

**DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS À PROPOSTA DE
MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA GESTÃO TÉCNICA
GLOBAL DO SNGN**

Setembro 2016

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	2
2	COMENTÁRIOS E OBSERVAÇÕES DA ERSE.....	6
	PERIODO TRANSITÓRIO	6
	ESTATUTO DE AGENTE DE MERCADO	8
	LINEPACK.....	10
	PREVISÕES DOS CONSUMOS DO SEGMENTO COM MEDIÇÃO NÃO DIÁRIA (MND) ..	20
	NOMEAÇÕES.....	25
	ATUALIZAÇÃO DE FORNECIMENTOS E CONSUMOS COM MEDIÇÃO INTRADIÁRIA (MI) NO DIA GÁS.....	27
	REPARTIÇÕES	32
	BALANÇOS.....	36
	APURAMENTO DE DESVIOS E AJUSTAMENTOS NO DIA D+1.....	41
	APURAMENTO DE AJUSTAMENTOS À REPARTIÇÃO MENSAL.....	43
	APURAMENTO DE DESIQUILÍBRIOS DIÁRIOS	49
	PREÇOS DE DESEQUILÍBRIO DIÁRIOS, ENCARGOS DE COMPENSAÇÃO DIÁRIOS E PROCESSO DE CONCILIAÇÃO	52
	NEUTRALIDADE	55
	FORNECIMENTO DE INFORMAÇÃO DIÁRIA AOS CONSUMIDORES	64
	GRUPO DE ACOMPANHAMENTO	66
	OUTRAS MATÉRIAS.....	67

1 INTRODUÇÃO

No dia 22 de julho de 2016, a ERSE lançou um processo de consulta pública de revisão regulamentar do Manual de Procedimento de Gestão Técnica do Sistema (MPGTG), visando a adoção de novas regras para a compensação da RNTGN, bem como as competências a atribuir ao Gestor Técnico Global (GTG) do SNGN e aos operadores das infraestruturas, as quais diferem substancialmente das práticas presentemente em vigor.

As entidades que remeteram comentários no âmbito da consulta pública foram as seguintes:

- AdC - Autoridade da Concorrência
- AGN – Associação Portuguesa de Empresas de Gás Natural
- Conselho Consultivo
- Conselho Tarifário
- CEPSA, S.A.
- DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor
- EDP Comercial
- EDP Gás Distribuição
- EDP Gás Serviço Universal
- EDP, S.A.
- Endesa
- Galp Energia
- Gas Natural Fenosa
- Iberdrola
- MIBGAS – Mercado Iberico del Gas
- Operadores de rede de distribuição do grupo GALP

Neste documento são apresentadas as respostas da ERSE aos comentários relativos às propostas de alteração do MPGTG, justificando as razões de aceitação ou rejeição das propostas recebidas. Os comentários recebidos, salvo menção expressa em contrário pelo interessado, estão reproduzidos na íntegra na página da ERSE na Internet.

Seguidamente, são apresentadas as contribuições recebidas durante a consulta pública, as quais seguem a ordem de apresentação da estrutura do MPGTG. Assim, é apresentada, sequencialmente, a discussão das seguintes matérias:

- Período transitório
- Linepack
- Previsões dos consumos do segmento com medição não diária
- Nomeações
- Atualização de fornecimento e consumos com medição intradiária no dia gás
- Repartições
- Balanços
- Apuramento de desvios e ajustamentos no dia D+1
- Apuramento de ajustamentos à repartição mensal
- Apuramento de desequilíbrios diários
- Fornecimento de informação diária aos consumidores
- Neutralidade
- Grupo de acompanhamento
- Outras matérias.

Na sequência da consulta pública, que se revelou participada e um instrumento essencial à consolidação de ideias e conceitos relativos ao novo procedimentos de compensação da rede de transporte de gás natural, foram acolhidas algumas sugestões de alteração relativamente à proposta da ERSE.

Assim, relativamente à metodologia de compensação, e em particular relativamente à modelo de troca de informações, foram apresentadas diversas solicitações de esclarecimento. As matérias relativamente às quais se constatou haver mais dúvidas de interpretação foram o serviço de flexibilidade do *linepack* e a metodologia de apuramento das correções às repartições mensais, consubstanciadas nos procedimentos n.º 5 e n.º 12, respetivamente. Tendo em conta as dúvidas colocadas pelas entidades que responderam à consulta, a ERSE considerou adequado rever o texto do MPGTG clarificando a forma de aplicação destes procedimentos.

No que respeita à neutralidade, foram acolhidos os comentários da grande maioria dos participantes que identificaram como preferível o pagamento e recebimento dos encargos de forma direta entre o GTG e os agentes de mercado, em detrimento da possibilidade do pagamento de créditos através da tarifa de UGS. A repartição dos encargos da neutralidade serão realizados em função das entradas e das saídas de gás na rede de transporte e os encargos serão calculados diariamente, com faturação mensal.

No que respeita ao período transitório, importa salientar que até à operacionalização da negociação de produtos com entrega no VTP na plataforma de negociação MIBGAS, a ERSE reconhece o OMIP-Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português) S.G.M.R., S.A., como Plataforma de compensação definida no Código de rede de Compensação bem como aprovar as regras de contratação de produtos normalizados de curto prazo por parte do GTG na Plataforma de compensação.

Durante o período em que a Plataforma de compensação se mantenha em operação o GTG anunciará previamente as necessidades de compra ou venda de produtos normalizados de curto prazo que tenha necessidade no âmbito da realização de ações de compensação. Todas as entidades que detenham o estatuto de agentes de mercado no âmbito do MPGTG têm a possibilidade de realizarem ofertas de venda e de compra na Plataforma de compensação tendo em vista satisfazer as necessidades anunciadas pelo GTG.

Outra dimensão das regras do MPGTG agora aprovadas afetada pela inexistência de um mercado organizado com produtos com entrega no VTP é a transferência de propriedade das existências de gás natural nos gasodutos dos agentes de mercado para o GTG que deveria estar concluída com a entrada em vigor do MPGTG. De facto, a necessidade de que a transferência decorra através de um processo de contratação transparente e não discriminatório aliada à necessidade de fomento de liquidez dos produtos com entrega no VTP durante o arranque da negociação do mercado organizado aconselha a transferência decorra de forma competitiva em mercado organizado à semelhança do que se verificou em Espanha.

Pelas razões atrás explicitadas entende-se que a melhor solução é a de adiar o processo de transferência da propriedade das existências para uma data posterior ao arranque do mercado organizado em Portugal. Até que o processo de transferência de existências esteja concluído mantêm-se as obrigações de constituição de existências na RNTGN nos termos atualmente em vigor e, sendo o gás natural que se encontra na RNTGN propriedade dos agentes de mercado, a atribuição de flexibilidade do *linepack*

disponibilizada pelo GTG será feita de acordo com as atuais as regras de disponibilização de Margem Comercial.

2 COMENTÁRIOS E OBSERVAÇÕES DA ERSE

PERÍODO TRANSITÓRIO	
Comentário	Observações da ERSE
<p>As contribuições recebidas na presente consulta pública sublinharam a importância de prever um período transitório para adaptação dos agentes de mercado aos novos procedimentos que materializam o MPGTG. (Conselho Tarifário, CEPSA, GALP Energia, Endesa, EDP Distribuição, EDP Gás Distribuição, EDP S.A. e AGN)</p> <p>Conselho Tarifário, CEPSA, GALP Energia, Endesa e AGN propõem que este período tenha a duração (mínima) de seis meses, enquanto a EDP Distribuição sugere que se conceda “um período alargado de adaptação ao novo funcionamento do setor” sem propor explicitamente a sua duração.</p> <p>Esta solicitação é justificada pela necessária adaptação de sistemas informáticos que concretizem os fluxos de informação entre agentes de mercado e o gestor técnico global do SNGN, bem como para a formação de recursos humanos.</p> <p>A CEPSA sugere ainda que no decurso deste período transitório não sejam aplicadas penalizações.</p>	<p>A ERSE concorda com a proposta.</p> <p>O Despacho de aprovação do MPGTG integra as medidas provisórias a aplicar no período transitório de implementação do referido manual.</p>
<p>(Conselho Consultivo)</p> <p>“O facto das alterações propostas merecerem um acordo generalizado do CC, não invalida uma recomendação de que seja estabelecido um calendário considerado exequível pelos</p>	<p>A ERSE concorda com a proposta do Conselho Consultivo.</p> <p>O Despacho de aprovação do MPGTG integra as medidas provisórias a aplicar no período transitório de implementação do referido manual.</p>

PERÍODO TRANSITÓRIO	
Comentário	Observações da ERSE
<p>diferentes participantes no SNGN, para uma implementação faseada, que decorra sem a criação de constrangimentos que prejudiquem a eficácia das mesmas.</p> <p>(...)</p> <p>O CC considera que devem ser asseguradas todas as condições para a adaptação dos operadores e dos agentes às novas exigências que resultam da aplicação deste manual, devendo ser estabelecidos prazos mais alargados para as alterações regulamentares que envolvam maior impacte em termos de sistemas de informação.”</p>	
<p>(Conselho Tarifário)</p> <p>“Neste quadro, o CT entende ser necessário que, pelo menos durante o primeiro ano de aplicação deste manual, a ERSE acompanhe e ajuste quando necessário a sua implementação, considerando medidas transitórias para permitir que todos os participantes possam ajustar os seus processos da forma mais correta em tempo útil, para que os objetivos sejam plenamente conseguidos.”</p>	<p>A ERSE concorda com a proposta do Conselho Tarifário.</p> <p>O Despacho de aprovação do MPGTG integra as medidas provisórias a aplicar no período transitório de implementação do referido manual.</p> <p>A ERSE fará a supervisão das medidas provisórias, com particular ênfase no funcionamento do mercado grossista (MIBGAS), no modelo de prestação de informação e na fixação dos parâmetros relativos à constituição do gás de operação e serviço de flexibilidade do <i>linepack</i>.</p>

ESTATUTO DE AGENTE DE MERCADO	
Comentário	Observações da ERSE
<p>(MIBGAS)</p> <p>“No ponto 3 (Sligas e Definições, página 4, definição que afeta a descrição efectuada no ponto 1 da página 11), define-se o termo “Agente de mercado”, no qual se incluem tanto as entidades que operam no Mercado Organizado do Gás como aquelas que operam mediante a celebração de contratos bilaterais.</p> <p>Cremos que a utilização do termo deste modo pode gerar confusão, uma vez que “Agente” é o termo utilizado no Regulamento de Funcionamento do Mercado Organizado do Gás para referir exclusivamente as entidades que estão registadas e operam no Mercado Organizado do Gás gerido pelo MIBGAS, sendo mais conveniente utilizar no Manual, submetido a consulta pública, a expressão “Entidade Habilitada” (Sujeito Habilitado), por coerência com o regulamento espanhol....”</p>	<p>Comentário não aceite.</p> <p>A definição de “Agente de mercado” está presente no Regulamento de Relações Comerciais cujas normas habilitantes são os Decretos-Lei n.ºs 230/2012 e 231/2012, de 26 de Outubro, que constituem a legislação de base do setor do gás natural, prevendo os direitos e as obrigações dos diversos agentes de mercado. Por esta razão não é possível alterar o conceito de “Agente de mercado” conforme proposto.</p>
<p>(MIBGAS)</p> <p>“O ponto 3 do procedimento prevê que, no caso de uma entidade entrar em incumprimento por não efectuar um pagamento ou por não manter as necessárias garantias bancárias, disporá de um prazo de 5 dias úteis para resolver o problema antes da suspensão temporária do Contrato e, conseqüentemente, da perda da licença para actuar no Mercado.</p> <p>Se o agente não apresenta garantias para suportar as suas operações (seja por falta de manutenção das garantias bancárias, seja por falta de pagamento), entendemos que não deveria poder contrair mais obrigações no mercado; por este motivo a perda de licença para</p>	<p>Não aceite.</p> <p>Os incumprimentos de pagamentos ou garantias a que se refere o MPGTG são apenas em relação a obrigações com o GTG.</p> <p>Os incumprimentos de pagamentos ou garantias no âmbito da atividade no mercado organizado terão as conseqüências suspensivas de acesso ao mercado organizado que se disponham nas regras do mercado organizado.</p>

ESTATUTO DE AGENTE DE MERCADO	
Comentário	Observações da ERSE
operar no Mercado deve ser imediata, sem prejuízo de dispor de 5 (cinco) dias úteis para solucionar o(s) incumprimento(s)..”	

LINEPACK	
Comentário	Observações da ERSE
<p>(Conselho Consultivo)</p> <p>“No que respeita aos modelos de compensação de rede previstos no código de rede europeu de balanço, tal como referido em parecer anterior, o CC considera positiva a oferta de um serviço de flexibilidade aos agentes de mercado com recurso ao <i>linepack</i> disponível, concretizado no procedimento nº5 desta proposta de revisão do MPGTG.</p> <p>No entanto, o CC considera que para que o serviço seja efetivamente útil para os agentes de mercado, alguns aspetos das regras associados ao mesmo deverão ser melhor explicitados, designadamente os relativos às condições, datas e prazos. De facto, tal como proposto, o serviço deve ser contratado pelos agentes de mercado sem que tenha sido divulgado até ao momento qualquer conhecimento do montante e preço disponível, estando apenas anunciado que a atribuição se fará por rateio entre agentes. Considera-se que por uma questão de transparência e eficácia, os volumes e preços do serviço de <i>linepack</i> a disponibilizar pelo GTG para cada mês deverão ser previamente anunciados antes da sua contratação por parte dos agentes.</p> <p>Considera também o CC que deve ser introduzida uma cláusula de revisão do procedimento ao final de um período de aplicação, por exemplo de 6 meses, designadamente para verificar os impactos da decisão de não inclusão dos consumos com medição intradiária na elegibilidade de acesso a este serviço. De facto, apesar de terem outros mecanismos de flexibilidade à sua disposição, estes consumidores são os que apresentam maior potencial de</p>	<p>O serviço de flexibilidade do <i>linepack</i> tem associados dois parâmetros fixados anualmente, designadamente a oferta de capacidade associado ao serviço e o preço aplicável. Ambos os parâmetros são propostos pelo GTG e aprovados pela ERSE, em simultâneo com a fixação de tarifas e preços para cada ano gás, ainda que a oferta e o preço referidos se apliquem ao designado ‘ano de atribuição de capacidade’ (das 05:00 de 1 de outubro até às 05:00 de 1 de outubro do ano seguinte).</p> <p>O MPGTG não define estes dois parâmetros para que a sua fixação em base anual não imponha alterações ao manual que se encontre em vigor. Porém, estes dois parâmetros são conhecidos previamente ao processo de subscrição do serviço, ainda que no primeiro ano de implementação do MPGTG a aprovação formal dos parâmetros ocorra com o despacho de aprovação do manual.</p> <p>As eventuais necessidades de revisões ao procedimento de subscrição do serviço, incluindo a elegibilidade, serão aferidas em função da eficácia e desempenho do serviço.</p>

LINEPACK	
Comentário	Observações da ERSE
desvio, que pode não ser possível corrigir na totalidade com recurso aos mecanismos disponibilizados.”	A eliminação do risco de desequilíbrios individuais para o segmento dos consumos com MI, em função da informação prestada pelo GTG, reduz drasticamente a necessidade do serviço de <i>linepack</i> para os consumos com MI. Assim, entende a ERSE que essa faculdade deve destinar-se ao segmento sujeito a risco efetivo (os consumos com MD) e às ações de compensação do GTG que, no atual modelo, passam a absorver no período intradário os desequilíbrios dos consumos com MND e MI.
<p>(Conselho Consultivo)</p> <p>“Já no que respeita aos consumos com medição diária, deverão ser também melhor explicitadas as regras aplicáveis à informação a enviar ao GTG pelos agentes de mercado que sejam fornecedores deste tipo de consumos, chamando-se a atenção para o facto de atualmente as previsões de consumo dos agentes serem preparadas de forma agregada entre consumos MD e MND.”</p>	<p>A ERSE concorda e pretende acompanhar o desenvolvimento das plataformas de troca de informação entre o GTG e os agentes de mercado.</p> <p>A troca de informação referente à programação mensal, onde será concretizada a desagregação dos consumos com MD dos agentes de mercado, será integrada na plataforma ATR do GTG.</p>
<p>(AdC)</p> <p>“Entende a AdC que a exclusão dos consumos com medição não diária do acesso ao serviço de <i>linepack</i> também é suscetível de produzir impactos na concorrência, em particular quando</p>	<p>A ERSE manifesta as mesmas preocupações da AdC sobre esta matéria, materializadas na recente revisão regulamentar do ROI onde foi adotada a ‘Variante 2’ para o modelo de fornecimento de informações.</p>

