjacentes, em momento algum poderão condicionar a utilização, pelos agentes de mercado, das capacidades da interligação entre os dois países, se reservadas em firme.

Paralelamente, e por forma a garantir que o GTG dispõe de todas as ferramentas necessárias para uma correta operação, os agentes de mercado poderão disponibilizar ao GTG serviços de balanceamento, para diferentes horizontes temporais. A ativação deste serviço pelo GTG apenas seria efetuada em situações devidamente justificadas (a tipificar em subregulamentação) e em que não seja possível satisfazer as necessidades através do mercado grossista de gás. Para a prestação deste serviço, o agente de mercado deverá apresentar garantias sobre a disponibilidade de existências de gás e capacidades de transporte, nas diversas infraestruturas do SNGN, que respondam às necessidades do GTG, dentro do horizonte considerado. Será no entanto necessário definir com detalhe em que condições serão acionados estes serviços, quais serão as implicações no sistema e na sua operação normal, e qual o mecanismo de mercado utilizado para a contratação do serviço.

3. Considera adequada a implementação de um regime de incentivos que promova a eficiência do GTG relativamente à atividade de compensação operacional?

Estamos de acordo, um regime de incentivos que poderá reforçar a importância da correta compensação operacional realizada pelo GTG. Caso contrário, o GTG poderá cair na tentação de efetuar compensações da rede que não se revelem necessárias.

4. Concorda com a oferta por parte do GTG de um serviço de flexibilidade do *linepack*?

Um serviço de flexibilidade de *linepack* será uma ferramenta que permitirá aos agentes de mercado otimizar a utilização da RNTGN, sem a intervenção do GTG, a sua remuneração reduz o custo global do sistema. Este serviço é ainda de toda a relevância para agentes que abasteçam Centrais Térmicas, dada a incerteza do perfil de consumos, permitindo minimizar a penalização por desbalanceamento.

5. Concorda que o serviço de flexibilidade do *linepack* seja atribuído mediante a aplicação de mecanismos competitivos?
6. Para efeitos da aplicação do modelo de compensação, de que forma considera adequado segmentar os consumidores com medição intradiária, com medição diária e com medição não diária?

(sendo os temas tratados nas Q6 e 7 similares, optou-se por uma resposta única)

Será importante estabelecer um preço adequado a este serviço que permita a sua contratação pelos agentes de mercado. Adicionalmente é importante definir critérios de atribuição que resultem na possibilidade dos agentes de mercado que possuem os clientes com maiores variações de consumo intradiário, por exemplo centrais elétricas, de adquirirem proporcionalmente maior flexibilidade de *linepack*. Esta posição deve ainda ser interpretada à luz da seleção da variante 2 do modelo de fornecimento de informações, em que o agente de mercado pode aceitar, sem penalizações, as estimativas da ERP para os consumos não telemedidos. Nestas condições, considera-se que uma carteira de clientes com medição não diária não terá necessidade de contratar flexibilidade através do *linepack*.

Como conclusão, é nossa opinião que o *linepack* disponível a ser oferecido, aos agentes de mercado, deve ser repartido por tipologia de clientes (abastecimento de mercado elétrico, clientes com medição intradiária e clientes com medição diária), assegurando que é disponibilizado para contratação anual, mensal e diário, com pesos adequadamente discutidos em sede de parâmetros regulatórios.

7. Considera que a prestação de duas atualizações relativamente aos fornecimentos e consumos com medição intradiária é suficiente?

Verificando-se que para todos os clientes ligados em Alta Pressão existe medição de consumos com intradiária, e que os mesmos se encontram com telemetria on-line por parte da REN, consideramos que os dados poderiam facilmente ser disponibilizados de forma horária, o que seria então a nossa opção preferida.

Esta disponibilização horária aumentaria a eficiência de atuação de um agente de mercado sobre o seu balanceamento, tendo um efeito positivo para todo o sistema, uma vez que retira do GTG uma eventual necessidade de serviços de balanceamento por desvios associados a esta tipologia de clientes. Nota-se que na prática atual os dados destes clientes são disponibilizados de forma horária, pelo que a estabilização deste procedimento mais não seria do que uma continuação do existente.