

# CONSULTA PÚBLICA

## 107

### RELATÓRIO

**Medidas extraordinárias no âmbito  
do Sistema Nacional do Gás (SNG)**

SETOR GÁS



Edifício Restelo - Rua Dom Cristóvão da Gama, 1  
1400 – 113 Lisboa  
Telefone: 21 303 32 00 - Fax: 21 303 32 01  
Email: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt) - Internet: [www.erse.pt](http://www.erse.pt)

## ÍNDICE GERAL

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>AVALIAÇÃO DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS</b> .....	<b>3</b>
2.1	Mecanismos De Contratualização De Gás Natural .....	3
2.1.1	Mecanismo regulado de venda de gás .....	3
2.1.2	Mecanismo de estabilização da procura .....	4
2.2	Medidas Relativas A Desenho E Desenvolvimento Do Mercado .....	5
2.2.1	Estrutura de mercado e operadores dominantes.....	5
2.2.2	Modelo de funcionamento do mercado à vista e alocação de capacidade na interligação.....	7
2.2.3	Medidas de fomento da liquidez de mercado organizado .....	9
2.2.4	Funcionamento do mercado e gestão de desequilíbrios.....	11
2.3	Resumo dos comentários .....	12
<b>3</b>	<b>RESUMO DE COMENTÁRIOS RECEBIDOS</b> .....	<b>13</b>
3.1	Mecanismos De Contratualização De Gás Natural .....	13
3.2	Medidas Relativas A Desenho E Desenvolvimento Do Mercado .....	48



## 1 INTRODUÇÃO

Tendo por base a conjuntura por que passa o mercado grossista de gás natural, caracterizada pela ocorrência reiterada de preços historicamente elevados, em especial a partir do 2º semestre de 2021, a ERSE entendeu submeter a consulta um conjunto de medidas extraordinárias para o setor do gás natural que visam dar resposta a este contexto de maior dificuldade, tendo sido identificadas um conjunto de medidas mais relacionadas com mecanismos de venda regulada de gás, nomeadamente no sentido de estabilizar níveis de procura, bem como outras medidas mais relacionadas com o fomento de um mercado grossista nacional mais líquido e competitivo.

Desta forma, foi efetuada a consulta de interessados n.º 107 dirigida aos agentes, cujo prazo de resposta terminou em 8 de abril de 2022.

No quadro da consulta pública n.º 107/2022 foram rececionados um total de 17 contribuições. As entidades que remeteram comentários no âmbito da citada consulta pública foram as seguintes:

- AGN - Associação Portuguesa de Empresas da Gás Natural;
- Autoridade da Concorrência;
- Conselho Consultivo;
- Conselho Tarifário;
- Dourogás;
- EDP, S.A. e EDP Comercial;
- EFET;
- Enagás; (CONFIDENCIAL)
- Endesa;
- Fortia;
- Galp;
- MIBGAS;
- Naturgy;

- OMIP;
- PRISMA;
- REN

Foram considerados ainda os comentários da REN e da Enagás que foram apresentados em conjunto.

O presente documento reúne a síntese dos comentários recebidos no processo da consulta realizada, justificando as razões da consagração final no texto regulamentar. O documento encontra-se organizado por temas, no sentido de melhor sistematizar o conteúdo e opções seguidas.

Finalmente, a ERSE, tomando boa nota dos comentários apresentados na consulta pública às disposições sobre operador dominante, irá proceder à elaboração de uma futura proposta legislativa sobre esta matéria.

## 2 AVALIAÇÃO DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

### 2.1 MECANISMOS DE CONTRATUALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

#### 2.1.1 MECANISMO REGULADO DE VENDA DE GÁS

##### **Proposta da ERSE**

A ERSE submeteu à consulta a possibilidade de implementação de um mecanismo de contratação regulado de gás natural, nos termos do artigo 268.º do RRC, destinado a consagrar o abastecimento de fornecimentos supletivos diretos ou indiretos. A conceptualização desta proposta pressupunha a possibilidade de isentar de aplicação de CESE os volumes que se associem ao referido mecanismo, isenção essa que estaria na esfera de atuação do legislador, de forma a que a medida proposta não redundasse numa oneração fiscal do comercializador do SNGN.

##### **Comentários recebidos**

A generalidade dos comentários relativos a esta proposta manifestou reservas, ou mesmo oposição, à implementação do mecanismo, tendo sido invocado que a proposta tem um objetivo distinto do mecanismo inscrito no RRC<sup>1</sup> e distorce a concorrência ou, pelo menos, não detalha totalmente os seus impactos sobre a mesma. Também é referido que a proposta é desnecessária dada a resiliência do mercado português de gás natural, que é maioritariamente aprovisionado por empresas robustas, além de que já existe um mecanismo de fornecimento supletivo comprovadamente adequado e com aprovisionamento assegurado pelo comercializador do SNG. Finalmente, também foi expressa preferência por apoios diretos a clientes finais, em linha com as orientações europeias, bem como o entendimento de que cabe ao comercializador do SNG gerir os volumes remanescentes dos seus contratos, assumindo os riscos associados.

---

<sup>1</sup> Abertura de mercado e fomento da concorrência.

A GALP manifestou-se frontalmente contra a proposta, acrescentando aos argumentos já elencados o entendimento que a implementação da proposta configuraria uma apropriação de um ativo da GALP Gás Natural, para a qual não existiria fundamento legal.

Em sentido contrário, e apesar de entender que o mecanismo necessitaria ser mais bem detalhado, a ADC manifestou a sua concordância com a proposta, por entender que traria mais estabilidade e previsibilidade ao preço de compra de gás e por estar alinhada com as recomendações da ADC, expressas no inquérito setorial ao fornecimento de gás natural a consumidores industriais, de outubro de 2017.

### **Decisão da ERSE**

Face às reservas demonstradas pela maior parte dos agentes quanto à implementação deste mecanismo, e à manifesta oposição demonstrada pela GALP, bem como ao facto de a concretização da proposta depender de uma futura alteração legislativa, a ERSE entende não implementar a proposta, nos termos que constam no RRC.

Cabe referir, no entanto, que, na opinião da ERSE, a implementação da proposta não configuraria uma apropriação de ativos do comercializador do SNG. Efetivamente, ao estar a proposta circunscrita aos termos previstos no artigo 268º do RRC, no qual a implementação do mecanismo depende de proposta por parte do comercializador do SNGN, assegurava-se o carácter voluntário da implementação do mecanismo. Foi nessa linha que se identificou como condição necessária para a adesão por parte do comercializador do SNG, a isenção, por parte do legislador, do pagamento da CESE sobre os volumes afetos ao mecanismo.

#### **2.1.2 MECANISMO DE ESTABILIZAÇÃO DA PROCURA**

Tendo em conta o contexto vivido nos mercados internacionais de gás natural desde a segunda metade de 2021 a ERSE submeteu à consulta um mecanismo de estabilização da procura de gás natural, destinado a assegurar condições estáveis de consumo, através do preço de fornecimento a clientes finais, estando esta medida dependente da ação do legislador, nomeadamente ao nível do financiamento do referido mecanismo.

A ERSE entende que a aprovação por parte do legislador do Decreto-Lei n.º 30-B/2022 de 18 de abril, que estabelece um sistema de incentivos à liquidez das empresas especialmente afetadas pelo aumento

acentuado do preço do gás natural, tem um efeito, ao nível da estabilização da procura, idêntico ao que se pretendia obter com a proposta submetida a consulta. Nesse sentido, parece desnecessário proceder a uma discussão exaustiva dos comentários recebidos, que são, no entanto, publicados no âmbito desta consulta.

Não obstante, cabe referir que a proposta foi relativamente bem recebida pelos agentes, que levantavam, no entanto, algumas dúvidas quanto à sua operacionalização bem como em relação à oportunidade de medidas nacionais unilaterais, tendo em conta as orientações entretanto emanadas por parte da Comissão Europeia.

## 2.2 MEDIDAS RELATIVAS A DESENHO E DESENVOLVIMENTO DO MERCADO

### 2.2.1 ESTRUTURA DE MERCADO E OPERADORES DOMINANTES

#### **Proposta da ERSE**

A ERSE submeteu à consulta a possibilidade de consagração na legislação nacional do setor do gás, a propor ao legislador, do conceito de operador dominante que obrigaria, para as entidades assim classificadas, ao cumprimento de obrigações acessórias de fomento da concorrência e desconcentração de mercado.

#### **Comentários recebidos**

Apesar de os comentários recebidos sobre a criação do conceito de operador dominante, serem em geral favoráveis, existem divergências quanto à forma de implementação e às obrigações dele decorrentes.

O Conselho Tarifário, o Conselho Consultivo<sup>2</sup>, a AGN, a EDP e a GALP defenderam que a classificação de operador dominante deve considerar como relevante o mercado ibérico. Em sentido contrário, a ADC, a Dourogás, a EFET e a Endesa são favoráveis a uma abordagem nacional<sup>3</sup>, sendo que a EFET defende uma

---

<sup>2</sup> O parecer do Conselho Consultivo não foi apoiado pela ADC neste ponto.

<sup>3</sup> No caso da EFET, numa fase inicial.

metodologia ibérica harmonizada, enquanto a ADC sustenta a sua opinião<sup>4</sup> na inexistência de um adequado nível de integração do mercado ibérico de gás natural.