LINEPACK	
Comentário	Observações da ERSE
<p>se trate de pequenos agentes de mercado que atuem exclusivamente no segmento doméstico e potencialmente com menor acessibilidade a mecanismos de flexibilidade.</p> <p>Não se vislumbra que o critério de diferenciação utilizado (frequência de medição) possa exclusivamente determinar a necessidade de instrumentos de flexibilidade, incluindo <i>linepack</i>, que é idêntica para comercializadores com e sem clientes com medição diária, resultando, por conseguinte, num fator de diferenciação infundado.”</p>	<p>Com efeito, a ‘Variante 2’ tem como princípio que os consumos com MND sejam conciliados em função de informação prestada pelo GTG <i>ex-ante</i>.</p> <p>As previsões de utilização do segmento com MND são comunicadas pelo GTG às 12:00h do dia <i>d-1</i> e as nomeações dos agentes de mercado fecham às 13:00h do mesmo dia (iniciando a janela de renomeações às 15:00 do dia <i>d-1</i> até às 03:00 do dia gás <i>d</i>).</p> <p>O risco de desequilíbrios para os consumos com MND advém, apenas, caso os agentes de mercado ignorem as previsões que lhes são comunicadas.</p> <p>Mesmo os ajustamentos do dia <i>d-1</i> são comunicados no intradiário com a janela de renomeações aberta, pelo que a necessidade de instrumentos de gestão de risco para o segmento dos consumos com MND é virtualmente nula.</p> <p>Assim, entende a ERSE que o <i>linepack</i> deve destinar-se ao segmento sujeito a risco efetivo (os consumos com MD) e às ações de compensação do GTG que, no atual modelo, passam a absorver no período intradiário os desequilíbrios dos consumos com MND e MI.</p>

LINEPACK	
Comentário	Observações da ERSE
<p>(EDP S.A.)</p> <p>«Devem ser explicitadas as condições em que o GTG não disponibiliza serviço de flexibilidade de <i>linepack</i> aos agentes de mercado.</p> <p>Por outro lado, se atualmente existe uma quantidade de <i>linepack</i> suficiente para atribuir a cada agente de mercado uma variação de existências na rede de acordo com a sua utilização, não é claro em que condições no futuro (...) o GTG não tenha as condições necessárias para oferecer este serviço.</p> <p>Igualmente deverá ser clarificado (...) quando se diz que o ORT “não tem de celebrar...” se pretende dizer que o ORT fica impedido de celebrar os contratos referidos nesta alínea ou se o pode fazer e, neste caso, é necessário clarificar os moldes em que tal deve ocorrer e com que condições.»</p>	<p>A ERSE sublinha ainda que a gestão do equilíbrio entre a oferta e a procura de gás na RNTGN, no período intradiário, deve ter uma dimensão residual face ao que são as necessidades de aprovisionamento dos agentes de mercado, sendo de referir que o <i>linepack</i> não tem dimensão para fazer face a situações de gestão de aprovisionamento.</p> <p>O serviço de flexibilidade do <i>linepack</i> tem associados dois parâmetros fixados anualmente, designadamente a oferta de capacidade associado ao serviço e o preço aplicável. Ambos os parâmetros são propostos pelo GTG e aprovados pela ERSE, em simultâneo com a fixação de tarifas e preços para cada ano gás, ainda que a oferta e o preço referidos se apliquem ao designado ‘ano de atribuição de capacidade’ (das 05:00 de 1 de outubro até às 05:00 de 1 de outubro do ano seguinte).</p> <p>A oferta de capacidade está subjacente ao risco assumido pelos agentes de mercado e pelo GTG, tratando-se de uma faculdade que, no atual modelo, será necessariamente partilhada.</p>

LINEPACK	
Comentário	Observações da ERSE
	A oferta de um serviço de flexibilidade do <i>linepack</i> deverá ainda considerar os impactos no mercado grossista, sendo que na aprovação da oferta de capacidade do serviço a ERSE será, também, sensível a este aspeto.
<p>(EDP S.A.)</p> <p>“...os clientes com MI, designadamente as centrais de ciclo combinado, não são elegíveis para aceder ao serviço de flexibilidade de <i>linepack</i>.</p> <p>Tendo em conta que os clientes com MI são os que apresentam maior potencial de desbalanceamento, pode não ser possível em d+1 corrigir os desvios verificados em d, condição necessária (...) para não serem sujeitos ao pagamento de penalidades por desequilíbrio.</p> <p>Em relação aos consumos de clientes com MD, fica estabelecido que os agentes de mercado têm de enviar informação relativa à identificação dos pontos de consumo com MD na sua carteira de clientes bem como previsão de consumos para esses pontos.</p> <p>Note-se que, face ao cenário atual em que estas previsões são efetuadas de forma agregada por GRMS, esta alteração é muito significativa e irá obrigar a desenvolvimentos de sistemas e de operação por parte dos agentes de mercado, que não são imediatos.”</p>	<p>O modelo proposto atribui para os consumos com MI as quantidades comunicadas na última atualização efetuada no intradiário, ou seja, as quantidades que entram no apuramento dos desequilíbrios diários são comunicadas previamente aos agentes de mercado (com a janela de renomeações aberta).</p> <p>A eliminação do risco de desequilíbrios individuais para o segmento dos consumos com MI, em função da informação prestada pelo GTG, reduz drasticamente a necessidade do serviço de <i>linepack</i> para os consumos com MI. Assim, entende a ERSE que essa faculdade deve destinar-se ao segmento sujeito a risco efetivo (os consumos com MD) e às ações de compensação do GTG que, no atual modelo, passam a absorver no período intradiário os desequilíbrios dos consumos com MND e MI.</p>

LINEPACK	
Comentário	Observações da ERSE
	<p>Relativamente à segunda questão, a ERSE concorda e pretende acompanhar o desenvolvimento das plataformas de troca de informação entre o GTG e os agentes de mercado.</p> <p>A troca de informação referente à programação mensal, onde será concretizada a desagregação dos consumos com MD dos agentes de mercado, será integrada na plataforma ATR do GTG.</p>
<p>(EDP S.A.)</p> <p>“Não se percebe a razão pela qual o GTG não apresenta o valor de <i>linepack</i> a disponibilizar em cada mês para o mês seguinte, antes da subscrição deste serviço por parte dos Agentes de Mercado.</p> <p>Na prática, os agentes subscrevem um serviço que não conhecem podendo estar a incorrer uma contratação por excesso ou por defeito face às suas necessidades.</p> <p>Para garantir a transparência do processo, o valor de <i>linepack</i> disponível para o mês seguinte deve ser sempre anunciado antes da subscrição ou, pelo menos, os Agentes de mercado devem poder ajustar o seu pedido após o anúncio pelo GTG da quantidade de <i>linepack</i> disponível.</p> <p>O apuramento do valor do <i>linepack</i> deve assentar em regras e metodologias que deveriam constar deste MPGTG.”</p>	<p>O serviço de flexibilidade do <i>linepack</i> tem associados dois parâmetros fixados anualmente, designadamente a oferta de capacidade associado ao serviço e o preço aplicável.</p> <p>O MPGTG não define estes dois parâmetros para que a sua fixação em base anual não imponha alterações ao manual que se encontre em vigor. Porém, estes dois parâmetros são conhecidos previamente ao processo de subscrição do serviço.</p> <p>A subscrição do serviço do <i>linepack</i> permite aos agentes de mercado solicitarem a capacidade que desejem, ainda que, posteriormente, a capacidade seja atribuída mensalmente por rateio dos consumos com MD caso a procura agregada seja superior à oferta. Importa por isso sublinhar que a</p>

LINEPACK	
Comentário	Observações da ERSE
<p>O mecanismo de subscrição de <i>linepack</i> deve prever regras de flexibilidade que acomodem variações que decorram entre a data de subscrição (dia 25 de M-1) e d-1, como sejam variações relevantes de carteira de clientes com MD entre agentes de mercado</p>	<p>atribuição/subscrição está subjacente à prévia solicitação do serviço por parte dos agentes de mercado.</p> <p>Uma vez atribuído, durante o mês em causa, o agente de mercado dispõe da banda de flexibilidade que lhe foi atribuída estando vinculado ao pagamento do serviço.</p> <p>Foram realizadas pequenas modificações no texto do MPGTG que tornem o processo de subscrição mais claro.</p>
<p>(EDP S.A.)</p> <p>“...o agente de mercado deve poder ajustar o seu pedido de <i>linepack</i> depois de conhecer o valor disponibilizado pelo GTG.</p> <p>A opção de contratar mais ou menos flexibilidade até a um máximo permitido deve ser sempre uma opção do agente de mercado e não uma imposição do GTG.”</p>	<p>O serviço de flexibilidade do <i>linepack</i> prevê que os agentes de mercado solicitem a capacidade que pretendem adquirir.</p> <p>Uma vez atribuído, durante o mês em causa, o agente de mercado dispõe da banda de flexibilidade que lhe foi atribuída estando vinculado ao pagamento do serviço.</p> <p>Foram realizadas pequenas modificações no texto do MPGTG que tornem o processo de subscrição mais claro.</p>
<p>(EDP S.A.)</p> <p>“...parece resultar que os agentes que tenham acesso a <i>linepack</i> devem, ainda assim, equilibrá-lo diariamente, retirando a este instrumento a flexibilidade que lhe poderia estar associada. A atribuição de uma quantidade de <i>linepack</i> a um agente de mercado deve permitir-</p>	<p>O serviço de flexibilidade do <i>linepack</i> está obrigado ao cumprimento do Capítulo IX do Regulamento (EU) n.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março, sendo de sublinhar que nos termos do n.º 6 e n.º 7 do artigo 43.º os utilizadores</p>

LINEPACK	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Ihe ajustar as suas posições de forma livre ao longo do mês de atribuição, tendo apenas de garantir que o valor no início do mês é idêntico ao valor no final do mês.”</p>	<p>estão obrigados a interações diárias com o GTG (nomeações e renomeações).</p> <p>A proposta apresentada pela EDP não está contemplada no referido regulamento, que é bastante prescritivo nesta matéria.</p>
<p>(GALP Energia)</p> <p>“O serviço de flexibilidade a ser passível de aquisição pelos agentes de mercado, não possui, nenhuma referência de preço nem de valor global a ser disponibilizado, unicamente está definido que será pelo GTG apresentado uma proposta de preço e volume, à ERSE, para aprovação. Aguardando os agentes de mercado, que sendo este um serviço que irá gerar mais remuneração para o GTG, seja comercializado a um preço simbólico, caso contrário, existirá uma segmentação de clientes, em que os MND e MI, desde que bem programados, não possuem custos de qualquer natureza e não possuirão desequilíbrios, contrariamente a esta tipologia de clientes, encontram-se os MD, que estarão sujeitos logo à partida a sobrecustos: aquisição de flexibilidade de <i>linepack</i> e posteriormente às incertezas dos seus consumos, que podem resultar de variações na produção, avarias, etc, que irão gerar desequilíbrios no balanço do agente de mercado.”</p>	<p>O preço do <i>linepack</i> será sensível a um conjunto de aspetos, designadamente (i) as tarifas de armazenamento (gás natural e GNL), (ii) o preço do gás no mercado grossista, (iii) o preço aplicável aos desequilíbrios e, como refere a GALP Energia, o valor razoável deste instrumento de gestão de risco.</p>
<p>(GALP Energia)</p> <p>“No Procedimento 5, sobre a subscrição do serviço de flexibilidade pelos agentes de mercado, está contemplado que será efetuado através da programação mensal, onde serão</p>	<p>A subscrição do serviço de flexibilidade com base no histórico de fornecimentos aos consumidores com MD, embora mais expedito, tem a limitação de impor pelo menos dois meses de <i>delay</i> entre o período de atribuição do serviço e o período de</p>

LINEPACK	
Comentário	Observações da ERSE
<p>diferenciados os consumos por GRMS e por tipologia MND e MD, com a consequente adaptação dos agentes de mercado a um formato de programação mensal diferenciado dos restantes, onde nos restantes não há que diferenciar consumos de MND e MD por GRMS, é nomeado o valor global por GRMS. Propomos que os modelos de programação sejam iguais, independente do período de programação. Uma vez que sendo o GTG portador de toda a informação sobre a carteira individual de cada agente de mercado de clientes tipologia MD, encontra-se em condições de gerir o processo de disponibilização de flexibilidade de <i>linepack</i>, informando os agentes de mercado individualmente do seu valor passível de contratação, tornando-se o processo muito ágil e não impactando com diferentes tipologias de ficheiros de programações ao longo dos diferentes horizontes de programação.”</p>	<p>aferição do histórico de consumos com MD. Este facto cria desacoplamento entre as carteiras e o serviço de flexibilidade.</p> <p>A subscrição com base nas previsões para o mês de atribuição permite um maior acoplamento do serviço à carteira de compensação dos agentes de mercado. Contudo, as previsões devem ser validadas pelo GTG com base no histórico, admitindo-se que as carteiras não variem de forma súbita e drástica.</p> <p>A ERSE pretende acompanhar o desenvolvimento das plataformas de troca de informação entre o GTG e os agentes de mercado.</p> <p>A troca de informação referente à programação mensal, onde será concretizada a desagregação dos consumos com MD dos agentes de mercado, será integrada na plataforma ATR do GTG.</p>
<p>(Grupo Gas Natural Fenosa)</p> <p>“... pedimos a habilitação do serviço começando a 1/10/16 que consideramos muito necessário para equilibrar os consumos de medição diária na carteira de balanço do comercializador e</p>	<p>A ERSE concorda com a proposta.</p> <p>O serviço de flexibilidade do <i>linepack</i>, no período transitório de implementação do MPGTG, não terá custos.</p>

LINEPACK	
Comentário	Observações da ERSE
que este serviço não tenha custo nenhum até que as repartições dos MD tenham uma maior qualidade.”	
<p>(Mibgas)</p> <p>“... se adote uma posição de prudência e que este serviço não seja implementado até que o mercado se torne operacional, a plataforma de negociação disponha de um grau de liquidez suficiente e se tenha adquirido experiência suficiente no desenvolvimento das ações de compensação do mercado.”</p>	<p>A ERSE terá uma posição de prudência relativamente ao serviço de flexibilidade do <i>linepack</i>, porém, na nossa perspetiva, este serviço será tanto mais necessário quanto menos operacional esteja o mercado grossista.</p> <p>A ERSE será sensível aos eventuais impactos do serviço de flexibilidade do <i>linepack</i> no mercado grossista, sublinhando que o mesmo será indispensável no arranque da implementação do novo modelo de compensação.</p>

PREVISÕES DOS CONSUMOS DO SEGMENTO COM MEDIÇÃO NÃO DIÁRIA (MND)	
Comentário	Observações da ERSE
<p>As contribuições à presente consulta pública referiram a necessidade de rever as metodologias presentemente em vigor para a previsão dos consumos com medição não diária (MND), sublinhando a necessidade de rever o Guia de Medição Leitura e Disponibilização de Dados (GMLDD) no que respeita a esta matéria.</p> <p>A GALP Energia e a EDP S.A. sugerem a implementação de um regime de incentivos à Entidade Responsável pelas Previsões (ERP), como forma de valorizar “a importância da correção nas previsões antes e durante o dia gás.” A AGN refere a necessidade de introdução de “regras claras de incentivo à qualidade das previsões”.</p>	<p>A ERSE toma nota da proposta apresentada, reconhecendo a importância da existência de previsões com boa qualidade antes e durante o dia de gás. Contudo, entende a ERSE que a consideração de eventuais mecanismos de incentivo à boa qualidade das previsões deverá beneficiar de um período prévio para estabilização das metodologias de previsão e aquisição de experiência com a implementação do modelo que agora se consagra, no que diz respeito, nomeadamente, aos impactos das previsões realizadas.</p> <p>O processo de revisão do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do gás natural, que se encontra em curso, irá beneficiar da prévia publicação do MPGTG e, nesse sentido, não deixará de, nos pontos relevantes, se articular com as disposições do MPGTG.</p>
<p>(EDP S.A.)</p> <p>“... é referido que, na ausência de informação em d-1, por parte dos ORD, relativamente à caracterização das carteiras de compensação dos agentes de mercado, no que diz respeito a clientes com MND, o GTG utilizará os dados recebidos na última atualização de carteiras fornecida pelos ORD.</p>	<p>A ERSE toma nota da proposta.</p> <p>A ERSE reconhece que a existência de uma caracterização das carteiras de compensação dos agentes de mercado com MND é fundamental para a existência de boas previsões pelo</p>

PREVISÕES DOS CONSUMOS DO SEGMENTO COM MEDIÇÃO NÃO DIÁRIA (MND)	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Esta disposição pode representar um risco no caso de esta informação não ser enviada por um período alargado no tempo, com impacto relevante na qualidade da previsão efetuada pela ERP para o consumo com MND de cada agente. Neste sentido, deve ser estabelecido um prazo razoável (sugerem-se 5 dias) e ser estabelecido um mecanismo de incentivo para minimizar este tipo de falhas de informação por parte dos ORD.”</p>	<p>que, idealmente, a atualização das carteiras fornecidas pelos ORD deverá decorrer diariamente.</p> <p>Sem prejuízo de monitorizar a implementação do modelo de trocas de informação, a ERSE entende que o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do gás natural, cujo processo de revisão teve já início, é o documento mais adequado para a definição de prazos de envio de informação.</p>
<p>(EDP S.A.)</p> <p>«É referido que a ERP envia ao GTG os perfis de consumo aplicáveis ao dia d, em d-1.</p> <p>Não fica claro desta redação se estes perfis são os perfis já atualmente publicados pela ERSE já que, enquanto este capítulo remete para uma atualização diária, as fórmulas previstas no capítulo 4 deste procedimento apenas referem como perfil um consumo diário, não sendo referido qualquer ajuste de sazonalidade. Por outro lado, no esquema apresentado no documento justificativo não há qualquer fluxo de informação dos ORD à ERP no que diz respeito a estes perfis, donde se entende que se refira aos perfis publicados anualmente com um consumo médio diário “anualizado”.</p> <p>Saliente-se que a qualidade da previsão inicial na MND tem um forte impacto no risco a assumir posteriormente pelos comercializadores pelo que, não sendo uma variável controlada pelos mesmos deve ser assegurada a qualidade desta previsão.</p>	<p>A ERSE toma nota dos comentários e das propostas.</p> <p>A ERSE reconhece que a existência de perfis de consumo adequados e atualizados é um aspeto fundamental para a qualidade das previsões. No entanto, até que os mesmos sejam revistos, as previsões têm de ser efetuadas com as ferramentas atualmente existentes.</p> <p>A este propósito cabe ainda referir a publicação da Diretiva da ERSE n.º 16/2016, de 19 de setembro, que institui a criação de um grupo de trabalho, composto pela REN Gasodutos, pelos ORD e pela ERSE, com vista ao mapeamento dos fluxos de informação necessários entre os ORD e a ERP, no âmbito da proposta de perfis de consumo prevista no RRC. A ERSE entende que as metodologias de previsão e os fluxos de</p>

PREVISÕES DOS CONSUMOS DO SEGMENTO COM MEDIÇÃO NÃO DIÁRIA (MND)	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Entendemos que os atuais perfis publicados anualmente não são adequados à previsão. Sendo a ERP a efetuar as previsões, esta deve ter a responsabilidade de desenvolver perfis adequados à previsão, sujeitos a aprovação da ERSE, cuja metodologia deve estar integrada no GMLDD. Não obstante, este manual poderia estabelecer que, numa fase transitória, a ERP utilize os atuais perfis publicados anualmente, devendo contudo apresentar novos perfis em prazo a definir neste manual.</p> <p>Acresce que este Manual deve ainda estabelecer um mecanismo de incentivos para assegurar a otimização de performance na atividade da ERP, que terá naturalmente reflexo em menor risco e custos para os agentes de mercado e, como tal, para o sistema.</p> <p>Sugere-se ainda a seguinte alteração de redação:</p> <p>Onde se lê:</p> <p><i>“No dia anterior ao dia gás (d-1), até às 11:00h, a ERP deve fornecer ao GTG os dados relativos aos perfis de consumo relativos a consumidores com MND, aplicáveis ao dia gás d.</i></p> <p><i>Os perfis referidos são determinados de acordo com uma metodologia de previsão integrada no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.”</i></p> <p>Deve ler-se:</p> <p><i>No dia anterior ao dia gás (d-1), até às 11:00h, a ERP deve fornecer ao GTG e ao ORD os dados relativos aos perfis de consumo relativos a consumidores com MND, aplicáveis ao dia gás d.</i></p>	<p>informação associados devem ser objeto de reflexão no âmbito deste grupo de trabalho e no âmbito do processo de revisão do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico, que teve já início.</p> <p>Deste modo, a ERSE decide pela não introdução de alterações ao articulado.</p>

PREVISÕES DOS CONSUMOS DO SEGMENTO COM MEDIÇÃO NÃO DIÁRIA (MND)	
Comentário	Observações da ERSE
<p><i>Os perfis referidos são determinados pela ERP de acordo com uma metodologia de previsão integrada no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.</i></p>	
<p>(EDP S.A.)</p> <p>“...parece resultar que esta previsão não será ajustada de qualquer fator de sazonalidade o que naturalmente tem impacto negativo na qualidade da previsão efetuada.</p> <p>Por outro lado, e conforme comentário acima, os perfis atualmente disponíveis carecem de maior desagregação, nomeadamente por zona geográfica (no limite por área de concessão) já que o consumo tipo dos clientes apresenta grande dispersão em função da sua localização geográfica e ao assumir um consumo tipo nacional poder-se-á estar a introduzir um forte enviesamento nas previsões por agente.</p> <p>(...) devem ser estabelecidos mecanismos de monitorização e incentivos que conduzam à adoção de melhores práticas nesta previsão, nomeadamente com o desenvolvimento pela ERP de perfis adequados à previsão – desagregação por tipologia de cliente e zona geográfica, correção de sazonalidade, ... - os quais devem ser sujeitos à aprovação da ERSE..”</p>	<p>Em relação a este comentário remetemos para a resposta anterior.</p>
<p>(EDP S.A.)</p> <p>“...estabelece-se que para efeitos de apuramento do desequilíbrio inicial e desequilíbrio final são atribuídos aos agentes de mercado para os seus consumos com MND no dia gás d as previsões comunicadas pelo GTG em d-1. Por outro lado, no procedimento nº 13 –</p>	<p>De facto o Procedimento n.º 6 do MPGTG apura uma das componentes que é tida em conta para efeitos de apuramento do desequilíbrio inicial e desequilíbrio final.</p>

PREVISÕES DOS CONSUMOS DO SEGMENTO COM MEDIÇÃO NÃO DIÁRIA (MND)	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Apuramento de desequilíbrios diários - são referidos ajustamentos diários e mensais, existindo uma referência expressa à sua inclusão na determinação de desequilíbrios. Como se relacionam estas duas realidades? De acordo com as regras propostas os agentes de mercado devem nomear em função das previsões efetuadas pela ERP.”</p>	<p>No entanto, as quantidades a nomear pelos agentes de mercado para o dia gás d, no que diz respeito aos consumos com MND, são as incluídas no procedimento n.º 13 do MPGTG, que inclui também ajustamentos diários e mensais.</p>
<p>(AGN)</p> <p>“Um dos principais pilares do novo modelo, e designadamente da variante 2 escolhida pela ERSE para a organização do sector à luz do código de rede de balanço, é sem dúvida a qualidade das previsões de consumo coordenadas pela ERP e remetidas aos agentes de mercado para utilização nos seus processos de nomeação.</p> <p>Desvios nas previsões de consumo irão ter como consequência maiores necessidades de balanceamento do sistema por parte do GTG e, conseqüentemente, maiores custos incorridos por esta entidade a repercutir nos agentes comercializadores através dos encargos de neutralidade.</p> <p>Consideramos por esta razão essencial que seja garantida a máxima qualidade das previsões de consumo da responsabilidade da ERP, em coordenação com os restantes operadores de rede, por um lado, e a máxima eficiência das ações do GTG para garantir o balanceamento do sistema. Desta forma, a ERSE deverá introduzir regras claras de incentivo à qualidade das previsões e de monitorização da ação do GTG.”</p>	<p>Em relação a este comentário a ERSE reitera a posição expressa em resposta a comentários anteriores sobre a qualidade das previsões de consumo MND e sobre regras de incentivo à qualidade das previsões.</p>

NOMEAÇÕES	
Comentário	Observações da ERSE
<p>(GALP Energia)</p> <p>“O agente de mercado considerando na sua nomeação da GRMS sempre um valor superior ao indicado pelo ERP-GTG, como consumo estimado de MND, para cada uma das GRMS, está protegido em termos de desequilíbrios diários.”</p>	<p>A nomeação/renomeação dos agentes de mercado deve considerar toda a informação disponível sobre consumos, designadamente as previsões dos consumos com MND, as atualizações dos consumos com MI, os ajustamentos e desvios (relativos ao dia anterior) relativos a consumos com MND e MI, os ajustamentos mensais (do mês <i>M-2</i>) e o uso da flexibilidade do <i>linepack</i> (do dia anterior).</p> <p>Todas estas comunicações são impactantes para o apuramento dos desequilíbrios (e não apenas as previsões de consumos com MND).</p>
<p>(Gas Natural Fenosa)</p> <p>“No procedimento 7, se indica que a nomeação de consumos em Alta Pressão deve ser feita com detalhe horário. Pedimos que a programação com detalhe horário só precise ser feita para consumos cuja variabilidade e perfil de consumo tenha uma incidência relevante sob a RNTGN, isto é, ciclos combinados (PERO) e não ao restante de consumos na AP”</p>	<p>A aplicação do modelo de informações, designadamente as atualizações aos consumos com MI no dia gás, carecem de nomeações/renomeações com detalhe horário para este segmento de consumidores.</p> <p>Com efeito, o modelo determina os desvios entre os fluxos reais e os fluxos previstos (quantidades confirmadas), pelo que as nomeações/renomeações horarias constituem o termo de comparação para o apuramento dos desvios.</p>

NOMEAÇÕES	
Comentário	Observações da ERSE
(EDP S.A.) “Relativamente às nomeações do CURR, não é claro se o procedimento atual se irá manter, isto é, se o CURR não tem que nomear a nível da RNTGN ficando essa competência com o CURG. Contudo, entendemos que os procedimentos atualmente em vigor são adequados.”	O procedimento em vigor relativamente a agregação das nomeações dos CURR no CURG mantém-se.

ATUALIZAÇÃO DE FORNECIMENTOS E CONSUMOS COM MEDIÇÃO INTRADIÁRIA (MI) NO DIA GÁS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>(Conselho Consultivo)</p> <p>“...recomenda o CC que sem prejuízo do envio três vezes por dia das informações reais de consumo por parte do GTG, como previsto nesta revisão do MPGTG, se mantenha como atualmente para este tipo de clientes a disponibilização de forma automática, via FTP, dos consumos horários efetuados.”</p>	<p>Será mantida a disponibilização de forma automática, via FTP, dos consumos horários efetuados pelos consumidores ligados em AP.</p> <p>Porém, só as atualizações dos consumos com MI, previstos no procedimento n.º 8 do MPGTG, serão vinculativos para o apuramento dos desequilíbrios diários.</p>
<p>(EDP S.A.)</p> <p>«No 2º parágrafo parece faltar algo na redação final da 1ª frase: “<i>No que respeita a fornecimentos e consumos, com medição intradiária, na RNTGN, nos casos em que a atribuição ao agente de mercado for diferente das quantidades confirmadas de acordo com as regras previstas no Procedimento 7 – Nomeações, Renomeações e Notificações de Transação (consumos com MI das carteiras de compensação dos agentes de mercado), o GTG deverá monitorizar o desvio dos fluxos reais face às quantidades confirmadas relativamente a.</i>”»</p>	<p>A ERSE concorda com a sugestão tendo alterado o MPGTG em conformidade.</p>
<p>(EDP S.A.)</p> <p>«Este capítulo prevê que “os desvios que ocorram após a última atualização do dia gás d são comunicados na primeira atualização do dia d+1 e atribuídos para efeitos de determinação do desequilíbrio diário inicial e desequilíbrio diário final do dia gás d+1”.</p>	<p>Refere-se ao desvio entre o consumo real e as quantidades confirmadas para o período entre as 22:00h e o termo do dia gás.</p> <p>A última atualização é comunicada <u>até às 01:00h</u>, com os desvios contabilizados até 22:00h.</p>

ATUALIZAÇÃO DE FORNECIMENTOS E CONSUMOS COM MEDIÇÃO INTRADIÁRIA (MI) NO DIA GÁS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Por um lado, não fica claro se esta regra se refere aos consumos entre as 22h00 e as 05h00 (já que a última atualização do dia d, enviada à 01h00, contém informação apenas até às 22h00) ou se se refere a desvios que resultem de não renomeações entre a 01h00 e as 02h00.</p> <p>Por outro lado, as fórmulas dos desvios (pontos 2.1, 2.2 e 2.3) não refletem esta disposição (que está também refletida no Procedimento n.º 14, ponto 8) já que não consideram os consumos reais entre as 22h00 e as 05h00 (assumem-se sempre os confirmados) e, para os períodos entre as 05h00 e as 22h00, consideram sempre o desvio entre real e confirmado (na janela temporal equivalente) sem nunca incluírem parcelas relativas a $d-1$. Estas fórmulas devem ser corrigidas no sentido de refletirem o disposto na redação dos Procedimentos n.º 8 e 14, para correções em $d+1$, relativas a desvios de d, e assim minimizar o desequilíbrio do sistema.»</p>	<p>As fórmulas dos pontos 2.1, 2.2 e 2.3 referem-se às atualizações comunicadas no decurso do dia gás, cujos fluxos associados se iniciam sempre no início do dia gás (05:00h). Procurou-se com esta formulação ser coerente com o disposto na alínea a), do n.º 2 do artigo 34.º do Regulamento (EU) n.º 312/2014, de 26 de março.</p> <p>A quantidade atribuída para apuramento de desequilíbrios considera os fluxos reais no período 05:00h e as 22:00h acrescido da quantidade confirmada entre as 22:00h e as 05:00. Trata-se de uma opção que elimina o risco dos agentes de mercado neste segmento específico, os consumos com MI, sem violar nenhuma disposição do código de rede.</p> <p>O desvio apurado para o dia $d-1$, entre as 22:00h e as 05:00h, é incorporado na fórmula de cálculo do desequilíbrio no dia gás d, no termo de consumos, tornando o algoritmo consistente.</p>
<p>(EDP S.A.)</p> <p>“O ponto 2.1 do Procedimento n.º 7 (Nomeações, renomeações e notificações de transação) prevê que os agentes de mercado que pretendam nomear capacidade para fornecimento de consumos com MI estão obrigados a apresentar quantidades indicativas (kWh) do consumo</p>	<p>A ERSE concorda com a sugestão da EDP S.A., sugerindo que estes detalhes devam ser abordados no desenvolvimento das plataformas de troca de informação entre o GTG e os agentes de mercado.</p>

ATUALIZAÇÃO DE FORNECIMENTOS E CONSUMOS COM MEDIÇÃO INTRADIÁRIA (MI) NO DIA GÁS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>horário expectável nos respetivos pontos de saída da rede de transporte. Este detalhe é aplicável igualmente nas renomeações (Ponto 2.2).</p> <p>Por outro lado, os pontos 2.1, 2.2 e 2.3 deste Procedimento preveem o apuramento de desvios por ponto de consumo.</p> <p>Já o ponto 3.4 do Procedimento n.º 9 (Repartições) estabelece a possibilidade de agregação de vários pontos de consumo, para clientes com mais de um ponto de consumo abastecido a partir da mesma ligação à RNTGN.</p> <p>Daqui entendemos que, sendo as nomeações e renomeações feitas por ponto de saída da RNTGN, os desvios também deveriam ser apurados neste racional e não por ponto de consumo.”</p>	
<p>(EDP S.A.)</p> <p>“Na descrição das parcelas individuais, onde se lê $W_{i,d}^{S,RNTGN,AP,conf.} \Big _{22:00,MI}^{05:00}$, deveria ler-se $W_{i,d}^{S,RNTGN,AP,conf.} \Big _{05:00,MI}^{22:00}$”</p>	<p>A ERSE concorda com a sugestão tendo alterado o MPGTG em conformidade.</p>
<p>(GALP Energia)</p> <p>“Entendemos existir espaço para pequenos acréscimos de eficiência no modelo definido, como é exemplo, as atualizações dos clientes APs já hoje são horárias, sendo os dados atualizados em média nos 30 minutos seguintes, ao fecho, de cada uma das horas de consumo, o novo modelo prevê 3 atualizações de consumos, esperando os agentes de mercado que continuem</p>	<p>Apesar do MPGTG não o mencionar, será mantida a disponibilização de forma automática dos consumos horários efetuados pelos consumidores ligados em AP. O tempo médio de disponibilização desta informação, conforme refere a GALP Energia no seu comentário, é inferior às três horas apontadas</p>

ATUALIZAÇÃO DE FORNECIMENTOS E CONSUMOS COM MEDIÇÃO INTRADIÁRIA (MI) NO DIA GÁS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>as atualizações horárias e também se espera que, conforme definido, o tempo de espera por cada atualização pode chegar às 3h, numa época de tecnologia, claramente é um tempo de atualização desajustado, propõe-se que seja, até 1 hora, até tendo, em consideração que o atual tempo médio é de 30 minutos. Outro exemplo de eficiência, seria a antecipação em 1h da última atualização, que passaria a ser às 21h, o que possibilita uma gestão mais adequada dos recursos humanos ao serviço dos agentes de mercado.”</p>	<p>para as atualizações dos consumos com MI apresentadas no procedimento n.º 8.</p> <p>Refira-se, contudo, que as 3 horas é o limite máximo, sendo expectável que com a consolidação do modelo de troca de informações se consigam assegurar tempos inferiores.</p> <p>Importa ainda sublinhar que as atualizações dos consumos com MI, previstos no procedimento n.º 8 do MPGTG, são vinculativos para o apuramento dos desequilíbrios diários, o que obriga a rotinas de validação adicionais por parte do GTG.</p> <p>A antecipação da última atualização das 22:00h para as 21:00h reduz o período de tempo dos consumos com MI atribuído para apuramento desequilíbrios. Tendo em conta a originalidade do modelo português no contexto europeu, no que respeita à eliminação de risco dos consumos com MI, não consideramos adequado acentuar mais a diferença deste modelo para a esmagadora maioria dos modelos já implementados (incluindo o espanhol) em que a reconciliação dos consumos com MI se efetiva no consumo real do dia gás (sem desvios transportados para o desequilíbrio do dia seguinte).</p>