Com base no argumento de que as estruturas de mercado são bastante distintas entre Portugal e Espanha, a Endesa e a Naturgy<sup>5</sup> defendem a aplicação de critérios distintos dos aplicados em Espanha, sendo que a EDP defende critérios baseados na lei da concorrência. Já o Conselho Tarifário sustenta que a classificação de operador dominante não deve limitar-se necessariamente a um único participante.

A Endesa faz notar que, no seu caso concreto, com um volume limitado de entradas a partir de Sines, se torna mais oneroso e difícil cumprir a função de Criador de Mercado Obrigatório pelo que defende que a atuação dos criadores de mercado obrigatórios deve assumir uma lógica de último recurso, quando os mecanismos voluntários se revelem insuficientes para garantir a liquidez pretendida.

Quanto à obrigação de os operadores dominantes desempenharem a função de criador de mercado obrigatório, a AGN, a EDP, a EFET, e Naturgy expressam a sua discordância, defendendo antes mecanismos voluntários e abertos de criação de liquidez. O aumento da perceção de risco das empresas sujeitas à obrigação de criação de mercado é um dos argumentos invocados.

Finalmente a GALP sugere a realização de uma consulta prévia aos agentes abrangidos pelas obrigações, de modo a clarificar as obrigações que sobre eles impenderão.

### **Decisão da ERSE**

A ERSE faz notar que a adoção de uma abordagem ibérica na classificação de operador dominante para o setor elétrico decorre do Acordo de Santiago. Enquanto não existir para o setor do gás um acordo internacional que regule a matéria em questão, dificilmente se poderá adotar uma abordagem semelhante.

Por outro lado, os mercados elétrico e de gás natural estão num patamar distinto de integração. No primeiro caso os mercados português e espanhol estão bem integrados, através de um mecanismo europeu de acoplamento que gera, na esmagadora maioria das horas, preços idênticos para os dois países.

---

<sup>4</sup> Na sua declaração de voto ao parecer do Conselho Consultivo.

<sup>5</sup> A Naturgy defende mesmo uma quota de mercado «superior a 15 por cento no fornecimento a clientes finais de gás natural» por entender que se asseguraria maior estabilidade nas empresas abrangidas pela classificação

Pelo contrário, no mercado do gás, a interação entre os dois mercados limita-se a atuações nas interligações através de mecanismos de atribuição explícita de capacidade, mantendo-se os mercados separados por força da aplicação de tarifas de entrada e saída nas interligações.

Enquanto se mantenha o atual contexto, e tal como faz notar a ADC, não parece adequado utilizar o mercado ibérico como o mercado relevante para a classificação de operador dominante.

Assim, entende a ERSE que uma proposta ao legislador para a introdução do conceito de operador dominante deve naturalmente incidir sobre o mercado nacional, não se colocando de parte que, à semelhança da eletricidade, possa o legislador acordar com Espanha a adoção de uma abordagem ibérica num contexto de maior integração dos mercados.

Finalmente, a ERSE toma boa nota dos comentários relativos à ponderação de critérios distintos dos de Espanha, tendo em conta as diferentes estruturas de mercado e de concorrência dos dois países, e que será tida em conta na elaboração de uma futura proposta legislativa.

## 2.2.2 MODELO DE FUNCIONAMENTO DO MERCADO À VISTA E ALOCAÇÃO DE CAPACIDADE NA INTERLIGAÇÃO

### **Proposta da ERSE**

A ERSE submeteu à consulta a possibilidade de avaliar a implementação de mecanismo conjunto de atribuição explícita e implícita de capacidade no PRISMA (modelo CEIA), em alternativa ao modelo previsto (e ainda não concretizado) de atribuição implícita. No âmbito do documento da consulta a ERSE fez um enquadramento breve do modelo CEIA e elencou algumas vantagens e desvantagens da sua utilização.

### **Comentários recebidos**

Os comentários recebidos relativamente à possível implementação do modelo CEIA, reconhecem, de uma forma geral, algum mérito e vantagens associados à implementação deste modelo, recomendando, no entanto a ponderação de custos e benefícios antes de decidir a sua implementação.

Alguns comentários referem a insuficiência deste modelo para a promoção da integração dos mercados: EDP e ADC referem a necessidade de resolver *o pancaking*; o MIBGAS, embora concordando com o modelo,

refere que os recentes desenvolvimentos dos mercados colocaram o foco na negociação a contínuo onde o CEIA não é eficiente, pronunciando-se ainda a favor da abordagem a modelos mais ambiciosos, do tipo Trading Region; REN e ENAGAS defendem também a consideração da opção Trading Region, mostrando disponibilidade para trabalhar em propostas para uma qualquer opção mais abrangente.

A PRISMA assinala que seria necessário ultrapassar várias fases relativas a requisitos legais, regulamentares e contratuais antes de dar início à implementação técnica propriamente dita, que estima possa ser concluída entre 6 a 8 meses, uma vez tomada a decisão e ultrapassadas as fases prévias já referidas.

Finalmente, a GALP apoia o CEIA desde que não implique uma diminuição significativa da capacidade disponível para a atribuição explícita, enquanto o Conselho Consultivo faz notar que o modelo submetido a consulta teria por consequência a eliminação de reserva de capacidade para atribuição implícita.

A Fortia tem o único comentário que é, explicitamente, contrário ao CEIA, referindo a sua maior complexidade do ponto de vista da operação de mercado e ineficiência na utilização das interligações.

### **Decisão da ERSE**

Um dos objetivos desta consulta foi o de conhecer a opinião dos agentes sobre este modelo alternativo de atribuição de capacidade, tendo em vista o possível estudo da sua adoção, o que constituiria um passo de maior integração dos mercados ibéricos de gás, face à situação atual.

A ERSE recorda que, na [consulta pública](#) relativa aos modelos de integração dos mercados português e espanhol num mercado ibérico comum, realizada pela ERSE e CNMC entre 2014 e 2015, se identificou o modelo Trading Region como um modelo válido, embora de implementação mais complexa, razão pela qual se entendeu interessante a adoção um mecanismo de atribuição implícita de capacidade, como passo intermédio de integração dos dois mercados.

Na sequência dessa consulta, os reguladores ibéricos acordaram a implementação de um modelo de atribuição implícita, no qual parte da capacidade de interligação era reservada para atribuição implícita na negociação em mercado organizado, através de “ofertas espelho” entre as duas zonas de preço. A impossibilidade de obter aprovação ministerial em Espanha da alteração das regras do MIBGAS, necessária à concretização do modelo preconizado, inviabilizou, até à data, a sua implementação.

As características do modelo CEIA – não ser feito à medida da interligação Portugal-Espanha e, logo, escalável para outras interligações – pareceria facilitar a necessária alteração às regras do MIBGAS para a sua implementação, o que torna relevante a sua discussão, sabendo-se que se encontra bloqueada a implementação do modelo de atribuição implícita preconizado pelos reguladores, com prejuízo para a liquidez em mercado, em especial para a zona portuguesa.

Reconhecendo que o modelo CEIA não é o ideal, nomeadamente pelo facto de não atribuir capacidade durante a negociação a contínuo, entendeu-se que este poderia constituir uma melhoria face à situação atual, isto sem prejuízo de se concordar com os comentários de que o modelo Trading Region é mais vantajoso face aos modelos de atribuição implícita, o que aliás se reconheceu em 2015 (onde a atribuição implícita surge como modelo intermédio de implementação.)

A ERSE faz, no entanto, notar que, para além das maiores dificuldades de implementação, o modelo Trading Region continua a estar dependente de aprovações que não dependem dos reguladores o que pode ter consequências ao nível da sua efetiva concretização. Apesar disso, reconhece-se que a estrutura do mercado português se alterou desde 2015, passando a maior parte dos aprovisionamentos a ter origem na regaseificação a partir do Terminal de Sines em detrimento das entradas a partir do VIP, o que pode facilitar um acordo sobre esta matéria.

Neste contexto, a ERSE continuará o processo de avaliação, conjuntamente com a CNMC, com os ORT de Portugal e Espanha e com o operador de mercado, sobre a eventual implementação do modelo CEIA, considerando as vantagens, as desvantagens e a oportunidade da sua implementação.

### 2.2.3 MEDIDAS DE FOMENTO DA LIQUIDEZ DE MERCADO ORGANIZADO

#### **Proposta da ERSE**

A ERSE submeteu à consulta a implementação de um mecanismo de criador de mercado voluntário, à semelhança do que já se verifica em Espanha, com a contratação deste serviço para a negociação dos produtos diários e intradiário. Nesse âmbito, os adjudicatários do serviço ficariam obrigados ao cumprimento de determinadas obrigações, nomeadamente o de assegurar um volume e um *spread* de preço entre ofertas de compra e de venda. Foi ainda colocada à consideração a possibilidade de adoção de

medidas alternativas, que tornassem mais atrativa a prestação do serviço de Criador de Mercado Voluntário.

### **Comentários Recebidos**

A globalidade dos comentários recebidos mostrou-se favorável à implementação de um mecanismo de Criação de Mercado Voluntário, aberto a todos os participantes, tendo alguns desses comentários expressado que a Criação de Mercado deve ser feita com base precisamente em mecanismos voluntários (em contraponto à imposição da obrigação a alguns agentes). Foi também referida a necessidade de que os parâmetros aplicáveis em Portugal à prestação do serviço possam diferir dos de Espanha, para tomar em consideração a realidade portuguesa.