ATUALIZAÇÃO DE FORNECIMENTOS E CONSUMOS COM MEDIÇÃO INTRADIÁRIA (MI) NO DIA GÁS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>(Endesa)</p> <p>«Consideramos que os comercializadores deveriam ser responsáveis pelos seus desvios. O modelo português garante “acertar” com o consumo dos clientes sem telecontagem e com os clientes de alta pressão, deixando apenas incerteza nos consumos com leitura diária, para os quais de oferta o serviço de <i>linepack</i>. Parece-nos positivo que se estabeleça de esta forma num período inicial, mas que evolua, com o tempo, para um sistema ibérico. Da mesma forma como se realizou na implementação do código de rede noutros países europeus, nos quais se aumentou a responsabilidade dos agentes de mercado na previsão dos seus consumos. No entanto, para uma maior responsabilidade, é necessário dispor de uma melhor informação intradiária do que se recebe atualmente. Por exemplo, em França e Espanha informa-se no próprio dia de toda a telecontagem e não apenas os clientes de alta pressão.»</p>	<p>A ERSE concorda com o comentário da Endesa.</p> <p>A opção pela eliminação do risco dos consumos com MND e MI está relacionada com diversos aspetos, dos quais destacamos (i) a circunstância de estarmos presentemente a implementar o MIBGAS em Portugal, (ii) a acentuada concentração do mercado retalhista (com um risco muito menor para as grandes carteiras e compensação) e (iii) a assimetria de informação.</p> <p>Conforme refere o comentário da Endesa, que vai ao encontro do Regulamento (EU) n.º 312/2014, de 26 de março, a responsabilização dos agentes de mercado deve ser suportada com a informação prestada pelos operadores, neste caso o GTG, havendo espaço para melhorar o modelo em Portugal.</p>

REPARTIÇÕES	
Comentário	Observações da ERSE
<p>(Conselho Consultivo)</p> <p>“Sendo a informação de consumos crítica para todo o processo de gestão de desequilíbrios pois é a fonte das ações dos agentes de mercado e do GTG, especial atenção deverá ser dada à informação relativa à qualidade e resiliência da medição diária de consumos pois pode afetar de forma significativa os valores atribuídos a MND que, quando existam, fecham o balanço a jusante de um ponto de entrega em alta-pressão, em especial se existirem anomalias.”</p>	<p>A ERSE partilha as preocupações do Conselho Consultivo, comprometendo-se a uma supervisão apurada do desempenho do modelo de troca de informação entre o GTG, os ORD e os agentes de mercado.</p>
<p>(EDP S.A.)</p> <p>“Consideramos positivo que fique estabelecido que os balanços nas redes de distribuição deixam de “fechar” nos CUR e que as diferenças entre os consumos apurados por estimativa e os valores efetivamente transferidos da RNTGN para a RNDGN passem a ser repartidos pelos comercializadores na proporção das suas carteiras de clientes com MND.”</p>	<p>A ERSE concorda com a posição da EDP S.A., considerando que este modelo de repartição evoluiu positivamente face ao anterior.</p>
<p>(EDP S.A.)</p> <p>«Por outro lado, consideramos que a regra definida para o caso das redes de distribuição sem consumos com medição não diária, de atribuição das diferenças ao “gás de operação” deve ser melhor explicitada e devem ser previstas medidas de controlo e monitorização da quantidade de gás alocada ao gás de operação. Deve ainda ser clarificado qual o procedimento a seguir caso os consumos apurados em MD (ajustados de perdas e autoconsumos) excedam a quantidade veiculada na GRMS. Nesta situação poder-se-ia seguir</p>	<p>Uma rede sem consumos com MND dispõe, a montante e a jusante, equipamentos de medição que apuram quantidades diárias.</p> <p>A coincidência exata das leituras a montante e a jusante, com a aplicação de fatores de ajustamento de perdas e autoconsumos estabelecidos <i>ex-ante</i>, é naturalmente uma impossibilidade.</p>

REPARTIÇÕES	
Comentário	Observações da ERSE
<p>igualmente a regra prevista na alínea e) de atribuir esta diferença à movimentação do gás de operação, sem prejuízo destas diferenças deverem ser analisadas e resolvidas pelos ORD, até ao 3º dia útil de M+1, prazo previsto na alínea f) para revisão da energia veiculada nas cadeias de medida com MD, para efeitos de apuramento de desequilíbrios diários finais.</p> <p>Ainda sobre este tema, este capítulo prevê que <i>“Para efeitos de garantir a correta aquisição de dados de medição, os ORDs deverão verificar se o somatório das quantidades de energia apuradas nas cadeias de medida dos consumidores com medição diária ... é consistente com as quantidades de energia veiculadas nas GRMS...”</i>. Por outro lado, a alínea e) deste capítulo e o ponto 4 do Procedimento n.º 12 prevê que as diferenças existentes (neste Procedimento apenas está previsto para situações em que na rede de distribuição não existam consumos com MND) sejam atribuídas à movimentação do gás de operação.</p> <p>Nesta base, não existem incentivos que promovam a otimização da performance do ORD na imputação de consumos aos agentes de mercado, assegurando uma diferença apenas residual face aos valores veiculados na GRMS. Por outro lado, a atribuição destas diferenças à movimentação de gás de operação tem custos associados que serão refletidos nos encargos de neutralidade a suportar pelos comercializadores, que não têm qualquer controlo sobre esta diferença já que a mesma resulta diretamente da atividade do ORD.</p> <p>Assim, consideramos que deve ser estabelecido um mecanismo de alinhamento de incentivos relativo aos ORD, nesta componente de capacidade de imputação de consumos aos agentes (controlo de medições, acompanhamento e gestão de fraudes, ...) de forma a salvaguardar</p>	<p>O Gás de Operação fecha as quantidades nas GRMS, dando robustez ao algoritmo.</p> <p>Nestas circunstâncias, as quantidades atribuídas ao Gás de Operação devem ter uma ordem e grandeza compatível com a incerteza dos equipamentos de medição e fatores de ajustamento de perdas e autoconsumos aplicáveis. O primeiro aspeto é matéria do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados que, se encontra presentemente em revisão, e o segundo aspeto é objeto de propostas conjuntas dos operadores das redes de distribuição que, no futuro, terão de apresentar uma melhor fundamentação.</p> <p>A ERSE entende que a implementação de um mecanismo de incentivos aos ORD para a gestão das redes de distribuição não é matéria de MPGTG, considerando assim que este não é o fórum adequado à discussão deste tema.</p>

REPARTIÇÕES	
Comentário	Observações da ERSE
<p>que as diferenças que ocorram estejam limitadas a uma banda neutra considerada razoável. As diferenças entre os valores do desequilíbrio diário apurados pelos ORDs devem ser ainda ser sujeitos a monitorização e acompanhamento por parte do ERP/GTG uma vez que no novo enquadramento regulamentar, todos os desequilíbrios imputados aos agentes terão um impacto financeiro direto na sua atividade.</p>	
<p>(EDP S.A)</p> <p>“Na alínea c) estabelece-se o apuramento de consumo em MND por diferença entre a quantidade veiculada na GRMS e os consumos em MD ajustados de perdas e autoconsumos. Já na alínea d), o consumo em MND é atribuído aos agentes de mercado em função da sua quota na previsão inicial feita em $d-1$, sem considerar nova informação e estando naturalmente muito dependente da qualidade da previsão efetuada.”</p>	<p>A repartição dos consumos com MND, no dia $d+1$, para além das quantidades veiculadas nas GRMS e dos consumos com MD não integra informação adicional das carteiras de compensação aplicável ao dia gás d.</p> <p>Os ORD apenas prestam informação adicional ao GTG, impactante nos consumos com MND, na repartição mensal corrigida.</p> <p>Assim, a metodologia de repartição dos consumos com MND apenas desconta aos fluxos reais das GRMS os fornecimentos apurados com os consumidores com MD, no dia gás d, e ajusta as previsões dos consumos com MND (comunicadas em $d-1$) para fechar o balanço nestes pontos.</p> <p>O processo de convergência destas repartições aos consumos reais é concretizada, de forma sucessiva, nas repartições</p>

REPARTIÇÕES	
Comentário	Observações da ERSE
	mensais corrigidas apresentadas pelos ORD (no âmbito do procedimento n.º 12).
<p>(EDP S.A)</p> <p>“Desta forma, consideramos que seria da maior utilidade uma articulação e alinhamento com a revisão do “Guia de medição, leitura e disponibilização de dados” (GMLDD), que também terá de ser revisto, com a presente atualização do MPGTG.”</p>	<p>Efetivamente já foi dado início ao processo de revisão do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados que deverá estar alinhada e articulada com as disposições contidas na presente atualização do MPGTG.</p>

BALANÇOS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>(EDP S.A.)</p> <p>“Relativamente ao ponto 3.5 – balanço mensal, deve ficar explícito que todos os acertos relativos ao apuramento de quantidades dos meses anteriores a incluir no balanço, até um máximo de 6 meses tal como já previsto, devem ser identificados e imputados de forma clara e transparente ao mês a que efetivamente dizem respeito.”</p>	<p>A ERSE concorda com a sugestão tendo alterado o MPGTG em conformidade.</p>
<p>(GALP Energia)</p> <p>“No que diz respeito ao Balanço Diário comercial dos agentes de mercado na RNTGN, Procedimento 4, não se encontra definido o seu método do cálculo. Este balanço é importante e vital para os agentes de mercado, para monitorização das suas atividades e para auditorias internas e externas às suas existências.”</p>	<p>Os agentes de mercado, no modelo atual, deixam de gerir existências na rede de transporte.</p> <p>A fórmula de cálculo dos desequilíbrios no Regulamento (EU) n.º 312/2014, de 26 de março, não considera inventário na rede de transporte.</p> <p>Mesmo havendo atribuição de um serviço de flexibilidade do <i>linepack</i> a abordagem deixou de prever existências máximas e mínimas na RNTGN, passando a funcionar com uma banda de tolerância a compensar no dia seguinte.</p> <p>Dentro da mesma lógica, as existências dos agentes de mercado na RNTGN devem ser devolvidas e o GTG será futuramente o responsável pelo aprovisionamento do Gás de Operação.</p>

BALANÇOS	
Comentário	Observações da ERSE
	Os agentes de mercado, doravante, só gerem existências em infraestruturas de armazenamento.
<p>(GALP Energia)</p> <p>“Adicionalmente, surgem dúvidas, para efeito de balanço diário que quantidades são utilizadas nas saídas da RNTGN, para as tipologias de clientes MND e MI? Sendo que se entende que as de MD serão as reais, uma vez que as suas diferenças são absorvidas pela flexibilidade de <i>linepack</i>, adquirida por cada agente de mercado, que medidas irão a balanço nos casos dos clientes finais com MND e com MI, estimativas/programadas ou reais?”</p>	<p>Ver comentário anterior.</p> <p>O balanço diário dos agentes de mercado na RNTGN é integralmente substituído pela determinação do desequilíbrio diário, apurado nos termos do procedimento n.º 13.</p>
<p>(GALP Energia)</p> <p>“O GTG segundo, pelo menos parte, do articulado da regulamentação, irá incorporar no denominado Gás de Operação as diferenças de medição geradas na infraestrutura Armazenamento Subterrâneo e RNTGN. Embora no Procedimento 10, no início do texto entenda-se que as Diferenças de medição serão contabilizadas por infraestrutura e devolvidas aos respetivos agentes de mercado por infraestrutura, como sempre ocorreu, entretanto pelo meio do texto, entende-se que as diferenças de medição, só serão dos agentes de mercado, as geradas no TGNL, sendo as restantes, do GTG. Tendo em conta o histórico de diferenças de medição, o GTG irá ganhar gás e consequentemente gerar para si próprio valor monetário não contabilizado em nenhuma rubrica, uma vez que irá comprar menos gás de operação, o que em termos de justiça e eficiência do SNGN, não nos parece o mais indicado. Propomos que seja seguido o princípio que estava em vigor, repartir em todas as infraestruturas as</p>	<p>As diferenças de medição, no anterior MPGTG, eram apuradas para o terminal de GNL e RNTGN. O armazenamento subterrâneo não dispõe de redundâncias em sistemas medição independentes, suficientemente fiáveis, que permita apurar diferenças de medição.</p> <p>No futuro MPGTG o tratamento das diferenças de medição no terminal de GNL não sofre alterações. Note-se, ainda, que são as diferenças de medição do terminal de GNL que, de uma forma mais ou menos sistemática, têm determinado <i>stocks</i> de gás devolvidos periodicamente aos utilizadores dessa infraestrutura.</p>

BALANÇOS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Diferenças de Medição, proporcionalmente à utilização de cada um dos agentes de mercado, nessas mesmas infraestruturas. Este princípio parece-nos justo, até porque, como o nome indica Diferenças de Medição, são geradas sem controlo e poderão um dia ser negativas e nesse caso o GTG estará a assumir um custo que não deve ser dele.”</p>	<p>Na RNTGN os agentes de mercado deixam de gerir <i>stocks</i>, pelo que eventuais diferenças de medição, muito residuais, são incorporadas no Gás de Operação. O impacto financeiro das variações do Gás de Operação são repercutidas nos encargos de neutralidade, cuja fórmula de repartição é um rateio por utilização da rede de transporte em tudo similar à anterior repercussão das diferenças de medição na RNTGN.</p> <p>Assim, parece-nos que o modelo futuro, com algumas diferenças de algoritmo, salvaguarda o mesmo princípio e deverá ter um resultado económico semelhante.</p>
<p>(Endesa)</p> <p>«Surgem algumas dúvidas relativamente ao que representam os “serviços de compensação”. (...)</p> <p>Em nenhum lugar no documento se define nem se detalha quando e como se usam estes serviços de compensação.»</p>	<p>De momento, os serviços de compensação estão apenas previstos nas fórmulas de balanço do Gás de Operação apresentadas no Procedimento n.º 10.</p> <p>Futuramente, havendo necessidade, será previsto um novo procedimento no MPGTG para a implementação de serviços de compensação, compatível com o artigo 8.º do Regulamento (EU) n.º 312/2014, de 26 de março.</p> <p>Importa sublinhar que a implementação de serviços de compensação não é um imperativo do código de rede.</p>

BALANÇOS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>(Endesa)</p> <p>«Deverá haver um ajustamento às existências dos agentes de mercado nas infraestruturas da RNTIAT, se o valor das Diferenças de Medição (DM) acumuladas em cada infraestrutura desde o último ajustamento ultrapassar o valor limite de $\pm 10\%$ do gás de operação.»</p> <p>Consideramos que se o sistema perde gás devido às diferenças de medição, os agentes não deveriam ter de proporcionar esta perda, provavelmente causada por uma gestão pouco eficiente das infraestruturas.</p> <p>Consideramos que esta perda deverá ser da responsabilidade dos titulares das infraestruturas e que para além disso, será um incentivo a realizar uma operação eficiente das mesmas. Em Espanha é responsabilidade do titular da infraestrutura as possíveis diferenças de medição.</p> <p>(...)</p> <p><i>“A integração dos ajustamentos nos balanços individuais dos agentes de mercado ocorre no termo de correção do terminal de GNL ($C_{i,d}^{TRAR}$).”</i></p> <p>Consideramos que estes dois parágrafos poderão ser incoerentes. Se os agentes de mercado nominam os ajustamentos, estes não deveriam ser considerados na correção e, em qualquer caso, faltaria incluir os ajustamentos do resto de infraestruturas, e não apenas os ajustamentos no terminal de GNL.»</p>	<p>Importa sublinhar que as diferenças de medição nada têm a ver com perdas e autoconsumos.</p> <p>Trata-se antes de uma conciliação entre sistemas medição independentes, que determinam o inventário de gás numa infraestrutura com base em metodologias distintas e suficientemente fiáveis.</p> <p>A diferença de medição pode ser negativa ou positiva, dependendo do sistema de referência. Note-se a este respeito, que a situação onde as diferenças de medição de alguma forma se notam é no terminal de GNL e, geralmente, resultam em pequenas devoluções de gás aos utilizadores.</p> <p>No MPGTG futuro a única infraestrutura onde são apuradas diferenças de medição, a ajustar pelos agentes de mercado, é o terminal de GNL.</p>

BALANÇOS	
Comentário	Observações da ERSE
(Endesa) “Consideramos que os agentes de mercado não deverão aportar o gás natural destinado a autoconsumo. Este gás deveria ser adquirido pelos titulares das instalações, o que representaria um incentivo a serem mais eficientes e em realizar uma melhor gestão.”	De momento o modelo prevê a aplicação de fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos. Este modelo poderá ser reequacionado caso o mercado organizado de gás natural (polo português do MIBGAS) esteja operacional e tenha um bom desempenho.