O Conselho Consultivo reconhece o mérito na figura do criador de mercado, embora recomende que se sigam as regras de Espanha sobre esta matéria, evitando divergências na aplicação, nomeadamente, no que diz respeito à priorização da aplicação do mecanismo aos produtos diário e intradiário.

Quanto à adoção de medidas para melhorar a atratividade da prestação do serviço, surgiram vários comentários desfavoráveis, que invocaram possíveis distorções de mercado ou do próprio equilíbrio da rede, associadas a uma atribuição gratuita de flexibilidade do Linepack ao Criador de Mercado<sup>6</sup>.

### **Decisão da ERSE**

Os comentários recebidos demonstram que existe unanimidade quanto à implementação expedita de um mecanismo de criação de mercado voluntário, como forma de fomento de liquidez das transações em mercado organizado com entrega no VTP, seguindo procedimentos semelhantes aos adotados em Espanha, mas tomando particular atenção à definição de parâmetros aplicáveis.

Quanto aos produtos sujeitos às obrigações de criação de mercado voluntário, a ERSE entende que se justifica a sua implementação para produtos distintos dos de Espanha (produto mensal<sup>7</sup>). Por um lado,

---

<sup>6</sup> A EDP faz um comentário favorável à atribuição da flexibilidade do linepack, mas da leitura deste comentário perpassa a ideia de que este se referia a uma atribuição transversal e gratuita a todos os comercializadores que forneçam consumos de clientes finais, o que não era o objetivo da proposta.

<sup>7</sup> Os mecanismos voluntários incidem sobre produtos mensais enquanto os mecanismos obrigatórios de criação de liquidez incidem sobre os produtos de curto prazo.

porque o produto mensal ainda nem sequer está sujeito à negociação em mercado organizado com entrega no VTP e, por outro lado, porque o atual estágio de desenvolvimento da negociação do VTP impõe que as medidas mais imediatas de criação de liquidez incidam sobre produtos de curto prazo.

Aliás, em Espanha são os Criadores de Mercado Obrigatório o que estão, em termos práticos, sujeitos à obrigação de criação de liquidez nos produtos de curto prazo. Não existindo ainda esta figura em Portugal, ficaria inviabilizado o fomento de liquidez nestes produtos se não se recorresse a acordos de criação de mercado voluntários.

Face aos comentários recebidos, a ERSE afasta de momento a possibilidade de associar ao processo de contratação do criador de mercado voluntário, mecanismos adicionais para fomentar a atratividade da convocatória.

Assim, face ao exposto, a ERSE irá tomar as ações necessárias para o que o MIBGAS possa lançar uma convocatória para a contratação do serviço de criador de mercado voluntário, tomando especial atenção aos parâmetros a definir, bem como avaliar o resultado desse processo, no sentido de avaliar a necessidade de eventuais melhorias futuras.

#### 2.2.4 FUNCIONAMENTO DO MERCADO E GESTÃO DE DESEQUILÍBRIOS

##### **Proposta da ERSE**

A ERSE propôs alterar a regra de determinação do preço médio ponderado em Portugal, nas situações de ausência de transações no VTP, no sentido de recuperar a regra que vigorava antes da última alteração do MPGTG. A proposta justifica-se pela alteração dramática das condições do mercado de gás natural que, no âmbito da regra atualmente em vigor, induzem oportunidades de arbitragem significativas, com impacto potencial no equilíbrio da rede.

##### **Comentários**

A generalidade dos comentários sobre esta matéria expressou concordância com a proposta da ERSE, tendo alguns deles sublinhado a necessidade da revisão para evitar impactos no equilíbrio da rede devido à maior possibilidade de arbitragens que decorre da regra atualmente em vigor.

O CT e a REN referiram a necessidade de se estabelecer um prazo adequado à sua implementação.

## **Decisão da ERSE**

Face ao exposto a ERSE aprovou a alteração do Procedimento n.º 13 do MPGTG em linha com o proposto no documento de consulta, estabelecendo a sua aplicação a partir de 1 de julho, que se entende ser um prazo adequado tendo em conta a reduzida complexidade da alteração e o facto de se voltar a aplicar uma regra que já vigorou no passado. Também se procedeu a uma correção de uma gralha numa das fórmulas de liquidação que constam do Procedimento n.º 13 do MPGTG.

## **2.3 RESUMO DOS COMENTÁRIOS**

Como comentários relevantes, no âmbito da referida consulta pública, importa identificar os que constam do capítulo seguinte.

### 3 RESUMO DE COMENTÁRIOS RECEBIDOS

#### 3.1 MECANISMOS DE CONTRATUALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

Na tabela seguinte são sintetizados os comentários recebidos, por medida e entidade participante.

Medida	Entidade	Observações
Comentários gerais	Autoridade da Concorrência (AdC)	As medidas propostas são passíveis de fomentar a concorrência no mercado de gás natural, assegurar a estabilidade do fornecimento de gás natural aos clientes finais e, conseqüentemente, mitigar o risco de insolvência de agentes de mercado que atuam no SNG.
	Conselho Consultivo	<p>O CC expressa algumas reservas sobre o momento de apresentação da proposta, bem como a algumas das metodologias apresentadas, atendendo ao processo de análise em curso na própria União Europeia (UE) sobre as conseqüências da crise energética que foi, ainda, especialmente agravada pela situação na Ucrânia.</p> <p>O CC nota ainda que as recomendações que têm vindo a ser emitidas pela UE, estão mais direcionadas para apoios a conceder diretamente aos consumidores pelos Governos dos Estados Membros - no caso do gás com um relevo especial ao segmento industrial pela sua relevância económica, mas sem esquecer os consumidores domésticos mais vulneráveis.</p> <p>Estes apoios têm sido consistentemente considerados como mais efetivos e de aplicação mais célere, por contraponto a intervenções sobre os mercados grossistas que carecem de análise mais detalhada</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>dos impactos que podem provocar estruturalmente e, insiste a Comissão Europeia, não deverão ser adotadas medidas, nomeadamente unilaterais, que ponham em causa a consolidação do Mercado Único de Energia.</p> <p>Por maioria de razão, o CC nota que as propostas agora apresentadas podem conflitar com os considerandos anteriores, como carecem de uma previa harmonização regulatória do MIBGAS, que, muito provavelmente, será um dos atores relevantes nos mecanismos de estabilização tarifária a completar na Península ibérica.</p> <p>Finalmente, notando que a própria ERSE admite que a proposta esta condicionada a alterações legislativas nacionais que terão ainda de ser aprovadas, o CC expressa dúvidas se existira uma possibilidade prática de implementação célere dos mecanismos propostos que permita algum alívio nos custos energéticos dos consumidores.</p>
	Dourogás	<p>Considerado positivo a elaboração de medidas que permitam minimizar o impacto destes valores e garantir um sistema de gás natural sustentável. Na generalidade concordamos com os mecanismos apresentados nesta consulta, considerando que existe informação que poderá estar mais esclarecedora, nomeadamente as características e condições que definem um cliente habilitado aos mecanismos apresentados, e reforçar que estes mecanismos não comprometem ou interferem com as competências dos comercializadores no sistema de gás em Portugal.</p> <p>Os comercializadores devem obrigatoriamente estar incluídos nestas medidas podendo, desde que cumpram com os requisitos propostos, participar nos mecanismos apresentados.</p>

Medida	Entidade	Observações
	EDP	<p>A EDP reconhece positivamente o esforço da ERSE em despoletar a discussão pública relativa a medidas com vista a responder à atual conjuntura de preços de energia. Também não podemos deixar de salientar desde já que qualquer medida deverá ser abordada de uma forma holística, devidamente enquadrada com a regulamentação europeia e analisada tendo em conta os mercados europeus e possíveis medidas que possam vir a ser adotadas a nível legislativo.</p> <p>A este propósito, no dia 23 de março de 2022, a CE emitiu um comunicado sobre a adoção do Quadro Temporário de Crise para permitir aos Estados-Membros utilizar a flexibilidade prevista nas regras em matéria de auxílios estatais para apoiar a economia no contexto da invasão da Ucrânia pela Rússia, onde prevê um conjunto de auxílios, de entre os quais, auxílios para compensar os elevados preços da energia.</p> <p>Adicionalmente, é referido que o Quadro Temporário de Crise ajudará a orientar o apoio à economia, limitando, ao mesmo tempo, as consequências negativas para as condições de concorrência equitativas no mercado único.</p>
	EFET	<p>Tendo em conta que algumas propostas poderão resultar em propostas legislativas e outras poderão ainda necessitar de maior discussão sobre uma possível implementação, a EFET considera que qualquer intervenção proposta deve estar alinhada com as diretrizes europeias</p> <p>De acordo com as diretrizes europeias publicadas no “European Commission Toolbox” (13/10/21) e, mais recentemente, no “REPowerEU” (08/03/22) e no “Temporary Crisis Framework” (23/03/ 22), o apoio a clientes vulneráveis ou empresas que enfrentem elevados custos de energia deve ser realizado</p>

Medida	Entidade	Observações
		através de Auxílios de Estado, evitando a adoção de medidas que prejudiquem a confiança no funcionamento do mercado.
	Endesa	Quaisquer soluções a adotar devem privilegiar os critérios que forem desenvolvidos a nível da UE, devendo-se evitar a adoção de medidas unilaterais que podem pôr em causa o “caminho” para o Mercado Único Europeu.
	FORTIA	A FORTIA entende que é importante que este tipo de iniciativa seja amplamente discutido com os agentes de mercado interessados de forma a obter mecanismos que sejam eficientes e que cumpram com os objetivos de manutenção da competência e traslado de benefício aos consumidores finais.
	Galp	<p>Considerando o momento presente de crise energética, agravada pela agressão à Ucrânia, a Galp entende a intenção da ERSE de procurar mecanismos que possam aliviar a pressão sobre os preços da energia. No entanto, estas medidas não podem deixar de ser enquadradas nas discussões em curso ao nível europeu e ibérico, nomeadamente considerando a recomendação da Comissão Europeia de 23 de março (COM(2022) 138 final), que apela à criação de medidas concertadas a nível europeu assegurando que não se criam distorções no mercado interno, bem como a proposta apresentada à Comissão Europeia pelos governos de Portugal e Espanha, que visa limitar os preços de gás a centros produtores de eletricidade, ainda em análise.</p> <p>Deste modo, consideramos que a discussão de medidas de proteção adicionais para o setor do gás deve aguardar pela conclusão das análises em curso, por forma a garantir que não são tomadas medidas voluntaristas e unilaterais que venham a revelar-se incompatíveis com as medidas coordenadas entretanto adotadas.</p>

Medida	Entidade	Observações
	MIBGAS	<p>A implementação de mecanismos especiais de contratação, tais como um leilão pontual para a aquisição de gás por parte do Comercializador de Último Recurso, pode ser ineficaz no que se refere à obtenção de um preço de gás mais competitivo.</p> <p>O MIBGÁS não acredita que com estes mecanismos pontuais de leilões se possa esperar conseguir preços que melhorem aqueles que se negociam em mercados, nomeadamente em mercado organizado contínuo em concorrência efetiva. O “efeito anúncio” destas compras pode, aliás, induzir os vendedores na procura de prémios nas suas vendas (em relação ao preço de mercado), ao assumir que as compras se devem realizar incondicionalmente ou que o preço em causa não é “dúctil”.</p> <p>Uma fragmentação dos leilões, aproximando as vendas e as compras ao tempo da entrega permitiria diminuir o risco, como se refere no texto da consulta, além de definir melhor as quantidades reais que se devem adquirir.</p> <p>Por outro lado, dentro do contexto atual de alta volatilidade e preços, não é de esperar que as compras a longo prazo através de leilões possam beneficiar de grandes descontos, enquanto as contingências e incertezas geradas pela situação presente permanecerem. Na melhor das hipóteses, o leilão de longo prazo irá sempre tender ao preço de futuro estabelecido pelo mercado organizado ou (se o horizonte temporal for ainda maior) a um encarecimento pelo prémio de risco inerente à venda pontual de gás.</p>
	OMIP	<p>Nas duas medidas identificadas pela ERSE no âmbito da contratualização de gás natural (mecanismo regulado de venda de gás e mecanismo de estabilização da procura), a metodologia proposta para a fixação de preços ou descontos é a de leilão. Trata-se de uma solução consagrada na teoria económica</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>para atribuição de ativos escassos aos agentes que mais os valorizam, em oposição a qualquer fixação administrativa, pelo que a sua utilização nestes processos nos parece absolutamente adequada.</p> <p>O OMIP coloca-se à disposição da ERSE para desenvolver as atividades e funções que forem necessárias na implantação dos mecanismos de leilão que vierem a ser decididos na sequência da presente Consulta Pública.</p> <p>Com efeito, o OMIP é a entidade de referência em Portugal no que respeita ao desenho, gestão e execução de leilões para atribuição de ativos por mecanismos de mercado, em particular no setor da energia, nomeadamente gás natural (Gas Release), direitos de capacidade nas infraestruturas do Sistema Nacional de Gás Natural, eletricidade, capacidade de injeção de energia renovável na rede, garantias de origem, capacidade na interligação elétrica Portugal-Espanha, Produção em Regime Especial, licenças de espectro radioelétrico, etc.</p>
	<p>PRISMA European Capacity Platform</p>	<p>A PRISMA considera a implementação de Combined Explicit and Implicit Allocation (CEIA) de capacidade de transporte de gás como uma das medidas que poderão apoiar o mercado de gás português (e os mercados de outros países vizinhos na Europa).</p> <p>A PRISMA partilha da opinião da ERSE de que a implementação do CEIA entre Portugal e Espanha seria benéfica para os participantes do mercado devido ao potencial aumento da liquidez nos respetivos mercados de commodities e à eliminação das ineficiências causadas pela contratação de capacidade de transporte e commodity de gás em duas ocasiões distintas.</p> <p>Também destaca que o modelo do CEIA é escalável o que significa que outros países europeus poderiam começar a usá-lo, e que a PRISMA European Capacity Platform GmbH opera com base em</p>

Medida	Entidade	Observações
		princípios cost-plus. Este último elemento implica que, se mais países europeus começarem a usar o CEIA, os custos pagos por cada país diminuiriam. Além disso, PRISMA é renomada como uma plataforma de mercado neutra e bem-estabelecida, servindo os mercados de gás europeus há mais de 10 anos.
	REN	A REN acolhe positivamente, quer a possibilidade de avanço no estudo de viabilidade de implementação do modelo CEIA (Combined Explicit and Implicit Allocation) no VIP ibérico, quer a introdução da figura de criador de mercado na plataforma de negociação MIBGAS, como adições ao desenho do mercado, visando o incremento da liquidez e profundidade para a concretização de transações e atribuição de significado ao sinal preço resultante da negociação.
	REN e Enagás	A REN e a Enagás congratulam-se com a proposta da ERSE de avaliar a implementação do referido modelo e reiteram a sua disponibilidade para elaborar e apresentar uma proposta mais detalhada para apreciação das entidades reguladoras. No entanto, as empresas gostariam de salientar que estão conscientes das limitações e dificuldades práticas para a implementação do modelo CEIA decorrentes da limitada liquidez em ambos os mercados ibéricos e da necessidade de adaptação dinâmica dos fluxos diários no contexto atual. Uma análise mais ampla, incluindo o estudo de outras opções mais complexas, incluindo uma “Trading Region” e como lidar com duas zonas de balanço, também deve ser tido em consideração. A REN e a Enagás estariam disponíveis para trabalhar em propostas para qualquer opção mais abrangente, sem prejuízo do resultado da sua análise.
Mecanismo regulado de venda de gás	AGN	A AGN considera que o fornecimento ao mercado regulado está garantido através dos contratos de longo prazo em regime de <i>take or pay</i> (TOP) detidos pelo Comercializador do SNG (CSNG), que tem por obrigação assegurar a disponibilização dos volumes necessários ao comercializador de último recurso

Medida	Entidade	Observações
		<p>grossista (CURg) necessários à satisfação dos consumos dos clientes abastecidos pelos comercializadores de último recurso retalhistas (CURRs).</p> <p>A AGN argumenta que este mecanismo assenta em dois pilares altamente discutíveis: por um lado pressupõe a cativação antecipada de volumes com base na previsão de uma eventual necessidade futura que pode nunca se materializar; e por outro lado, propõe a colocação à disposição de alguns comercializadores ou clientes finais, de volumes dos contratos de <i>take or pay</i> (TOP).</p> <p>Quanto ao primeiro pilar, entende que o atual enquadramento regulatório, desde que cumprido pelo CSNG, CURg e CURRs, já assegura o abastecimento de todos os clientes do mercado regulado, incluindo os que venham a necessitar do fornecimento supletivo.</p> <p>Quanto ao segundo pilar, ao ser dirigido apenas a alguns comercializadores de gás natural e consumidores finais, incumpe as orientações da União Europeia quanto ao tratamento equitativo dos agentes do sector e o estabelecimento de condições de concorrência, introduzindo situações discriminatórias entre os agentes e, conseqüentemente, distorcendo o funcionamento do mercado.</p> <p>Adicionalmente, a AGN defende que o agente detentor destes contratos TOP, neste caso o CSNG, deve ser responsabilizado em caso de falha nas suas responsabilidades de garantia de abastecimento do mercado regulado, nas condições de preço definidas pelo regulador, mas deve também ser livre na gestão do remanescente dos seus volumes, assumindo os respetivos riscos e potenciais ganhos ou perdas, salvaguardada a não contaminação do mercado regulado.</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>A AGN refere ainda que os clientes finais, em especial, os consumidores industriais, já estão a ser alvo de medidas, anunciadas pela Comissão Europeia, que preveem apoios mais diretos por via de auxílios de estado a clientes vulneráveis ou empresas que enfrentem custos de energia elevados.</p>
	AdC	<p>A AdC defende que este mecanismo tem por objetivo conferir maior previsibilidade e estabilidade de preço na compra de gás pelos agentes de mercado, através da colocação, via mecanismo competitivo, de parte das quantidades de gás natural adquiridas pelo Comercializador do SNG no âmbito dos seus contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de take-or-pay.</p> <p>Este mecanismo, muito embora motivado por um contexto substancialmente diferente, está alinhado com o objetivo da recomendação da AdC, no Inquérito setorial ao fornecimento de gás natural a consumidores industriais, de outubro de 2017, no sentido de que o Comercializador do SNG fosse obrigado a partilhar com os agentes de mercado – sobretudo os de menor dimensão – os benefícios de estabilidade e previsibilidade de preço decorrentes dos seus contratos take-or-pay de longo prazo (Nigéria e Sonatrach).</p> <p>A AdC considera que este mecanismo – não obstante os seus detalhes se encontrarem ainda pouco desenvolvidos no documento de discussão – deverá ser direcionado exclusivamente a comercializadores independentes, i.e., sem presença direta no aprovisionamento de gás natural, e a clientes industriais, atendendo à sua maior exposição aos preços de mercado.</p>
	Conselho Consultivo	<p>Após a avaliação cuidada da proposta, o CC nota algumas insuficiências de informação e, mesmo, de fundamentação, considerando relevar o seguinte:</p>