APURAMENTO DE DESVIOS E AJUSTAMENTOS NO DIA D+1	
Comentário	Observações da ERSE
<p>(EDP S.A.)</p> <p>“Este capítulo prevê que seja apurada uma quantidade de ajustamento no dia d+1, para aproximar a compensação da RNTGN às quantidades reais veiculadas nas redes de transporte e distribuição no dia d, que anula esta diferença e que deverá ser compensada no dia gás d+1.</p> <p>Entendemos que, sem prejuízo destes ajustamentos serem apurados em d+1, estes devem estar claramente identificados como dizendo respeito a consumos do dia d. Em todo o caso, este ajustamento reflete apenas o consumo da GRMS, sendo a MND apurada por diferença com a MD, e alocada aos agentes de mercado em função da sua quota na previsão inicial de d-1. Assim, reforçamos a importância da qualidade das previsões efetuadas já que até aqui qualquer quantidade apurada é sempre resultante das previsões iniciais.”</p>	<p>Os ajustamentos dos consumos com MND do dia gás d, são comunicados individualizadamente no dia $d+1$, sem ambiguidades relativamente ao dia a que dizem respeito.</p>
<p>(EDP S.A.)</p> <p>“Na descrição das parcelas individuais, onde se lê $W_{i,d}^{S,RNTGN,AP,conf.} \Big _{22:00,MI}^{05:00}$, deveria ler-se $W_{i,d}^{S,RNTGN,AP,conf.} \Big _{05:00,MI}^{22:00}$”</p>	<p>A ERSE concorda com a sugestão tendo alterado o MPGTG em conformidade.</p>
<p>(GALP Energia)</p> <p>“Conclui-se, que alguns dos desvios entre as programações efetuadas pelos agentes de mercado e os valores reais, de cada uma das tipologias de clientes finais de MND e MI, serão incorporadas, as respetivas diferenças, na programação de D+1. A questão que se levanta, é</p>	<p>Os agentes de mercado recebem informação do GTG que lhes permite saber com antecedência a maioria das quantidades que integram a fórmula de cálculo dos desequilíbrios, estabelecida no Procedimento n.º 13. Com efeito, à exceção</p>

APURAMENTO DE DESVIOS E AJUSTAMENTOS NO DIA D+1	
Comentário	Observações da ERSE
<p>como serão estes acertos, acompanhados e validados pelo GTG e agentes de mercado? Que tipo de informação será trocada, como se efetuam balanços diários com uma série de variáveis de acertos, com o mercado do cliente final a ter que ser dividido em 3 tipologias: MD, MND e MI e cada uma com as suas especificidades.”</p>	<p>dos consumos com MD os agentes de mercado conhecem todos os termos da fórmula de desequilíbrios no decurso do dia gás <i>d</i>. A última prestação de informação relevante para estes efeitos trata-se da terceira atualização dos consumos com MI.</p> <p>A prestação de informação por parte do GTG aos agentes de mercado deverá ser clara e devidamente discriminada, apesar de ser prestada necessariamente em momentos distintos.</p> <p>Os agentes de mercado devem nomear e renomear em função da informação que recebem. Apenas se solicita a discriminação horaria para os consumos com MI para que se possa aplicar a metodologia do procedimento n.º 8.</p>

APURAMENTO DE AJUSTAMENTOS À REPARTIÇÃO MENSAL	
Comentário	Observações da ERSE
<p>(EDP S.A.)</p> <p>“Apesar das metodologias de cálculo associadas à atualização das repartições por agente de mercado por parte dos ORDs, em função da obtenção de forma sucessiva e incremental de leituras e/ou correções dos clientes com MD e MND, devem ficar expressos os princípios a seguir por todos os ORDs na implementação das respetivas metodologias, designadamente que, tal como anteriormente referido, os acertos devem ser imputados ao mês a que dizem respeito e, preferencialmente, indicando o motivo da correção: obtenção de leitura, correção de leitura anterior, ajuste de carteiras de comercialização, etc.”</p>	<p>A ERSE concorda com o comentário tendo clarificado a metodologia a aplicar pelos ORD nas correções à repartição mensal, procurando-se desta forma maior harmonização.</p> <p>Não obstante, a ERSE entende que no MPGTG a comunicação entre ORD e GTG deve conter apenas o detalhe indispensável à aplicação do modelo, sendo de referir que não compete ao GTG interagir com os agentes de mercado para além da comunicação do ajustamento aplicável aos meses em causa.</p> <p>Tal não significa que o GTG, na sua atuação como ERP, não possa solicitar informação adicional, a qual será matéria de discussão na revisão do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados a suceder no curto prazo.</p>
<p>(EDP S.A.)</p> <p>«Sugere-se a seguinte alteração na redação:</p> <p>Onde se lê:</p> <p>“Por outro lado, os acertos nas repartições mensais da RNDGN devem também ajustar eventuais estimativas de consumos com medição diária às leituras reais, caso essas leituras tenham sido apuradas pelos ORDs após o termo do prazo de comunicação dos consumos com medição diária ao GTG, definido no Procedimento n.º 9 – Repartições.”</p>	<p>A ERSE concorda com a sugestão tendo alterado o MPGTG em conformidade.</p>

APURAMENTO DE AJUSTAMENTOS À REPARTIÇÃO MENSAL	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Dever-se-ia ler:</p> <p>“Por outro lado, os acertos nas repartições mensais da RNDGN devem também ajustar eventuais estimativas <u>correções de erros de medição, leitura e de comunicação de dados à distância, às leituras reais relativas a</u> de consumos com medição diária às leituras reais, caso essas leituras tenham sido apuradas pelos ORDs após o termo do prazo de comunicação dos consumos com medição diária ao GTG, definido no Procedimento n.º 9 – Repartições.”»</p>	
<p>(EDP S.A.)</p> <p>“Este capítulo estabelece que os ORD apuram valores corrigidos das repartições mensais: (1) para MD, decorrente de nova informação de leituras reais e atualização/substituição de estimativas e, (2) para MND.</p> <p>Daqui não fica claro se esta revisão aos valores de repartições da MND resultam apenas da diferença entre quantidades veiculadas na GRMS e novos consumos apurados para MD ou se, pelo contrário, é incorporada informação de medidas e estimativas da MND, o que estaria mais de acordo com o princípio previsto no capítulo 2, e que consideramos dever ser o princípio a seguir, de aproximação das repartições na RNDGN à melhor informação dos ORD.”</p>	<p><u>É incorporada a melhor informação sobre medidas e estimativas dos consumos com MND.</u></p> <p>A ERSE tornou mais explícita a metodologia a aplicar pelos ORD nas correções à repartição mensal (ver 4.1 – Apuramento dos valores corrigidos das repartições mensais, no procedimento n.º 12).</p>
<p>(EDP S.A.)</p> <p>“Este capítulo prevê ainda que as diferenças de GN a jusante das GRMS, não atribuível de forma clara e explícita aos agentes de mercado, sejam atribuídas à movimentação do gás de operação, sendo os custos/proveitos considerados nos encargos de neutralidade.</p>	<p>A ERSE, conforme referiu no documento justificativo da consulta, sublinha que a aplicação de fatores de ajustamento de perdas a autoconsumos nas redes de distribuição, numa perspetiva nacional, não identificando as assimetrias</p>

APURAMENTO DE AJUSTAMENTOS À REPARTIÇÃO MENSAL	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Mais uma vez, e conforme comentado no Procedimento n.º 9, com esta redação, e utilizando o paralelo com o setor elétrico, entende-se daqui que a “reconciliação” no gás é feita através do gás de operação. Assim, nesta base não existem incentivos que promovam a otimização da performance do ORD na imputação de consumos aos agentes de mercado, assegurando uma diferença apenas residual face aos valores veiculados na GRMS. Por outro lado, a atribuição destas diferenças à movimentação de gás de operação tem custos associados que serão refletidos nos encargos de neutralidade a suportar pelos comercializadores, que não têm qualquer controlo sobre esta diferença já que a mesma resulta diretamente da atividade do ORD.</p> <p>Assim, consideramos que deve ser estabelecido um mecanismo de alinhamento de incentivos relativo aos ORD, nesta componente de capacidade de imputação de consumos aos agentes (controlo de medições, acompanhamento e gestão de fraudes, ...) de forma a salvaguardar que as diferenças que ocorram estejam limitadas a uma banda neutra considerada razoável.”</p>	<p>existentes, cria situações de excesso e/ou <i>deficit</i> de existências de gás natural nestas redes que, num modelo desta natureza, devem ser devidamente redistribuídos.</p> <p>As repartições (mensais) corrigidas devem, pelo menos teoricamente, fazer convergir as quantidades ‘compensadas’ nas redes de distribuição para os consumos reais.</p> <p>Assim, o fecho das quantidades veiculadas através das GRMS no gás de operação permitirá aferir o desempenho das redes de distribuição, sendo um instrumento relevante no “controlo de medições, acompanhamento e gestão de fraudes” conforme refere a EDP S.A.</p> <p>A ERSE entende que a implementação de um mecanismo de incentivos aos ORD para a gestão das redes de distribuição não é matéria de MPGTG, considerando assim que este não é o fórum adequado à discussão deste tema.</p>
<p>(EDP S.A.)</p> <p>«Sugere-se ainda a seguinte alteração de redação:</p> <p>Onde se lê:</p>	<p>A ERSE concorda com a sugestão tendo alterado o MPGTG em conformidade.</p>

APURAMENTO DE AJUSTAMENTOS À REPARTIÇÃO MENSAL	
Comentário	Observações da ERSE
<p><i>“Por cadeia de medida e agente de mercado, as atualizações e/ou substituições das estimativas, anteriormente comunicadas no dia d+1 do mês em causa, por leituras reais, entretanto obtidas, e relativas aos consumos com medição diária (MD), incluindo a aplicação dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos;”</i></p> <p>Dever-se-ia ler:</p> <p><i>“Por cadeia de medida e agente de mercado, as atualizações e/ou substituições das estimativas <u>correções de erros de medição, leitura e de comunicação de dados à distância</u>, anteriormente comunicadas no dia d+1 do mês em causa, por leituras reais, entretanto obtidas, e relativas aos consumos com medição diária (MD), incluindo a aplicação dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos.”»</i></p>	
<p>(EDP S.A.)</p> <p>“Este capítulo prevê o reajustamento das posições dos agentes de mercado, de forma plana, ao longo do mês M+2.</p> <p>Para garantir uma correta gestão de compra e venda pelos agentes de mercado, é importante que estes reajustamentos sejam claramente referenciados ao mês M.”</p>	<p>A ERSE clarificou a metodologia a aplicar pelos ORD nas correções à repartição mensal, procurando-se desta forma maior harmonização.</p> <p>Não obstante, a ERSE entende que no MPGTG a comunicação entre ORD e GTG, nesta matéria específica, deve conter apenas o detalhe indispensável à aplicação do modelo, sendo de referir que não compete ao GTG interagir com os agentes de mercado para além da comunicação do ajustamento aplicável aos meses em causa.</p>

APURAMENTO DE AJUSTAMENTOS À REPARTIÇÃO MENSAL	
Comentário	Observações da ERSE
	<p>A comunicação aos agentes de mercado das quantidades veiculadas nas redes de distribuição, com a desagregação adequada, continua a ser da responsabilidade dos ORD.</p> <p>Esta prestação de informação é matéria do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados e das Condições Gerais dos Contratos de Uso das Redes de Distribuição que, no curto prazo, serão revistos.</p>
<p>(GALP Energia)</p> <p>“No final do mês e de forma consecutiva nos meses seguintes, os desvios entre as quantidades estimadas numa fase inicial e as quantidades obtidas por leituras reais, serão comunicadas pelo GTG aos agentes de mercado em M+1, para serem acertadas em M+2 de forma plana, e assim consecutivamente ao longo dos meses.</p> <p>As dúvidas este modelo nos levanta e para as quais gostaríamos de obter as respostas no MPGTG é quando se programam as quantidades planas mensais dos acertos, quem é a contraparte, GTG? No nosso entender só pode ser o GTG, mas devia estar vertido em regulamento. Que segurança existe para os agentes de mercado que recebem essas quantidades, se um agente de mercado, já não tiver atividade?”</p>	<p>As quantidades planas são comunicadas no mês <i>M+1</i>, em tempo útil dos agentes de mercado adquirirem capacidade em maturidade mensal [sujeita a um multiplicador de 1,5, inferior ao aplicável nos horizontes diários e intradiários (2,0 e 2,4, respetivamente)]</p> <p>A compensação deve ser realizada todos os dias do mês <i>M+2</i>, na quantidade comunicada pelo GTG, através das entradas na RNTGN sob a forma de adequação de nomeações e renomeações ou transações de aquisição/alienação, conforme o ajustamento seja positivo ou negativo. Os agentes de mercado devem adotar a forma de compensação da RNTGN que melhor se adegue ao seu perfil.</p>

APURAMENTO DE AJUSTAMENTOS À REPARTIÇÃO MENSAL	
Comentário	Observações da ERSE
	<p>Entende-se que os mecanismos contratuais subjacentes à obtenção do estatuto de Agente de Mercado no âmbito da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, nomeadamente a existência da obrigatoriedade de prestação de garantias, servem para garantir a resolução de eventuais incumprimentos por parte do Agente de Mercado e para cobrir as obrigações contraídas no âmbito da atividade da Gestão Técnica Global e que possam perdurar após a data da cessação da atividade do Agente.</p>
<p>(Endesa)</p> <p>“... consideramos que se deveria especificar que os ajustes mensais calculam-se para os clientes sem telecontagem (MND). Em caso contrário poderiam ser consideradas as correções de consumo por duplicado já que aos clientes com telecontagem diária é aplicado o 8º ponto do procedimento 14.”</p>	<p>A ERSE concorda com o comentário, tendo clarificado a metodologia a aplicar pelos ORD nas correções à repartição mensal, procurando-se desta forma maior harmonização.</p> <p>Os ajustamentos mensais aplicam-se a consumos com MND e MD. Porém, o que sucede com os consumos com MD é apenas a determinação do desequilíbrio diário final (havendo eventuais alterações de consumos com MD referentes exclusivamente ao mês <i>M</i>).</p>

APURAMENTO DE DESIQUILÍBRIOS DIÁRIOS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>(EDP S.A.)</p> <p>«O Procedimento n.º 6 estabelece que, para efeitos de apuramento do desequilíbrio inicial e desequilíbrio final são atribuídos aos agentes de mercado para os seus consumos com MND no dia gás d as previsões comunicadas pelo GTG em $d-1$.</p> <p>O Procedimento n.º 12 estabelece que os ORD apuram valores corrigidos das repartições mensais: (1) para MD, decorrente de nova informação de leituras reais e atualização/substituição de estimativas e, (2) para MND, não ficando claro se a MND resulta apenas da diferença entre quantidades veiculadas na GRMS e novos consumos apurados para MD ou se, pelo contrário, é incorporada informação de medidas e estimativas da MND, de acordo com o princípio previsto no capítulo 2, de aproximação das repartições na RNDGN à melhor informação dos ORD.</p> <p>Neste capítulo são referidos ajustamentos diários e mensais, existindo uma referência expressa à sua inclusão na determinação de desequilíbrios, inclusive para MND: <i>“Para além de consumos e fornecimentos, a determinação de desequilíbrios também integra um termo de correções das estimativa dos consumos com medição diária (MD), nos casos em que os ORD não tenham obtido no final do dia gás leituras dos equipamentos de medição instalados, e, mais concretamente, se aproximem as previsões dos consumos com medição não diária (MND) aos consumos reais apurados à posteriori no decurso dos ciclos de leitura.”</i></p> <p>Como se relacionam estas realidades? De acordo com as regras propostas, no caso de consumos com MND, os agentes de mercado devem nomear em função das previsões</p>	<p>Os agentes de mercado recebem informação do GTG que lhes permite saber com antecedência a maioria das quantidades que integram a fórmula de cálculo dos desequilíbrios, estabelecida no Procedimento n.º 13.</p> <p>Aos consumos com MND atribuem-se as previsões comunicadas pelo GTG no dia $d-1$ (conforme o ponto 6 do procedimento n.º 6).</p> <p>Aos consumos com MI aplicam-se os consumos reais entre as 05:00h e as 22:00h acrescidas das quantidades confirmadas das 22:00h ao termo do dia gás d (às 05:00h) [conforme o ponto 3 do procedimento n.º 8].</p> <p>Aos consumos com MD atribuem-se os consumos reais [conforme o ponto 3.3 f) do procedimento n.º 9].</p> <p>Integram também a fórmula de desequilíbrios os desvios dos consumos com MI, ocorridos em $d-1$, e os ajustamentos aos consumos com MND, também ocorridos no dia $d-1$. Esta abordagem permite que, no decurso do dia gás d, sejam compensadas em espécie as diferenças entre as quantidades atribuídas e os consumos com MND e MI apurados no dia gás d, referentes ao dia $d-1$.</p>