Medida	Entidade	Observações
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Não são abordados impactos de um ponto de vista concorrencial, na medida em que se dirige especificamente a um dos múltiplos agentes de mercado que opera como importador no SNG;</li> <li>• Não resulta óbvia se a referência as disposições do RRC que consideram a realização de leilões seja aplicável a presente situação, dado que estes foram estabelecidos num momento ainda incipiente da abertura do mercado com o objetivo de incremento da concorrência. Contudo, o que parece resultar da fundamentação apresentada no documento justificativo será uma preocupação do Regulador sobre a garantia de fornecimento em caso de falência de agentes. O CC considera que, tratando-se de questões de diferente natureza, as mesmas deverão, assim, ser abordadas com mecanismos legislativo/regulatórios a eles especificamente dirigidos;</li> <li>• Apesar da situação internacional de crise, o mercado português terá demonstrado a sua resiliência, não tendo sido identificados problemas potenciais no que respeita a segurança de abastecimento;</li> <li>• No que respeita a eventuais situações de falência de comercializadores, o CC regista que esta situação já ocorreu e, do reportado pela ERSE, as regras estabelecidas pelo Regulador para ativação de fornecimento supletivo, permitiram ultrapassar sem qualquer constrangimento os problemas daí derivados, valorizando especialmente o CC que os clientes afetados não observaram alguma descontinuidade nos seus fornecimentos quando passaram a ser realizados pelo CURR da sua zona geográfica;</li> <li>• Finalmente, o CC considera que deve ser valorizada a solidez do mercado, traduzida no facto de 95% dos fornecimentos serem garantidos por grupos internacionais com sólida experiência no mercado de energia e continuada presença no mercado nacional nos últimos anos. Nestas condições, a real</li> </ul>

Medida	Entidade	Observações
		<p>possibilidade de disrupção por falência ou inabilitação de algum destes agentes parece suficientemente reduzida, pelo que parecera algo deslocada uma metodologia tao intervencionista.</p> <p>Deste modo, e notando o CC que esta em analise a nível comunitário um provável redesenho do mercado único de energia, ao que se deve adicionar a necessidade de proteger o desenvolvimento harmonioso do MIBGAS, bem como um consenso na preferência pela adoção de medidas céleres de apoio diretos a consumidores, o Conselho recomenda que a ERSE reavalie a oportunidade desta proposta que surge como algo voluntarista e extemporânea, carecendo de um maior alinhamento com desenvolvimentos supranacionais.</p>
	Conselho Tarifário	<p>A ERSE assume que a operacionalização do mecanismo será garantida por um único agente do SNG. Considera o CT que na proposta deveria ter sido apresentada uma análise sobre eventuais questões concorrenciais daí decorrentes, notando ainda que um eventual recurso adicional aos contratos históricos do CSNG até poderá ter um efeito de estreitamento na diversidade das fontes de aprovisionamento;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• A referência às disposições do RRC não resulta óbvia, dado que os objetivos então estabelecidos para a realização de leilões tinham a ver com a promoção da concorrência e novos entrantes. No entanto, do documento justificativo parece que a principal preocupação do Regulador será a garantia de fornecimento em caso de falência de agentes. Estas duas situações são de natureza diferente e, assim, deverão ser tratadas de modo diverso;</li> <li>• Mesmo no que respeita às situações de falência de comercializadores, as mesmas já ocorreram e, do conhecimento do CT, as regras existentes, quer na legislação, quer na regulamentação que estabeleceu o fornecimento supletivo, permitiram ultrapassar sem qualquer constrangimento os problemas daí</li> </ul>

Medida	Entidade	Observações
		<p>derivados, sem que os clientes afetados tenham sentido disrupção nos seus fornecimentos que passaram a ser garantidos pelo CURR da respetiva zona geográfica;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• O CT não identifica na proposta a forma como será efetuada a ablação destes montantes de gás, dos atuais contratos do CSNG. Do mesmo modo importa clarificar como serão tratadas as eventuais revisões de preço pelo fornecedor no decurso dos contratos;</li> <li>• O CT releva ainda a importância de ser garantido que o resultado da aplicação deste mecanismo seja repassado, de forma transparente, aos consumidores finais abrangidos, devendo a ERSE expor a respetiva metodologia;</li> <li>• Entende o CT que deva ser possível a participação de consumidores de gás em um leilão específico para consumidores industriais, sem prejuízo de se dever acautelar o respeito pelos contratos pré-existentes com agentes de mercado;</li> <li>• Esta participação voluntária deve ser agilizada tanto quanto possível, com recurso a mecanismos de contratação adequados (swaps financeiros e/ou operações virtuais), sem prejuízo de não se dever permitir a criação de situações de discriminação face a outros intervenientes no mercado, em termos das obrigações de registo e garantias perante os operadores.</li> </ul> <p>O CT considera que a medida proposta pela ERSE surge como algo voluntarista e que carece de uma maior fundamentação e definição.</p>
	Dourogás	O mecanismo proposto pela ERSE vai de encontro ao disposto no Art.º 268º do RRC, ou seja, a venda de gás pelo comercializador do Sistema Nacional de Gás que será operacionalizada através de um leilão,