APURAMENTO DE DESIQUILÍBRIOS DIÁRIOS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>efetuadas pela ERP. Como tal, não faz sentido que estes ajustamentos à MND sejam refletidos na determinação de desequilíbrios.»</p>	<p>A fórmula de desequilíbrio considera ainda o ajustamento mensal, isto é, integra um termo aplicável de forma plana, todos os dias do mês <i>M</i>, concretizando o reposicionamento dos agentes de mercado em função da informação mais fiável apurada pelos ORD, para o mês <i>M-2</i>.</p> <p>Para os agentes de mercado subscritores do serviço de flexibilidade do <i>linepack</i>, a fórmula de desequilíbrios contempla um termo relativo a este serviço.</p> <p>Refira-se que, à exceção dos consumos com MD, os agentes de mercado conhecem todos os termos aplicados na fórmula de desequilíbrios no decurso do dia gás <i>d</i>. A última prestação de informação relevante para estes efeitos trata-se da terceira atualização dos consumos com MI.</p> <p>A prestação de informação por parte do GTG aos agentes de mercado deverá ser clara e devidamente discriminada, apesar de ser prestada necessariamente em momentos distintos.</p> <p>Os agentes de mercado devem nomear e renomear os consumos com MI com detalhe horário para que se possa aplicar a metodologia do procedimento n.º 8.</p>

APURAMENTO DE DESIQUILÍBRIOS DIÁRIOS	
Comentário	Observações da ERSE
	<p>Os agentes de mercado devem compensar a RNTGN atendendo à informação prestada pelo GTG, modelando as entradas na rede de transporte, através de nomeações e renomeações e/ou transações de aquisição/alienação. Os agentes de mercado devem adotar a forma de compensação da RNTGN que melhor se adequa ao seu perfil.</p> <p>Às repartições mensais corrigidas dos ORD aplicam-se a quantidades veiculadas nas redes de distribuição, tendo como referencial as GRMS, e <u>incluindo a melhor informação sobre consumos com MND e MD</u>. A informação sobre consumos com MD, integrada nas repartições mensais corrigidas dos ORD é equivalente a agregação mensal do GTG (sendo que, após as 12:00h do terceiro dia útil do mês seguinte, a informação dos ORD e GTG é a mesma relativamente a consumos com MD). Assim, na determinação do ajustamento estas quantidades são canceladas e, na prática, o ajustamento mensal apenas reflete o segmento dos consumos com MND.</p>

PREÇOS DE DESEQUILÍBRIO DIÁRIOS, ENCARGOS DE COMPENSAÇÃO DIÁRIOS E PROCESSO DE CONCILIAÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
<p>(EDP S.A.)</p> <p>“Consideramos fundamental que numa primeira fase de arranque do mercado organizado em Portugal, e até que estejam publicadas e estabilizadas as regras associadas aos produtos com capacidade implícita e que exista um histórico de funcionamento do MIBGÁS em Portugal, e esteja garantida alguma liquidez, o preço de referência para o cálculo dos desequilíbrios seja calculado com base na média entre os dois polos deste mercado, o Português e o Espanhol.”</p>	<p>Não aceite.</p> <p>A proposta de MPGTG colocada a consulta já toma em consideração a possibilidade de ocorrerem situações em que, por falta de liquidez, não seja possível apurar um preço marginal no pólo português, situação na qual, se utilizará o preço de referência do pólo espanhol do MIBGAS com a aplicação da respetiva tarifa na interligação.</p> <p>A proposta de calcular um preço de referência com base na média dos dois polos poderia induzir situações em que seria mais compensador para um agente de mercado desequilibrar-se do que transacionar energia em mercado, recorrendo à contratação bilateral ou à atuação na interligação com recurso ao mercado espanhol, para evitar o desequilíbrio. Tal situação corresponderia a um incentivo ao desequilíbrio o que não é desejável.</p> <p>Há ainda a referir que a aceitação da proposta poderia ter impactos negativos ao nível dos encargos de neutralidade pelo facto de os desequilíbrios serem liquidados com base num preço médio entre os dois polos quando as compras e as</p>

PREÇOS DE DESEQUILÍBRIO DIÁRIOS, ENCARGOS DE COMPENSAÇÃO DIÁRIOS E PROCESSO DE CONCILIAÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
	vendas para efeitos de ações de compensação seriam liquidadas com o referencial de preços da zona portuguesa.
<p>(EDP S.A.)</p> <p>“Este capítulo estabelece a necessidade de fazer a distinção entre consumos com MI, com MD e com MND. Porém, são estabelecidas regras apenas para a MI e MD, não existindo qualquer disposição para MND. O documento justificativo por seu lado, refere que “será desejável que, num futuro próximo, se venha a aplicar também para os consumos com medição não diária, um processo de conciliação financeira ... de forma a que as diferenças entre os consumos reais e os consumos apurados em d+1 possam ser liquidadas com o preço de referência do período onde se verificaram as diferenças...”.</p> <p>Sugere-se que este capítulo contenha também uma parte relativa aos consumos com MND, estabelecendo desde já um prazo para definição das regras a adotar na conciliação destes desvios, já que desta forma não se atinge o objetivo definido de liquidar as diferenças entre os consumos discriminados agregados definitivos de cada agente de mercado no dia de gás d e os valores de consumo da carteira de cada agente de mercado para efeitos de desequilíbrios, ficando em falta a componente de consumos com MND..”</p>	<p>Não aceite.</p> <p>De facto não se prevê um processo de conciliação financeira relativamente aos consumos com MND pelo facto de a arquitetura definida no MPTG prever que as conciliações entre os consumos discriminados agregados definitivos e os valores de consumos para efeitos de desequilíbrios são tratadas através do processo de ajustamentos mensais com entregas/recebimentos de gás natural.</p> <p>Entende-se que a adoção de um procedimento de conciliação financeira também para os consumos com MND não deve ser feita sem que exista uma experiência acumulada de implementação das novas regras de balanço, com as quais é previsível obter uma melhoria da qualidade da informação disponibilizada, e sem que seja feita uma discussão com os <i>stakeholders</i> sobre essa possível alteração. Por estas razões entende-se que extemporânea a definição de prazos concretos para a definição de novas regras tal como proposto.</p>

PREÇOS DE DESEQUILÍBRIO DIÁRIOS, ENCARGOS DE COMPENSAÇÃO DIÁRIOS E PROCESSO DE CONCILIAÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
<p>(Conselho Tarifário)</p> <p>“ ... Entende o CT que a ERSE deverá acompanhar atentamente as diferenças de preço resultantes dos desvios das quantidades diárias, entre estimativas e consumos reais, sendo especialmente crítico o preço subjacente a essas compensações e o modo como as mesmas serão imputadas.”</p>	<p>A ERSE no quadro dos seus deveres de supervisão, estará atenta ao processo de formação dos preços de compensação e não deixará de atender a eventuais situações que configurem práticas concertadas e/ou não conformes com o desenvolvimento de um mercado concorrencial, seja para aplicação do quadro sancionatório específico do setor da energia, seja para o reporte dessas práticas à Autoridade da Concorrência e/ou à ACER, em cumprimento dos deveres estatutários e legais a que a ERSE se encontra obrigada</p>

NEUTRALIDADE	
Comentário	Observações da ERSE
<p>(Conselho Consultivo)</p> <p>“Tal como referido em parecer anterior deste Conselho, os encargos de neutralidade, tal como previstos no Código de Rede para a compensação de redes, têm associado um mecanismo cujo objetivo é garantir que o operador da rede de transporte não tem lucro nem prejuízo no âmbito das suas atividades de compensação diária da rede de transporte.</p> <p>Adicionalmente, o Código de Rede estabelece também que os encargos de neutralidade de compensação de rede devem ser pagos/recebidos pelo utilizador da rede que induz esses encargos. A Proposta de MPTGTG agora em análise estabelece que os encargos de neutralidade do valor residual das operações de balanço que seja necessário realizar pelo gestor técnico do sistema sejam devolvidos aos consumidores, através da tarifa de uso global do sistema, sempre que resultem num valor a deduzir aos custos do sistema, e suportados pelos agentes sempre que o valor resultante corresponda a um acréscimo de custos.</p> <p>Entende o CC que a Proposta de MPTGTG, deve apresentar de forma mais clara, que sempre que for possível identificar os agentes envolvidos, a devolução/repercussão dos respetivos encargos de neutralidade será feita a esses agentes de acordo com o previsto no Regulamento Europeu 312/2014.”</p> <p>(Conselho Tarifário)</p> <p>O CT sugere que os custos relativos aos encargos de neutralidade sejam repartidos pelos agentes de mercado de forma diferenciada. Os relativos a custos não dependentes do montante de desequilíbrio serão repartidos por todos os agentes proporcionalmente às suas</p>	<p>Na consulta, a ERSE propôs que as regras associadas aos fluxos financeiros associados à neutralidade fossem diferentes em função de se tratar de um crédito ou de um débito. Assim, se o resultado económico do apuramento dos encargos de neutralidade fosse positivo, o GTG deveria cobrar aos agentes de mercado por rateio dos fornecimentos à RNTGN e quando o resultado económico do apuramento dos encargos de neutralidade fosse negativo, o referido montante deveria ser devolvido através da tarifa de Uso Global de Sistema, integrando os proveitos da atividade de gestão técnica do SNGN.</p> <p>Conforme referido no documento justificativo esta solução pretendia assegurar que os montantes a crédito dos agentes de mercado fossem repercutidos de forma direta para os consumidores, por via tarifária.</p> <p>Resultou da consulta pública, de forma quase unânime, que se considera mais adequado a consagração de uma regra com idêntico funcionamento, quer nas situações de débito quer nas situações de crédito.</p>

NEUTRALIDADE	
Comentário	Observações da ERSE
<p>saídas para clientes finais e os que decorram de desequilíbrios serão repartidos de acordo com os desequilíbrios individuais de cada agente.</p> <p>(GALP Energia)</p> <p>Em regulamento no âmbito dos encargos de neutralidade do GTG, o valor residual das operações de balanço realizadas pela Gestão de Sistema, quando o valor for a deduzir aos custos do sistema o montante será devolvido através da tarifa de Uso Global do Sistema, quando for a acrescentar aos custos, será repartido pelos agentes, entendemos de ser da mais elementar justiça e definido na regulamentação Europeia que em ambos os casos os custos ou benefícios sejam repartidos pelos agentes de mercado. Em que os custos não dependentes do montante de desequilíbrio serão repartidos por todos os agentes proporcionalmente às suas saídas para clientes finais e os que decorram de desequilíbrios serão repartidos de acordo com os desequilíbrios individuais de cada agente. Esta proposta assenta na maior justiça de alocação de custos e benefícios, associados ao principal fator de geração de desvios, os fornecimentos nas saídas da RNTGN para consumo final e não as entradas no sistema.</p> <p>(EDP)</p> <p>Tal como comentado a propósito do Procedimento 15, consideramos que a metodologia de imputação dos custos e receitas associadas à atividade de compensação da RNTGN, é discriminatória, e assimétrica:</p>	<p>Neste contexto, a ERSE altera a redação proposta prevendo que os débitos e créditos dos encargos de neutralidade serão imputados diretamente aos agentes de mercado.</p>

NEUTRALIDADE	
Comentário	Observações da ERSE
<ul style="list-style-type: none"> • Discriminatória porque apenas os agentes de mercado importadores de gás natural é que são sujeitos ao pagamento dos custos que seja necessário anular no âmbito da neutralidade financeira do GTG, e • Assimétrica, uma vez que no caso de existir um saldo positivo desta rubrica, este é distribuído pelo sistema. <p>Salienta-se a propósito, que o Código Europeu de Balanço estabelece na sua cláusula 30ª que os pagadores e/recebedores das diferenças apuradas nos encargos de neutralidade devem ser identificados com base nos desequilíbrios que introduziram no sistema, uma vez que são estes que estão na génese de todo o Código. Associar o pagamento dos custos apurados no cálculo da neutralidade financeira aos importadores de gás natural não assegura a relação causa – efeito entre o agente que contribuiu para o desequilíbrio do sistema e o pagamento destes custos.</p> <p>Os encargos de neutralidade devem ser repartidos: (1) em função da contribuição de cada agente de mercado para o total dos desequilíbrios do sistema, nas componentes que derivem da gestão de desequilíbrios; (2) em função dos fornecimentos nas saídas da RNTGN para consumo final, nas componentes não relacionadas com a gestão de desequilíbrios. Acresce ainda que, na componente de assimetria, o Código Europeu de Balanço estabelece no artigo 29.º que o GTG transmita aos utilizadores da rede (agentes de mercado) os custos e receitas relativas aos encargos de neutralidade.</p> <p>A devolução destes montantes através da tarifa de Uso Global de Sistema contraria o disposto no Código Europeu de Balanço. Nesta medida, o MPGTG deve ser revisto em conformidade</p>	

NEUTRALIDADE	
Comentário	Observações da ERSE
com o Código Europeu de Balanço no sentido do GTG cobrar ou devolver o montante dos encargos de neutralidade aos agentes de mercado, independentemente do seu resultado económico ser positivo ou negativo.	
<p>(Conselho Consultivo)</p> <p>Adicionalmente, o CC considera que sempre que os encargos de neutralidade resultem num acréscimo de custos, estes devem ser repercutidos sempre que possível no agente de mercado que induziu esses encargos, propondo-se que os custos não dependentes do montante de desequilíbrio sejam repartidos por todos os agentes proporcionalmente às suas saídas da rede de transporte para clientes finais e os que decorram de desequilíbrios sejam repartidos de acordo com os desequilíbrios individuais de cada agente.</p> <p>(Conselho Tarifário)</p> <p>Sendo a potencial fonte de desequilíbrios os consumos finais medidos, o CT recomenda que a repartição dos encargos de neutralidade considere os fornecimentos nas saídas da RNTGN para consumo final e não das entradas no sistema.</p> <p>(Endesa)</p> <p>Consideramos que os encargos de neutralidade dos produtos não locais deveriam ser repartidos proporcionalmente aos desvios dos agentes, tal como se realiza no sistema gasista espanhol. No caso dos encargos de neutralidade pela utilização de produtos locais, consideramos que estes custos deveriam ser repartidos entre os agentes de forma</p>	<p>Na proposta da ERSE os custos/receitas da neutralidade deverão considerar as entradas de gás na rede de transporte, devendo custos/receitas ser repartidos por rateio da carteira dos comercializadores. Resultou da consulta pública que não há um consenso sobre a melhor opção, no que respeita à forma de repartição dos encargos e se os mesmos devem considerar as entregas (fornecimento) ou as saídas (consumos) da rede de transporte.</p> <p>Considerando também a este respeito os resultados do relatório de monitorização da implementação do Código de Rede que aprova o Regime de Compensação das Redes de Transporte de Gás natural da ACER, a ERSE decide alterar as regras de repartição, acolhendo o exemplo da Grã-Bretanha, o qual é identificado como uma boa prática no referido relatório. Neste contexto, a repartição dos encargos de compensação a realizar pelo GTG, deverá considerar os fluxos de entrada (fornecimentos) nos pontos relevantes e os fluxos de saída (consumos) da rede de transporte, para cada comercializador,</p>

NEUTRALIDADE	
Comentário	Observações da ERSE
<p>proporcional às suas entradas. De uma maneira geral, consideramos que os encargos deveriam ser repartidos pelos agentes que originam os custos, de esta forma se evitam subvenções cruzada e estes agentes terão incentivos em serem mais eficientes.</p>	<p>em cada dia-gás. A redação ora aprovada clarifica também que o cálculo dos encargos de neutralidade devem ser realizados diariamente, mantendo-se a faturação com periodicidade mensal.</p> <p>No que respeita à opção de repercutir parte dos custos/receitas de forma rateada pelos desequilíbrios dos agentes de mercado considera-se que tal opção constitui uma prática geradora de barreiras à entrada no mercado por comercializadores de menor dimensão mais vulneráveis a situações de desequilíbrios, devido à pequena dimensão da sua carteira de consumos. Acresce que a opção de repartição dos encargos proporcionalmente aos desvios é também identificada, no referido relatório de monitorização da ACER, como uma prática a corrigir.</p> <p>Importa ainda referir que, nesta fase de transição para o novo regime de compensação da rede de transporte, as regras agora aprovadas serão monitorizadas pela ERSE de forma muito próxima, visando avaliar o sucesso da sua implementação e identificar eventuais melhorias, caso as mesmas se revelem necessárias.</p>