Medida	Entidade	Observações
		<p>após uma proposta do comercializador do SNG. A Dourogás entende que este leilão tem como fonte de aprovisionamento os contratos existentes em regime de take-or-pay.</p> <p>A Dourogás entende que, de uma forma geral, está pouco clara a explicação da antevisão do que poderá ser este mecanismo. O objetivo, no âmbito do RRC, é fomentar a concorrência, no entanto, na proposta apresentada pela ERSE o principal objetivo neste mecanismo é a garantia de fornecimento em caso de comercializadores que se encontram na iminência de entrar em fornecimento supletivo, devendo desta forma ser esclarecida em que âmbito se proporcionará este mecanismo.</p> <p>A Dourogás concorda que o mecanismo proposto deva ser aplicado obrigatoriamente a todos os comercializadores de gás (com eventuais restrições associadas a quota de mercado) para promover a concorrência, tal como previsto no RRC. Por outro lado, as condições de venda deste gás não estão claramente definidas. Para além dos comercializadores de gás, concordamos que possa ser possível a participação de consumidores finais no leilão, nomeadamente clientes industriais que tem impacto na sustentabilidade do Sistema Nacional de Gás.</p>
	EDP	<p>Relativamente a este mecanismo importa salientar que os contratos de longo prazo em regime de take or pay (ToP)<sup>1</sup>, da titularidade do Comercializador do Sistema Nacional de Gás, devem garantir o fornecimento do consumo do mercado regulado. Desta forma, o titular destes contratos tem como obrigação garantir que o comercializador de último recurso grossista (CURg) dispõe de volumes que satisfaçam as carteiras comerciais dos CURr.</p> <p>Neste contexto, a EDP entende que o fornecimento ao mercado regulado está garantido através dos referidos contratos de ToP, mesmo na situação em que os comercializadores em regime livre venham a solicitar o fornecimento supletivo preventivo, previsto no âmbito do Regulamento n.º 951/2021.</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>Assim, face à eventual insolvência de um agente comercializador, o cliente tem sempre a hipótese de aceder a contratos de abastecimento do mercado regulado. Este mecanismo, atualmente em efeito, limita os impactos adversos e riscos de natureza sistémica para todos os operadores da saída desordenada de consumos ou de agentes comercializadores.</p> <p>O mecanismo regulado ora proposto, pressupõe, por um lado, cativar volumes de gás antecipadamente, tendo por base uma eventual necessidade futura, sem a certeza de que a mesma se venha a efetivar, e por outro lado, a libertação de volumes de gás não adstritos ao mercado regulado, de forma a beneficiar alguns comercializadores ou clientes finais.</p> <p>A EDP entende que o atual enquadramento regulatório, conforme acima indicado, já protege todos os clientes do mercado regulado e aqueles que venham a necessitar de fornecimento supletivo. Ainda assim, e no caso de a ERSE entender avançar com a implementação deste mecanismo, se o mesmo for aplicado apenas a alguns comercializadores de gás natural, não estará em linha com as orientações da CE quanto a condições de concorrência equitativas em mercado. Neste particular, o mecanismo proposto introduz condições anti concorrenciais, criando fortes distorções de mercado e situações discriminatórias entre agentes, deturpando assim o seu funcionamento e pondo em causa a sua integridade. Note-se, aliás, que ao longo dos últimos anos, os contratos de longo-prazo com características semelhantes aos dos contratos objeto deste mecanismo, foram sendo terminados ou renegociados, havendo ao dia de hoje um alinhamento entre os preços de aprovisionamento e os registados em mercados organizados (hubs). Esta situação implica que os contratos objeto deste mecanismo têm condições de preço mais favoráveis do que aquelas que se conseguem obter atualmente no mercado.</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>Pelo exposto, a EDP demonstra grande preocupação com a proposta ora apresentada para o regime regulado de venda de gás, desaconselhando desde já a sua implementação, que terá obrigatoriamente um forte impacto na dinâmica concorrencial do mercado.</p> <p>No caso dos clientes finais, em especial os industriais, as medidas anunciadas pela CE já preveem apoios mais diretos por via de auxílios estatais.</p> <p>Por outro lado, tal como referido pela ERSE, reconhecemos que nas atuais circunstâncias, com os preços associados a estes contratos ToP, existem potenciais ganhos de negociação, por estes se encontrarem abaixo dos preços atualmente verificados nos mercados organizados europeus (importa salientar que estes ganhos estariam sujeitos à aplicação da CESE no setor do gás). Em verdade, os contratos em causa são detidos pela empresa titular, sendo esta responsável por gerir o risco de preço inerente ao comportamento dos mercados internacionais e o risco de volume inerente ao comportamento do mercado regulado nacional, pelo que, nas condições atuais, se verifica um upside. No entanto, realçamos que em cenários onde o preço nos mercados europeus seja inferior, aliado a uma redução do número de clientes no mercado regulado, poderá potencialmente ocorrer um downside para a empresa titular.</p> <p>Neste contexto, a EDP defende que o agente de mercado detentor dos contratos ToP, na medida em que é responsável por efetuar a gestão do risco de preço e volume inerente aos contratos per se e ao abastecimento do mercado regulado, deveria também obter os ganhos ou perdas decorrentes deste posicionamento.</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>Assim, a EDP defende que, em linha com as orientações europeias publicadas na “toolbox” de 13 de outubro de 2021 e, mais recentemente, no “REPowerEU” e no “Quadro Temporário de Crise”, os apoios a clientes vulneráveis ou empresas que enfrentem custos de energia elevados devem ser efetuados através de auxílios de Estado, evitando adotar medidas que abram um precedente que prejudique a confiança no funcionamento do mercado.</p>
	EFET	<p>O mecanismo regulado para a venda de gás de contratos Take-or-Pay (ToP) para previsibilidade de preços e suavização intertemporal vai contra as diretrizes da Comissão Europeia sobre concorrência leal no mercado.</p> <p>Considerando que visa a aquisição de volumes de um grupo limitado de fornecedores do mercado para consumidores específicos, a EFET acredita que este mecanismo pode introduzir discriminações entre diferentes participantes do mercado, distorcendo o funcionamento do mercado e aumentando os custos para os consumidores no longo prazo.</p> <p>Relativamente aos clientes finais, sobretudo industriais, as medidas anunciadas pela Comissão Europeia já preveem um quadro de apoio mais direto compatível com as orientações em matéria de auxílios estatais.</p> <p>Os contratos de longo prazo em regime de ToP, propriedade do Fornecedor do Sistema Nacional de Gás, devem garantir o fornecimento de gás no mercado regulado, pelo que o titular destes contratos é obrigado a assegurar que o CURg dispõe de volumes suficientes para a CURr. Segundo entende a EFET, esses contratos já contemplam os volumes referentes ao abastecimento de consumidores cujos fornecedores não conseguem mais garantir seus compromissos contratuais.</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>Por fim, o agente de mercado titular dos contratos de ToP deve também obter os ganhos ou perdas decorrentes deste posicionamento, uma vez que é responsável pela gestão do risco de preço e volume dos contratos enquanto abastece o mercado regulado.</p>
	FORTIA	<p>A FORTIA opina que a forma mais eficiente de transladar o benefício dos leilões aos consumidores industriais é colocando os volumes liberados das obrigações do comercializador do SNG à disposição dos consumidores de maneira direta, sendo assim, os próprios consumidores industriais participariam dos leilões. Dessa forma, se garante que os consumidores industriais se beneficiam da redução de preços proporcionadas pelo mecanismo e se restringe o passo aos agentes arbitragistas. A participação desses consumidores no leilão deve ser em regime híbrido, ou seja, o fato de o consumidor ir diretamente ao leilão não afetaria sua relação comercial com o seu comercializador, tendo o último o papel de gerir no mercado a parcela de consumo de gás natural não contratada previamente em contratos bilaterais ou no presente mecanismo.</p>
	Galp	<p>A Galp expressa a sua total discordância a esta proposta, porque a mesma configura uma tentativa de apropriação de um ativo que é da empresa Galp Gás Natural (GGN): os contratos de longo prazo em regime de take-or-pay, celebrados anteriormente à Diretiva 2003/55/CE e que, de um modo explícito, passaram para a plena posse desta empresa, no momento de alteração do Contrato de Concessão da Transgás (hoje GGN) em 2006.</p> <p>Esta suposta possibilidade de utilização dos contratos históricos para fazer face a dificuldades de aprovisionamento e/ou conjunturas de preços não encontra base legal, ou regulatória, sendo aliás a referência à disposição constante do RRC para realização de leilões particularmente deslocada, dado esta disposição ter sido criada in illo tempore com o fim de promover a concorrência e o acesso de</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>novos entrantes, e seguramente não para permitir a agentes terceiros a possibilidade de contratar em condições supostamente mais favoráveis o fornecimento de gás natural que é propriedade de outros.</p> <p>A Galp considera que a ERSE, neste caso em concreto, extravasou largamente as competências e poderes que a legislação lhe confere, pelo que solicitou Parecer Jurídico externo ao Dr. Rui Medeiros (da Sociedade Sérvulo &amp; Associados) sobre a adequação jurídica da proposta, o qual se anexou aos comentários remetidos, com a menção expressa de que se considerasse como parte integrante destes.</p> <p>A Galp crê que a análise e conclusões do referido Parecer são cristalinas quanto à ilegalidade da proposta, permitindo-nos notar, em particular, a análise realizada sobre os seguintes pontos específicos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>(i) Conceito e Objetivos dos Leilões previstos no RRC, e o desvio de poder exercido pela ERSE na tentativa de adoção de um programa supostamente similar, mas de resultados e consequências totalmente díspares daqueles;</li> <li>(ii) A inabilitação legal da ERSE para decidir pela realização de tais leilões e mesmo a impossibilidade de tal ser decidido por um ato legislativo;</li> <li>(iii) As obrigações de fornecimento da GGN em termos do SNG limitam-se aos Comercializadores de Último Recurso, operacionalizadas via CURG e apenas enquanto existirem consumos sob este regime. O gás remanescente após a satisfação destas entregas é da propriedade exclusiva da GGN, não impendendo sobre este gás qualquer obrigação de partilha de resultados da sua comercialização com o SNG;</li> </ul>

Medida	Entidade	Observações
		<p>(iv) A constitucionalmente inaceitável invasão da propriedade privada da Galp Gás Natural, caso existisse uma apropriação de volumes dos contratos take-or-pay sob algum mecanismo de contratação a que a GGN fosse obrigada contra a sua vontade.</p> <p>Neste sentido, a Galp crê não ser possível outra conclusão que não a de que a proposta da ERSE surge como ilegal, não devendo sequer ser considerada em termos de desenvolvimentos futuros da regulamentação do SNG.</p>
	REN	<p>Os leilões do comercializador do SNG, conforme previsto no artigo 268.º do Regulamento de Relações Comerciais, visam disponibilizar ao mercado, gás a preços concorrenciais, num contexto de preços elevados no mercado à vista. Pretende-se estabilizar o preço e contrariar a potencial redução do consumo dos clientes finais. Para além dos devidos méritos, deve garantir que as medidas agora colocadas a discussão não acarretem um futuro encargo adicional para os consumidores de gás natural através da geração de défice tarifário, com o risco de sobrecarregar consumos futuros com custos que não sejam concorrenciais com os praticados em outros países Europeus.</p>
Mecanismo de estabilização da procura	AGN	<p>A AGN entende que o mecanismo proposto poderá ser relevante no contexto atual de crise energética. Contudo, considera que o mesmo carece de um maior aprofundamento, quer na definição dos parâmetros, quer na quantificação dos seus impactos a nível do SNG.</p> <p>Defende, ainda, que no âmago deste mecanismo está a origem e dimensão da dotação inicial, a qual terá necessariamente de estar ligada quer à expectativa de volumes a contratar sob este mecanismo, quer ao período temporal de aplicação, questões que não são concretizadas no Documento Justificativo da Consulta Pública.</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>A AGN manifesta a sua preocupação pelo facto de o mecanismo não estar definido de modo objetivo e transparente, com base em apoios reais identificados ex-ante, situação indesejada porque potencia a criação de défice tarifário, com efeitos negativos no sistema.</p> <p>Faz ainda notar que a proposta é omissa sobre a efetiva capacidade do CURG para exercer estas funções, as quais obrigariam ao seu registo como comercializador no MIBGAS e a toda a tramitação obrigatória para essas atividades.</p> <p>Por sua vez, considera que não seria curial uma simplificação de processos que conferisse ao CURG uma vantagem competitiva face a outros agentes, nomeadamente ao nível de garantias a prestar.</p> <p>Do mesmo modo, a AGN recomenda que a ERSE explicita a estimativa de custos em que o CURG teria de incorrer para estabelecer esta atividade, de modo a melhor avaliar a relação custo-benefício de uma atividade que, se admite, será necessariamente limitada no tempo.</p>
	AdC	<p>A AdC refere que este mecanismo pretende assegurar a estabilidade da procura e, conseqüentemente, a estabilidade tarifária do SNG, através da implementação de um leilão de vendedor único - o Comercializador de Último Recurso Grossista – para fornecimento de gás natural aos clientes industriais, em condições de preço mais competitivos e estáveis, a ser financiado (em parte) por uma dotação inicial.</p> <p>Considera, ainda, que sem prejuízo de não serem conhecidos todos os parâmetros relevantes para a implementação deste mecanismo, considera-se que o modelo de trading virtualizado é aquele que apresenta, à partida, menores riscos – de contraparte e de volume – para o SNG e, conseqüentemente, para os consumidores.</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>Adicionalmente, a AdC entende que a referida dotação inicial a afetar ao mecanismo em discussão não deverá ser suportada por via da criação de défice tarifário, sob pena de se penalizar a competitividade do custo do gás natural para consumidores domésticos e – sobretudo – industriais.</p>
	Conselho Consultivo	<p>O CC reitera uma vez mais o carácter extemporâneo da proposta atendendo ao atual contexto, nomeadamente, as discussões tidas a nível Europeu e Ibérico, e ainda a proposta conjunta que os Governos de Espanha e Portugal apresentaram a Comissão Europeia sobre o mecanismo de preço máximo de gás natural para a formação do preço de eletricidade no mercado grossista.</p> <p>Numa situação de carácter excecional, o CC considera que um mecanismo de estabilização da procura poderá constituir-se como um instrumento adequado. No entanto, considerando a complexidade e potencial impacto nos diferentes intervenientes do SNG, o CC recomenda que no momento de eventual aprovação da regulamentação detalhada do mecanismo, seja também clarificado o seu enquadramento (por ex. clientes abrangidos, dotação inicial, modelo de trading), bem como aprovados de forma transparente e não discriminatória os parâmetros quantitativos aplicáveis a sua aplicação, por forma a permitir uma adequada implementação.</p> <p>Sendo este um mecanismo inovatório, o qual terá o CURG como figura facilitadora, o CC nota que a proposta não discute a efetiva capacidade ou investimento necessário do CURG para exercer funções em regime de mercado, atendendo quer as exigências regulatórias para a sua habilitação como agente, quer aos custos associados. Nesse sentido, e opinião do CC que a falta desta informação não contribui para uma discussão objetiva do mecanismo.</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>Ainda assim, e sem prejuízo de se defender a importância de se aguardar pelas medidas europeias que venham a ser aprovadas, que tenham um impacto especial no mercado energético ibérico, caso o mecanismo em apreço venha a aplicar-se, o CC recomenda a adoção do modelo de trading virtualizado, uma vez que é aquele que menos risco poderá acarretar para o CURG e para os comercializadores.</p> <p>Adicionalmente, e conforme refere a ERSE no documento justificativo da proposta, "as opções colocadas partem da possibilidade de existir uma dotação inicial a afetar ao mecanismo, cuja proveniência se terá que enquadrar nas reais alternativas disponíveis no quadro regulamentar, em especial no quadro normativo que rege a fixação de tarifas, ou outras fontes de financiamento".</p> <p>Sendo desconhecido o montante da dotação inicial afeta ao mecanismo, bem como a própria origem da mesma, e opinião do CC que, para uma concretização mais eficaz da medida que se pretende especialmente de apoio a indústria, a mesma seja implementada diretamente através do Estado e não das empresas do setor ou dos consumidores.</p> <p>Na ausência de fontes de financiamento específicas para suportar os encargos decorrentes deste mecanismo, o CC manifesta a sua preocupação que o mesmo seja suportado via criação de défice tarifário, o qual acarretaria impactos tarifários estruturantes para os consumidores, principalmente para aqueles que não estiveram diretamente abrangidos por este mecanismo, notando ainda o CC que a incerteza sobre a evolução dos consumos no SNG pode criar restrições na recuperação de défices.</p> <p>Sem prejuízo do anterior, o CC relembra que a criação de défice tarifário devesse sempre ser a última opção a adotar e fundamentada numa decisão de política energética, opinião que transmitiu a ERSE no decorrer da sessão de esclarecimentos decorrida em 25 de março de 2022.</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>Por fim, o CC nota que este mecanismo poderá criar expectativas otimistas em alguns agentes, em especial os beneficiários deste mecanismo. No entanto, no respeito pela proteção dos consumidores e pelo funcionamento equilibrado do mercado, o CC recomenda que seja acutelada a situação de risco associada as condições de financiamento do mecanismo de modo a reduzir os impactes tarifários no conjunto dos consumidores de gás natural. Do mesmo modo, deveria ser realizada uma avaliação de eventuais impactos em contratos de fornecimento existentes, se os adquirentes de gás natural por este mecanismo pretenderem terminar antecipadamente estes contratos.</p>
	Conselho Tarifário	<p>O CT considera que, se numa situação excecional se poderia reconhecer alguns méritos numa proposta desta natureza, o Documento Justificativo apresentado pela ERSE não tem o detalhe que seria necessário para permitir uma compreensão dos impactos que o mecanismo poderia ter nos diferentes intervenientes do SNG, o que limita a capacidade do CT em dar uma opinião definitiva.</p> <p>Sem prejuízo do anterior, o CT apresenta os seguintes comentários sobre pontos específicos da proposta:</p> <p>a) Modelo de aplicação</p> <p>São avançados dois modelos alternativos: trading efetivo ou trading virtualizado, sendo que em ambos os casos o CURG garantirá a sua operacionalização.</p> <p>Considera o CT que a proposta deveria, em primeiro lugar, ter discutido a efetiva capacidade de gestão e investimento do CURG para realizar estas funções em regime de mercado, considerando as obrigações regulatórias e financeiras que impendem sobre os agentes. O CT nota que a ausência desta</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>análise prejudica a avaliação da efetiva possibilidade de implementação eficaz e tempestiva do mecanismo.</p> <p>Sem prejuízo da nota anterior, e reforçando a necessidade de que medidas desta natureza sejam tomadas em acordo com o que vier a ser aprovado a nível comunitário e, especialmente, no mercado ibérico, o CT expressa alguma preferência conceptual pelo modelo de <i>trading</i> virtualizado, dado parecer ser o que poderá representar um menor risco para o CURG e para os demais agentes, e implicar uma descontinuidade operacional menos evidente.</p> <p>b) Financiamento</p> <p>O CT não pode deixar de manifestar preocupação pelo facto do montante da dotação inicial a afetar ao mecanismo ser desconhecido, o mesmo sucedendo com a origem dessa dotação.</p> <p>Com efeito, na ausência de fontes de financiamento específicas para suportar os encargos decorrentes deste mecanismo, o CT deixa expressa uma preocupação de que o mesmo seja suportado pela criação de défices tarifários, os quais implicarão impactos tarifários futuros estruturantes para os consumidores, especialmente desajustados para os que não foram abrangidos por este mecanismo, situação que seria discriminatória e inadequada de um ponto de vista intergeracional.</p> <p>Também pelo anterior, o CT considera que, para uma concretização mais eficaz de medidas de apoio a consumidores, em especial à indústria, pareceria mais adequado que essas medidas fossem operacionalizadas diretamente através do Estado e não das empresas do setor ou dos consumidores. Em qualquer caso, o CT manifesta o que tem sido a sua posição de princípio de desacordo ao estabelecimento de défices tarifários que deverá sempre ser uma última opção a adotar.</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>Deste modo, em notas conclusivas sobre a proposta, o CT refere o seguinte:</p> <p>Devem ser evitadas expectativas otimistas nos agentes, em especial nos beneficiários deste mecanismo, dado que a criarem-se défices tarifários, os mesmos acabarão por ser suportados, direta ou indiretamente, pelos consumidores;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Deverá ser realizada uma avaliação de eventuais impactos em contratos de fornecimento existentes, em especial se os adquirentes de gás natural por este mecanismo pretenderem terminar antecipadamente estes contratos, não devendo deste facto resultar perdas para os comercializadores cessantes;</li> <li>• Em qualquer caso, o CT antecipa que, a ser finalmente implementado um mecanismo da natureza do proposto, as condições que regulem o mesmo devem ser objeto de uma consulta prévia, em particular com referência a este Conselho, que permita aquilatar quer o seu enquadramento (por ex. fontes de financiamento, dotação inicial, clientes abrangidos, modelo de trading), bem como conhecer e aprovar ex-ante, de forma transparente e não discriminatória, os parâmetros quantitativos aplicáveis.</li> </ul>
	Dourogás	<p>Nos mecanismos apresentados estão considerados os “clientes habilitados”, no entanto não está definido no documento as características e condições desses clientes. A Dourogás considera importante esta informação para perceber que clientes poderão estar habilitados a estas medidas. A Dourogás concorda com um mecanismo que não desfavoreça o comercializador, ou seja, que não implique o risco de desequilíbrios e perdas ao comercializador.</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>Um do mecanismo apresentado tem como base a possibilidade de existir uma dotação inicial a afetar ao mecanismo, no entanto, a Dourogás considera que deve ser esclarecida a forma e qual a fonte de financiamento dotação referida.</p> <p>Dependendo da definição de “clientes habilitados”, é necessário que as compras efetuadas pelos comercializadores que foram efetuadas para garantir as necessidades dos clientes fiquem salvaguardadas. Por exemplo, no caso de aquisição de gás, em que o comercializador também tem uma parte de gás entregue ao cliente, em caso de desequilíbrio devia ser considerada sempre em primeiro lugar a compra efetuada pelo comercializador. A Dourogás considera que este processo não está claro.</p>
	EDP	<p>Relativamente ao mecanismo de estabilização da procura, a EDP alerta para o elevado risco, para o SNG, presente no modelo de trading efetivo, no qual o leilão é efetuado à priori, sendo depois efetuadas as compras para suprir o fornecimento adjudicado. No contexto atual, a elevada volatilidade de preços deixaria o SNG exposto a potenciais windfalls, tanto positivos como negativos, que poderiam ser suscetíveis de gerar uma dívida no sistema, cuja dimensão é difícil de estimar, numa altura em que a utilização de gás natural para clientes residenciais e outras aplicações eletrificáveis terá tendência a ser descontinuada, reduzindo assim o universo de clientes responsáveis pelo pagamento de tarifas.</p> <p>Por último, a EDP defende que, em linha com as orientações europeias publicadas, os apoios a clientes vulneráveis e empresas que enfrentem custos de energia elevados devem ser efetuados através de auxílios de Estado, criados para o efeito. Neste ponto salientamos a medida prevista no Quadro Temporário de Crise, que permite o apoio direto a empresas cuja atividade económica seja severamente impactada pelo aumento excessivo dos preços da energia.</p>