NEUTRALIDADE	
Comentário	Observações da ERSE
	<p>A alteração de redação, ora aprovada, visa conferir maior transparência ao cálculo e repartição dos encargos de neutralidade. Sem prejuízo do exposto, mantém os conceitos de simplicidade, garantindo-se que, no que respeita aos impactos dos encargos de neutralidade, por unidade de energia, são iguais para todos os agentes de mercado.</p>
<p>(Conselho Consultivo)</p> <p>Finalmente, verificando-se que está prevista a possibilidade de que o processo de fornecimento de autoconsumos das infraestruturas passe a ser realizado pelo GTG, o CC considera essencial que seja esclarecida a aplicação da regra de neutralidade deste encargo, quando o mesmo surgir.</p> <p>(Conselho Tarifário)</p> <p>Verifica-se que está prevista a possibilidade de que o processo de fornecimento de autoconsumos das infraestruturas passe a ser realizado pelo GTG. O CT solicita a clarificação da aplicação da regra de neutralidade deste encargo, nesta situação.</p>	<p>A ERSE não identificou a regra a que os Conselhos se reportam para sustentar esta afirmação. De facto, nada é alterado no que respeita ao regime de aprovisionamento em espécie, pelos agentes de mercado, da energia de perdas e autoconsumos.</p> <p>Todavia, numa tentativa de clarificação desta questão, e considerando que a mesma é levantada pela redação do último parágrafo do ponto 4.3 do Procedimento n.º 2 da proposta de MPGTG, [que refere o seguinte: “<i>As quantidades destinadas ao exercício de compensação operacional relativas às perdas e autoconsumos e às diferenças de medição são consideradas como encargos de neutralidade, como definido no Procedimento n.º 15 deste Manual</i>”];</p> <p>Gostaríamos de esclarecer que esta disposição se refere a quantidades de acerto, muito residuais, que resultem da diferença entre os valores apurados em contadores dedicados,</p>

NEUTRALIDADE	
Comentário	Observações da ERSE
	<p>instalados a montante das unidades processuais das infraestruturas da RNTIAT onde ocorrem autoconsumos (por exemplo nas caldeiras das GRMS, na unidade de compressores do armazenamento subterrâneo, entre outros), e os valores considerados pelo GTG incorporados nos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos, conforme definido na regulamentação. Visando a clarificação desta questão, a redação do último parágrafo do ponto 4.3 do Procedimento foi alterada, da seguinte forma:</p> <p><i>“As quantidades destinadas ao exercício da compensação operacional relativas ao acerto residual de perdas e autoconsumos na RNTIAT e diferenças de medição na RNTGN, são integradas na variação do Gás de Operação sendo, conseqüentemente, incorporadas nos encargos de neutralidade, como definido no Procedimento n.º 15 deste Manual.”;</i></p>
<p>(Conselho Tarifário)</p> <p>O CT entende que cabe à ERSE garantir que os encargos que possam advir da implementação dos mecanismos de compensação diária do SNGN não são transpostos diretamente para a fatura do consumidor final, salvo opção deste. A ERSE deverá indicar que, a ser feita uma cobertura deste risco por parte dos comercializadores, este deve ser, salvo</p>	<p>A este respeito, a ERSE esclarece que os encargos de neutralidade não são custos de acesso às redes, cujo valor possa ser refletido de forma direta para o cliente final. Face ao exposto, a repercussão de eventuais coberturas de risco só poderão ser realizados por via do preço livremente acordado</p>

NEUTRALIDADE	
Comentário	Observações da ERSE
<p>opção do cliente, incorporado no preço de venda que cada comercializador é livre de propor aos seus clientes, através da sua margem de comercialização.</p>	<p>entre as partes. É importante ainda salientar que as presentes regras se destinam ao relacionamento comercial entre o GTG e os agentes de mercado, e não ao relacionamento comercial com os clientes, pelo que, o MPGTG não será o local adequado para a introdução de regras relativas à forma de apresentação de custos/receitas ao cliente final.</p> <p>A ERSE concorda com a interpretação do CT quando refere que eventuais repercussões deste custo, para o consumidor, só poderão ser realizadas através do preço livremente acordado com o cliente e não através das tarifas de acesso às redes. Em anteriores ocasiões, a respeito da tarifa de entrada na URT, a ERSE emitiu um parecer interpretativo (disponível em http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1514/Parecer%20Interpretativo%20ERSE%201-2011%20(Tarifa%20de%20URT%20-%20GN).pdf) que esclarece essa questão.</p> <p>As conclusões do referido parecer são totalmente aplicáveis neste caso, designadamente, a afirmação de que a eventual repercussão pelos comercializadores deste custo/receita é livre, devendo ser explicitada num preço próprio ou incorporada no preço da energia, opção a acordar entre os comercializadores</p>

NEUTRALIDADE	
Comentário	Observações da ERSE
	e os clientes no processo de negociação das condições de preço do fornecimento de gás natural, observando os princípios da transparência e da não discriminação.
<p>(DECO)</p> <p>A DECO considera que a ERSE deverá monitorizar os impactos que as alterações propostas terão nas ofertas de mercado, com especial atenção na imputação direta ao consumidor dos custos decorrentes dos desvios do seu próprio consumo, situação essa que, a não verificar-se poderá retirar eficácia às medidas propostas uma vez que diminui, consideravelmente, o incentivo à gestão eficiente da carteira de clientes e das estimativas de consumo por parte dos comercializadores.</p>	<p>Nos termos da proposta do MPGTG, deverá ser enviada à ERSE com periodicidade trimestral, informação sobre o valor mensal dos encargos de neutralidade liquidados e recebidos, por agente de mercado. Adicionalmente, o GTG deverá publicar, com periodicidade mensal, na sua página na internet, os dados relevantes sobre os encargos de neutralidade totais.</p> <p>Importa ainda salientar que os encargos de neutralidade deverão ser uma rubrica de custo/receita de valor muito diminuto, visando cumprir um dos seus objetivos que é ser um instrumento que não interfira para o bom funcionamento do mercado.</p> <p>Face ao exposto, a ERSE assegurará a monitorização e análise destes encargos de forma constante.</p>

FORNECIMENTO DE INFORMAÇÃO DIÁRIA AOS CONSUMIDORES	
Comentário	Observações da ERSE
<p>(Conselho Consultivo)</p> <p>“Tendo em conta, por um lado, a alteração significativa das regras de mercado e da tipologia de informação a enviar aos agentes, e, por outro lado, as necessidades dos utilizadores do sistema no que respeita à rastreabilidade das decisões que tomam para garantirem uma posição equilibrada nas diversas infraestruturas, que podem passar pela compra/venda de gás natural em mercado e/ou de capacidade nas infraestruturas, o CC considera prudente que o formato/conteúdo desta informação seja analisado em conjunto entre o GTG e os agentes de mercado.”</p>	<p>A ERSE concorda com a proposta.</p> <p>A ERSE pretende também acompanhar o desenvolvimento das plataformas de troca de informação entre o GTG e os agentes de mercado, salvaguardando as necessárias interações.</p>
<p>(EDP S.A. e AGN)</p> <p>“A proposta de revisão do MPGTG parece apontar para que os utilizadores do sistema deixem de receber um balanço diário, passando a receber um conjunto de informação relativa aos desvios verificados no consumo de cada sub-segmento de consumos, MND, MD e MI.</p> <p>Ora uma comunicação integrada com identificação da posição de cada agente é fundamental para garantir a rastreabilidade das decisões tomadas para garantir uma posição equilibrada nas diversas infraestruturas, que podem passar pela compra e venda de quantidades de gás natural e/ou de produtos de capacidade.</p> <p>Desta forma, sugere-se, por um lado, que seja clarificado qual o tipo de informação diária que o GTG enviará aos agentes de mercado e, por outro lado, que uma das atividades a</p>	<p>A ERSE concorda com a proposta e pretende dinamizar essa iniciativa.</p> <p>A ERSE irá acompanhar o desenvolvimento das plataformas de troca de informação entre o GTG e os agentes de mercado, salvaguardando as necessárias interações.</p>

FORNECIMENTO DE INFORMAÇÃO DIÁRIA AOS CONSUMIDORES	
Comentário	Observações da ERSE
desenvolver de forma conjunta entre o GTG e os utilizadores do sistema no âmbito do arranque do grupo de acompanhamento do funcionamento do SNGN seja precisamente a definição da forma e conteúdo da documentação a remeter diariamente pelo GTG aos agentes com identificação das suas posições de utilização do sistema.”	
<p>(GALP Energia)</p> <p>“...alguns dos desvios entre as programações efetuadas pelos agentes de mercado e os valores reais, de cada uma das tipologias de clientes finais de MND e MI, serão incorporadas, as respetivas diferenças, na programação de D+1. A questão que se levanta, é como serão estes acertos, acompanhados e validados pelo GTG e agentes de mercado? Que tipo de informação será trocada, como se efetuam balanços diários com uma série de variáveis de acertos, com o mercado do cliente final a ter que ser dividido em 3 tipologias: MD, MND e MI e cada uma com as suas especificidades.”</p>	<p>O MPGTG refere explicitamente os momentos onde o GTG e os agentes de mercado trocam informação, sendo que o próprio Regulamento (EU) n.º 312/2014, de 26 de março, deixa pouca margem de manobra para a prestação de informação das previsões dos consumos com MND no dia $d-1$, para a submissão de nomeações, renomeações e comunicação das quantidades confirmadas e estabelece limites às atualizações dos consumos com MI no dia gás d.</p> <p>A ERSE irá acompanhar o desenvolvimento das plataformas de troca de informação entre o GTG e os agentes de mercado, salvaguardando as necessárias interações.</p>

GRUPO DE ACOMPANHAMENTO	
Comentário	Observações da ERSE
<p>As contribuições recebidas na presente consulta pública sublinharam, de forma quase unanime, a importância de manter funcional o grupo de acompanhamento do funcionamento do SNGN. (Conselho Consultivo, Conselho Tarifário, Endesa, GALP Energia, EDP Distribuição, EDP Gás Distribuição, EDP S.A., AGN e DECO)</p> <p>Foi ainda recomendada a realização de reuniões trimestrais, a partir do início da implementação do MPGTG. (Conselho Consultivo e Conselho Tarifário)</p>	<p>A ERSE toma boa nota desta proposta, tendo toda a motivação em manter e dinamizar o grupo de acompanhamento do funcionamento do SNGN.</p>

OUTRAS MATÉRIAS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>(Conselho Consultivo)</p> <p>“... o CC não pode deixar de recomendar que a ERSE acompanhe a sua operacionalização para obviar a eventuais dificuldades que as entidades envolvidas venham a identificar e que necessitem de intervenção específica para assegurar a continuidade e eficiência económica dos processos.”</p>	<p>A ERSE toma boa nota desta proposta, manifestando a sua total motivação para o acompanhamento da operacionalização do MPGTG.</p>
<p>(Conselho Consultivo)</p> <p>“Sendo a informação de consumos crítica para todo o processo de gestão de desequilíbrios pois é a fonte das ações dos agentes de mercado e do GTG, especial atenção deverá ser dada à informação relativa à qualidade e resiliência da medição diária de consumos pois pode afetar de forma significativa os valores atribuídos a MND que, quando existam, fecham o balanço a jusante de um ponto de entrega em alta-pressão, em especial se existirem anomalias.”</p>	<p>A ERSE toma boa nota desta proposta, salientando que, no curto prazo, será iniciada a revisão do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, esperando que esta iniciativa promova, entre outras, a melhoria da qualidade e resiliência da medição diária de consumos.</p>
<p>(Conselho Consultivo)</p> <p>“Sendo a qualidade da medição crítica, considera-se que teria sido muito útil se tivesse sido possível alinhar a revisão do "Guia de medição, leitura e disponibilização de dados" (GMLDD), que também terá de ser revisto, com a presente atualização do MPGTG.</p>	<p>A ERSE está de acordo quanto à importância da revisão do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do gás natural (GMLDD) onde naturalmente serão tratados as matérias referidas.</p> <p>O processo de revisão do GMLDD está em curso e irá beneficiar da prévia publicação do MPGTG e, nesse sentido,</p>

OUTRAS MATÉRIAS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Ainda assim, e apesar de não ter sido esta a opção tomada, consideramos fundamental que no presente manual sejam estabelecidos de forma clara e transparente os princípios que deverão ser então descritos detalhadamente no GMLDD, nomeadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • A repartição das diferenças verificadas entre as repartições efetuadas pelos ORDs e o total efetivamente transferido da RNTGN para a RNDGN nas GRMS, deve ser feita proporcionalmente á carteira de consumos dos vários agentes de mercado; • A correção/atualização das repartições diárias no fecho do mês, aquando da elaboração do balanço mensal, deve identificar claramente a natureza das correções/atualizações efetuadas, designadamente se correspondem a alterações de leituras, a substituição de previsões por leitura reais, ajuste de carteiras comerciais ou outros; • Sempre que o balanço mensal incorpore ajustes de meses anteriores, estes devem ser claramente identificados e imputados ao mês correspondente, com identificação do motivo que levou á respetiva correção; • O volume de acertos relativos a meses anteriores incluídos no balanço mensal de cada agente de mercado, constitui uma fonte de risco significativa para a sua atividade comercial, designadamente risco de preço, pelo que a eficácia das repartições mensais deve ser monitorizada pela ERSE. • A alteração da metodologia de cálculo das repartições, a realizar proporcionalmente às carteiras dos agentes, em vez de serem fechadas nos CURRs. 	<p>não deixará de, nos pontos relevantes, se articular com as disposições do MPGTG.</p> <p>Dada a extensão do MPGTG e do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, atendendo ainda que a revisão regulamentar do setor do gás natural decorreu muito recentemente, a ERSE confrontou-se com a necessidade de estabelecer algumas prioridades. O prazo para implementação do Regulamento (EU) n.º 312/2014, de 26 de março foi determinante para ter sido inicialmente revisto do MPGTG.</p> <p>Relativamente às questões levantadas, consideramos que o MPGTG é claro relativamente à forma como são ‘fechadas’ as repartições nas GRMS.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. No dia <i>d</i> as GRMS ‘fecham’ nos consumos com MND de <u>todos os agentes de mercado</u>, por rateio das previsões comunicadas no dia <i>d</i>-1. 2. Nas repartições mensais corrigidas, a cargo dos ORD, aplica-se às carteiras de compensação dos agentes de mercado um algoritmo que, de forma sequencial, lhes atribui o consumo real, sendo que as GRMS ‘fecham’ no Gás de Operação.

OUTRAS MATÉRIAS	
Comentário	Observações da ERSE
	O MPGTG estabelece critérios para a elaboração das repartições mensais corrigidas dos ORD, no entanto, a disponibilização dessa informação aos agentes de mercado é da responsabilidade dos ORD e os detalhes serão concretizados no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.
<p>(Conselho Consultivo)</p> <p>“O CC entende que a ERSE deverá seguir com especial cuidado a evolução de eventuais custos acrescidos decorrentes da aplicação deste Regulamento explicitando-os em futuros documentos sugerindo-se que, á semelhança do setor elétrico, a ERSE emita um relatório específico com a síntese da informação operacional e financeira relativa à aplicação do referido Regulamento.”</p>	A ERSE toma boa nota desta proposta, salientando estarem previstos ao nível do ROI e do próprio MPGTG os instrumentos necessários para que a aplicação do novo modelo de compensação seja absolutamente transparente, tanto do ponto de vista operacional como financeiro.
<p>(Conselho Tarifário)</p> <p>“Verifica-se que existe no futuro a possibilidade, do processo de fornecimento de autoconsumos das infraestruturas passar a ser realizado pelo GTG. O CT solicita que seja clarificada a aplicação da regra de neutralidade deste encargo neste caso.”</p>	Essa possibilidade está prevista no RARII e no ROI. Porém, essa questão não se coloca de momento, dado estarmos em fase de início de implementação do mercado organizado de gás natural em Portugal.

OUTRAS MATÉRIAS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>(Conselho Tarifário)</p> <p>“A proposta de revisão regulamentar prevê um aumento muito significativo do volume de informação a reportar à ERSE, designadamente, informação diária.</p> <p>Esta proposta não contempla a necessidade de um período de adaptação dos operadores, estabelecendo o início de aplicação no dia seguinte ao da sua publicação.</p> <p>O CT considera que devem ser asseguradas todas as condições para a adaptação dos operadores às novas exigências que resultam da aplicação deste manual, devendo ser estabelecidos prazos mais alargados para as alterações regulamentares que envolvam maior impacte em termos de sistemas de informação.”</p>	<p>A ERSE não deixará de atender à necessidade de um período razoável de adaptação por parte dos operadores para o cumprimento das suas novas obrigações de reporte no âmbito do MPGTG.</p>
<p>(GALP Energia)</p> <p>“Adicionalmente, por forma a promover a gestão eficiente pelo GTG, deverá ser considerada a criação de um mecanismo de incentivos a esta entidade, que deverá, nomeadamente, valorizar a minimização de eventuais intervenções no sistema, bem como a redução dos custos na rubrica encargos de neutralidade.”</p>	<p>O ROI prevê a possibilidade de implementação de um mecanismo de incentivos ao GTG, ainda que não esteja diretamente relacionado com a questão levantada pela GALP Energia.</p> <p>A ERSE considera que, estando numa fase de mudanças de paradigma na atividade de Gestão Técnica Global do SNGN, a criação de mecanismos de incentivos ao GTG, ou outros operadores do SNGN, pode ser pouco oportuna. Será mais adequado equacionar essa possibilidade com o funcionamento do SNGN mais estabilizado.</p>

OUTRAS MATÉRIAS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>(GALP Energia)</p> <p>“...o objetivo deve passar, sempre, pela indisponibilidade tendencialmente zero das infraestruturas e não por evitar indisponibilidade no Inverno, como referido no MPGTG, cf. Procedimento 3. Deve assim, ser assumido um compromisso dos operadores por um planeamento das manutenções com uma antecedência mínima de 90 dias da data da sua ocorrência. Este planeamento só deveria ser passível de alteração por motivos imprevistos e inadiáveis e devidamente justificado à ERSE.”</p>	<p>A ERSE entende o ponto de vista da GALP Energia. Porém, os planos de indisponibilidades incorporam intervenções previstas e, outras, imprevistas.</p> <p>A declaração de indisponibilidades por parte do GTG deve ser norteada por um conjunto de princípios orientadores, que salvaguardem a segurança das infraestruturas, minimizando constrangimentos indesejáveis aos agentes de mercado.</p> <p>A ERSE deverá intervir de forma a salvaguardar o cumprimento desses princípios orientadores, sem impor ao GTG regras que ponham em causa a integridade das infraestruturas do SNGN.</p>
<p>(GALP Energia)</p> <p>“Por outro lado sobre a aquisição do gás de operação, que em princípio será adquirido em MIBGAS, sugere-se que sejam desde já definidos meios alternativos para fazer face à falta de liquidez do mercado e definidas ordens de mérito para os serviços de compensação a serem efetuados pelo GTG, conforme previsto no artigo 36º do ROI.”</p>	<p>A ERSE estará atenta ao funcionamento do mercado, nomeadamente no que diz respeito à existência de liquidez para satisfação das necessidades de compra ou venda por parte do GTG no âmbito da realização de ações de compensação e não deixará de tomar as medidas que se justifiquem para dar respostas às necessidades que se venham a verificar.</p> <p>Importa ainda referir que, estando numa fase de arranque do novo modelo de compensação e não estando presentemente</p>

OUTRAS MATÉRIAS	
Comentário	Observações da ERSE
	<p>disponíveis serviços de compensação, torna-se pouco consequente implementar uma ordem de mérito.</p> <p>No entanto, está prevista a extensão ao Gás de Operação para além da capacidade de acumulação da rede de transporte. Esta medida, implicitamente, estabelece uma ordem de mérito, sendo que o Gás de Operação absorve os desequilíbrios que venham a ser apurados e garante as ações de compensação no período intradiário e o recurso ao mercado organizado repõe os <i>set-points</i> do Gás de Operação.</p> <p>Com uma maior experiência de implementação do modelo de compensação, e em função do desempenho do mercado organizado, será avaliada a necessidade de serviços de compensação.</p> <p>Havendo serviços de compensação, será necessariamente implementada uma ordem de mérito. Importa referir que o Regulamento (EU) n.º 312/2014, de 26 de março, prevê os serviços de compensação, porém, a sua implementação não é obrigatória.</p>

OUTRAS MATÉRIAS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>(Endesa)</p> <p>“Consideramos que não se devem repercutir aos agentes o gás queimado na tocha e que deveria contabilizar-se no balanço físico da infraestrutura como perdas ou autoconsumos.</p> <p>O terminal de GNL deveria ter incentivos a ser eficiente. A presente proposta faz que o terminal de GNL de Sines seja menos atrativo que outros terminais de GNL da península ibérica.”</p>	<p>Esta disposição resulta da anterior versão do MPGTG que, na presente revisão, não sofreu alterações.</p> <p>Com efeito, sempre que se abordou este tema as opiniões dos <i>stakeholders</i> dividem-se, colocando-se a questão de responsabilizar de forma individual ou ratear por todos os utilizadores. A opção por responsabilizar de forma individual os agentes de mercado tem prevalecido, por se considerar a mais razoável.</p> <p>O armazenamento de GNL gera diariamente evaporações (<i>boil-off gas</i>) que devem ser recondensadas no gás emitido para a rede de transporte. A implementação de processos que permitam liquefazer e reenviar o <i>boil-off</i> para o armazenamento ou, ainda, utilizar o <i>boil-off</i> como <i>fuel-gas</i> comportam grandes investimentos, de difícil justificação face à reduzida queima de evaporações na tocha.</p>
<p>(Gas Natural Fenosa)</p> <p>«Solicitamos que no MPGTG seja incluído uma esclarecimento onde estiver indicado expressamente que os usuários que vão ser penalizados por não cumprirem com o mínimo da regaseificação no TGNL, são apenas aqueles que fazem uso regular deste serviço. Na presente versão do manual, existem generalidades como “Caso ocorra queima de gás natural na tocha</p>	<p>A queima de gás natural na tocha é repercutida nos agentes de mercado que violem o caudal mínimo de regaseificação.</p> <p>Esta disposição responsabiliza os agentes de mercado que utilizem o processo de regaseificação e não outros, que, por exemplo, só façam enchimento de camiões cisterna.</p>

OUTRAS MATÉRIAS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>criogénica por violação do caudal mínimo de regasificação, o operador do terminal de GNL deverá apurar as quantidades em questão e o GTG deverá alterar os balanços ajustando as existências dos agentes de mercado utilizadores do terminal de GNL, de acordo com as regras previstas neste Manual.” nas quais, a expressão “Agente de Mercado utilizadores do TGNL” não especifica quais são os usuários do serviço de regasificação que será penalizado em existências.»</p>	<p>Pensamos que o MPGTG é claro neste aspeto e, nas poucas vezes em que houve essa necessidade, tem sido esse o entendimento do GTG e do operador do terminal.</p>
<p>(Endesa)</p> <p>“Consideramos que as perdas e autoconsumos resultantes das diferenças de medição não se deverão ter em conta no momento de calcular a neutralidade. Os titulares das infraestruturas não têm nenhum incentivo em ser eficientes, nem em realizar uma boa gestão.</p> <p>(...)</p> <p>Com o objetivo de incentivar a eficiência nas infraestruturas gasistas, consideramos que não se deveria aplicar a neutralidade a estes conceitos (como em Espanha).”</p>	<p>As diferenças de medição nada têm a ver com perdas e autoconsumos, sendo antes a conciliação entre sistemas de medição independentes que determinam o inventário de gás numa infraestrutura com base em metodologias distintas e suficientemente fiáveis. A diferença de medição pode ser negativa ou positiva, dependendo do sistema de referência.</p> <p>A situação onde as diferenças de medição de alguma forma se notam é no terminal de GNL e, geralmente, resultam em pequenas devoluções de gás aos utilizadores.</p> <p>Na RNTGN as diferenças de medição são muito residuais, sendo incorporadas no Gás de Operação uma vez que os agentes de mercado deixam de gerir existências na rede de transporte.</p>

OUTRAS MATÉRIAS	
Comentário	Observações da ERSE
	<p>O impacto financeiro das variações do Gás de Operação são sempre repercutidas nos encargos de neutralidade, cuja fórmula de repartição é um rateio por utilização da rede de transporte em tudo similar à anterior repercussão das diferenças de medição diretamente aos utilizadores da RNTGN.</p>
<p>(Endesa)</p> <p><i>«A movimentação de gás natural para além do Gás de Operação existente a cada momento em cada uma das infraestruturas da RNTIAT justifica-se pelo facto de estes quantitativos (GO) terem uma restrição intrínseca, derivada da sua permanente deslocalização e magnitude limitada, o que numa perspetiva de otimização de custos de operação e de redução de riscos de violação das variáveis de segurança, obrigam à movimentação, entre infraestruturas, de GN dos agentes de mercado, sem qualquer reflexo comercial para os seus proprietários».</i></p> <p>Não estamos de acordo em que o GTG possa mover o gás dos agentes. Para esse efeito, existem os produtos locais. Tal e como se estabelece no Artigo 6 “Disposições gerais” do código de rede europeu de balanço, o Gestor da Rede de transporte realizará ações de balanço através de: “a) a compra/venda de produtos normalizados de curto prazo numa plataforma de comércio, e/ou b) o uso de serviços de balanço.»</p>	<p>A movimentação do Gás de Operação está associada à gestão da oferta e da procura no período intradiário e, também, ao fecho dos balanços de energia em pontos relevantes da RNTGN.</p> <p>A extensão ao Gás de Operação para além da capacidade de acumulação da rede de transporte, prevista no ROI e MPGTG, obriga à constituição de existências em infraestruturas da RNTIAT com capacidade de armazenamento, designadamente no armazenamento subterrâneo e no terminal de GNL.</p> <p>A operação destas infraestruturas representa encargos e disponibilidades diferentes, particularmente ao nível de perdas e autoconsumos. Este dado poderá obrigar o GTG a realizar</p>

OUTRAS MATÉRIAS	
Comentário	Observações da ERSE
	<p>alguns <i>swaps</i>, em função da deslocalização do gás de operação.</p> <p>Tendo como perspetiva a minimização de encargos de neutralidade, a execução pontual de <i>swaps</i> de gás sem reflexo operacional e financeiro para um agente de mercado é preferível a aumentar de forma expressiva o volume de Gás de operação disponível para o GTG (esse sim, com impacto financeiro nos agentes de mercado).</p> <p>Por outro lado, deverá também ser claro que, salvaguardar a capacidade firme atribuída em base diária aos agentes de mercado, evitando no período intradiário restrições sobre as renomeações têm custos (operacionais e financeiros). A outra opção, não contemplada no MPGTG, seria impor regras no período intradiário, com as renomeações dos agentes de mercado fortemente constringidas.</p>
<p>(Endesa)</p> <p>«Controlo das capacidades nas conexões da rede nacional de transporte com o Terminal de GNL e com o armazenamento subterrâneo</p> <p>(...)</p>	<p>A compatibilização de fluxos nas interfaces da RNTGN com o terminal de GNL e com o armazenamento subterrâneo refere-se a situações em que um agente de mercado nomeie entrada de gás natural para a RNTGN, tendo adquirido capacidade em firme, não dispondo de existências de gás nas infraestruturas</p>

OUTRAS MATÉRIAS	
Comentário	Observações da ERSE
<p><i>“A utilização de capacidade nessas interfaces fica também condicionada à compatibilização dos fluxos de gás previstos nos respetivos perfis diários com as existências dessas infraestruturas, situação aplicável dentro do regime intradiário.”</i></p> <p>Consideramos que se um agente dispõe de capacidade firme e gás comercial numa infraestrutura se deverá permitir utilizar esta capacidade sem qualquer restrição, a não ser que a infraestrutura não esteja disponível. Consideramos que não se deve limitar o uso ou nomeação de capacidade firme.</p> <p>(...)</p> <p><i>“Os agentes de mercado que vêm limitadas as suas capacidades nestes pontos devem recorrer a formas alternativas de compensação da RNTGN, podendo o GTG, nesses casos, imputar aos respetivos agentes de mercado os custos decorrentes da mobilização de GN efetuadas em seu nome.”</i></p> <p>Não estamos de acordo em que se repercutam estes custos aos agentes de mercado já que o operador da infraestrutura é o responsável de que as capacidades firmes dos agentes não se vejam afetadas e, por isso, realizar uma gestão eficiente das infraestruturas. Em nenhum caso o GTG deveria mobilizar o gás dos agentes no seu nome.</p> <p>Se o GTG necessita mover o gás, deveria realizar as ações de balanço necessárias através da compra/venda de produtos normalizados, tal e como está estabelecido no código de rede de balanço.»</p>	<p>a montante. Este exemplo seria nomear gás que não tem, tendo no entanto direitos de capacidade.</p> <p>Outro exemplo seria nomear entradas de gás para uma infraestrutura de armazenamento, sem ter contratado capacidade de armazenamento.</p> <p>Os agentes de mercado que vêm limitadas as suas nomeações, devido a este tipo de incompatibilidades, devem resolver a situação com os diversos instrumentos que dispõem, sendo que, no limite, poderão incorrer em desequilíbrios diários e serem-lhe imputados os respetivos encargos de compensação diária.</p> <p>Neste caso, quando se refere que o GTG pode mobilizar gás dos agentes, imputando custos, trata-se, por exemplo, de situações em que um agente de mercado mantenha gás numa infraestrutura com armazenamento, em particular no terminal de GNL, sem capacidade contratada, impedindo, por exemplo, a trasfega de um metaneiro de um outro agente que dispõe de capacidade contratada em base firme. Nesta situação o GTG mobiliza o gás natural de uma forma compulsiva e repercute os custos respetivos ao agente de mercado.</p>

OUTRAS MATÉRIAS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>(Endesa)</p> <p>“- Falta incluir a definição das siglas AM (agente de Mercado).</p> <p>- Consideramos que existe uma errata na definição do “Ano de atribuição de capacidade”. Deveria ser indicado que vai das 5:00h do dia 1 de outubro até às 5:00h do dia 1 de outubro do ano seguinte, em vez de se indicar que vai das 00:00h do dia 1 de outubro às 24:00h do dia 30 de setembro do ano seguinte.”</p> <p>- Parece-nos que faltará acrescentar as definições de: Balanço, Desvio, Serviços de balanço, <i>Linepack</i> e Serviço de flexibilidade de <i>linepack</i>.”</p>	<p>A ERSE concorda com as sugestões tendo alterado o MPGTG em conformidade.</p>
<p>(MIBGAS)</p> <p>“No ponto 5.1, no âmbito das ações de compensação a serem desenvolvidas pelo GTG, é mencionado que o comércio de produtos normalizados terá lugar "numa plataforma de negociação".</p> <p>Propõe-se que essa frase seja substituída por "na plataforma de negociação utilizada pelo GTG para efectuar as suas ações de compensação".</p> <p>Por outro lado, consideramos ser indispensável que, quer no presente Manual de Procedimentos, quer em qualquer outro documento publicado formalmente pelo GTG, seja feita menção explícita ao MIBGAS como sendo a Plataforma de Negociação definida no Código de Compensação de Rede para as ações de compensação do GTG.”</p>	<p>A ERSE concorda com a proposta..</p> <p>A aprovação do MIBGAS, S.A. como Plataforma de Negociação definida no Código de Compensação de rede será incluída na deliberação de aprovação do MPGTG.</p>

OUTRAS MATÉRIAS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>(MIBGAS)</p> <p>“O conceito de Gás de Operação definido no Procedimento 2 difere do conceito do Gás de Operação definido no regulamento espanhol, uma vez que é utilizado para efectuar ações de compensação (balanceamento), sendo por isso mais semelhante ao Gás de Manobra, o qual deixará de ser utilizado no sistema de gás espanhol a partir de 1 de outubro de 2016.</p> <p>Portanto, o conceito de Gás de Operação com entrega no PVB, actualmente negociado na Plataforma de Mercado do MIBGAS, difere do conceito do Gás de Operação com entrega no VTP definido no Manual submetido a consulta pública. O MIBGAS recomenda por isso que seja introduzida uma homogeneização das definições destes conceitos nos regulamentos espanhol e português, avançando numa linha de uma maior coordenação da gestão técnica dos sistemas de gás.”</p>	<p>A ERSE admite, em algumas situações, que as definições adotadas nos regulamentos em Portugal e Espanha não são traduções literais. Seguramente a comunicação seria mais eficaz se o fossem.</p> <p>No entanto, também por uma questão de coerência, o MPGTG adotou as definições do ROI que, por sua vez, adotou as definições e os termos adotados da tradução oficial do Regulamento (EU) n.º 312/2014, de 26 de março, para língua portuguesa.</p>
<p>(EDP S.A.)</p> <p>«Sugere-se incluir a sigla DM (Diferenças de Medição), conforme comentário no Procedimento n.º 10.</p> <p>Adicionalmente a definição de “Consumos com medição diária” deve ser corrigida em conformidade com o estabelecido no Código Europeu de Balanço:</p> <p>Onde se lê:</p>	<p>A ERSE concorda com as sugestões tendo alterado o MPGTG em conformidade.</p>

OUTRAS MATÉRIAS	
Comentário	Observações da ERSE
<p><i>“Consumos com medição diária – situações em que a recolha de leituras em equipamentos de medição, instalados em pontos de entrega a consumidores finais, ocorre, no mínimo, uma vez por dia gás.”</i></p> <p>Dever-se-á ler:</p> <p><i>“Consumos com medição diária – situações em que a recolha de leituras em equipamentos de medição, instalados em pontos de entrega a consumidores finais, ocorre uma vez por dia gás.”</i></p> <p>Na redação atual um cliente com MI seria enquadrável na definição de cliente com MD.</p>	