Medida	Entidade	Observações
	EFET	<p>O “mecanismo de estabilização da procura” não é compatível com as orientações dos auxílios de Estado.</p> <p>No que diz respeito ao “mecanismo de estabilização da procura” (mecanismo de estabilização da procura), deve-se notar que o modelo proposto inclui um risco significativo para os participantes mercado de gás, uma vez que os leilões são realizados a priori e os respetivos volumes precisam ser comprados posteriormente.</p> <p>No atual contexto de alta volatilidade de preços, o mecanismo exporia participantes do mercado a potenciais ganhos inesperados, cuja extensão não pode ser antecipada. A EFET considera ainda que os custos associados seriam socializados via tarifária – como solução seria desproporcionada e onerosa para a economia portuguesa, não seriam apenas os consumidores de gás que beneficiariam dos descontos, mas teriam de suportar todo o custo.</p> <p>Além disso, como se espera que o uso de gás natural diminua, juntamente com a eletrificação, a base de consumidores reduzida enfrentaria uma parcela crescente dos custos.</p> <p>A EFET acredita que o custo global das intervenções destinadas a proteger os consumidores são partilhados de forma mais ampla e incluem todos aqueles que efetivamente beneficiam dos descontos.</p> <p>Também vale a pena recordar que, de acordo com as orientações europeias publicadas, o apoio aos clientes vulneráveis e empresas que enfrentam altos custos de energia devem ser fornecidos por meio de ferramentas compatíveis com as orientações relativas aos auxílios de Estado.</p>

Medida	Entidade	Observações
	Endesa	<p>A Endesa entende que este mecanismo poderá ser um instrumento adequado aos objetivos que pretende atingir, nomeadamente, de colocação de gás no SNG a um preço inferior ao de mercado e assim conseguir uma maior estabilidade de consumos no sistema.</p> <p>Todavia, a Endesa entende que este mecanismo carece de maior detalhe, nomeadamente, no que respeita à identificação dos clientes abrangidos pelo mecanismo, a definição inequívoca da origem e valor da dotação inicial, a duração do mecanismo, o aprofundamento operacional dos modelos de Trading propostos, entre outros. Uma das preocupações que a Endesa retém do mecanismo de estabilização da procura é a origem da dotação inicial. De acordo com o documento justificativo, a ERSE refere que a utilização do mecanismo está condicionada à prévia existência de verbas derivadas do quadro normativo que rege a fixação de tarifas, ou de outras fontes de financiamento.</p> <p>A exemplo do ocorrido na definição de tarifas de energia elétrica para 2022, a Endesa considera que a melhor solução, e a mais eficaz, será a injeção no SNG de um volume considerável de apoios extraordinários por parte do Governo a título de contenção tarifária, permitindo estas receitas adicionais, mitigar os acréscimos tarifários observados, e nesta casuística, permitir a realização de leilões abrangidos pelo mecanismo de estabilização da procura. No entanto, alerta para os riscos sistémicos e estruturantes para o SNG, e seus consumidores, de uma eventual criação de défice tarifário como forma de financiar o mecanismo de estabilização da procura. Nesse sentido, a Endesa opõe-se a este tipo de financiamento como solução.</p> <p>A Endesa destaca a sua preferência pelo conceito de modelo de trading virtualizado, o qual, caso seja viável e concretizável, parece ser o modelo que menos impactos poderá ter para os agentes de</p>

Medida	Entidade	Observações
	Fortia	<p>mercado, nomeadamente, os comercializadores em mercado livre, ao invés dos modelos propostos pela ERSE.</p> <p>A FORTIA entende que o Mecanismo Regulado de Venda de Gás e o Mecanismo de Estabilização da Procura não deveriam ser excludentes e que os consumidores elegíveis deveriam ter a possibilidade de participar em ambos, de forma a maximizar a possibilidade da gestão de seus aprovisionamentos.</p> <p>Defende, ainda, ser importante discutir os seguintes aspetos deste mecanismo:</p> <p>Elegibilidade: A participação neste mecanismo deve estar restrita a grandes consumidores de gás, com consumos superiores a 1 GWh/ano, e, sem prejuízo do anterior, com sua parcela de consumo exposta aos preços do mercado de curto e médio prazo, ou seja, consumidores com contratos a preço fixo pela totalidade de seu consumo não devem ser elegíveis a participar deste mecanismo. Devem também estar excluídos deste mecanismo a cogeração e a geração por ciclos combinados, como previsto pela ERSE;</p> <p>Período de entrega: Devido à alta volatilidade do mercado e as incertezas associadas, o período de entrega da energia disponível nesse mecanismo deve ser mês seguinte (m+1), ou semana seguinte (s+1), ou ambos;</p> <p>Desconto de saída: Para que este mecanismo seja de fato atrativo, dado ao nível de preço manejado atualmente, o desconto de saída oferecido neste mecanismo deveria ser de, ao menos, 20€ MWh, ou de 20% do preço cotizado no mercado.</p> <p>Quanto ao tipo de trading, a Fortia faz as seguintes considerações:</p> <p>i.Trading Físico</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>Preço da aquisição do gás pelo CURG: defende que a forma mais transparente de definir o preço de referência do mecanismo e de aquisição da energia comprometida pela CURG é através da compra diária desta energia no VTP em MIBGAS. Essa forma, além de ser transparente na referência de preço, também aporta liquidez ao mercado.</p> <p>Liquidação com entrega física: entende que, dentre as opções propostas no documento, a opção mais interessante é a C: compra firme com bilateralização entre o CURG e o Comercializador, onde os excedentes são geridos pelo comercializador no mercado de curto prazo. Alternativamente pode ser considerada uma liquidação financeira por diferenças com o mercado diário de gás.</p> <p>A FORTIA observa que o Trading Virtual é interessante solução ao tornar independente a entrega do produto do fornecimento habitual mesmo sem a aquiescência do comercializador. Embora o mecanismo possa ser dissuasório para os clientes dos comercializadores dominantes migrarem para outros comercializadores, esta fórmula poderia resultar indiretamente uma obstrução à concorrência.</p> <p>Como forma de mitigar o exposto, caso de escolha desta solução poderia excluir-se do mecanismo os comercializadores dominantes.</p>
	Galp	<p><u>Financiamento da medida e equilíbrio económico-financeiro do CURG</u></p> <p>Em relação ao mecanismo de financiamento desta medida a ERSE refere que “as opções colocadas partem da possibilidade de existir uma dotação inicial a afetar ao mecanismo, cuja proveniência se terá que enquadrar nas reais alternativas disponíveis no quadro regulamentar, em especial no quadro normativo que rege a fixação de tarifas, ou outras fontes de financiamento”.</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>Não é claro em que mecanismo regulamentar esta medida poderá enquadrar-se ou que outras fontes de financiamento poderiam ser consideradas que não transferências do orçamento de estado e/ou fundos comunitários.</p> <p>A alternativa que, segundo a Galp, nem deve ser considerada, passaria pela constituição de défices tarifários, disruptores do mercado, e que ao serem inicialmente financiados pelas empresas, para posterior repasse aos consumidores não resolvem qualquer problema, antes estabelecem regimes discriminatórios quer para os consumidores – situações anteriores de criação de défice demonstram que esse repasse de custos deferidos não é reflexivo dos benefícios recebidos – quer para os agentes, dado o esforço solicitado ser distribuído desigualmente.</p> <p>Numa primeira aproximação, a ERSE propõe que a operacionalização desta medida seja realizada através do CURG. Como primeiro comentário, não se poderá ignorar que, enquanto empresa sujeita a regulação económica estrita, qualquer desequilíbrio entre o custo de aquisição de gás (e custos operacionais associados) e o preço de venda suportado por este agente terá que ser coberto pelo SNG. O equilíbrio económico-financeiro deste agente regulado não poderá, em nenhum caso, ser afetado, nomeadamente por dilação entre o momento de criação do desvio tarifário - aquisição (ao preço real do GN) vs. preço de venda (inferior, fixado administrativamente pela ERSE) e o da reposição do mesmo. Pretender-se que o diferencial de custos fique “parqueado na empresa” para futuramente ser reposto pelo SNG (ou outro instrumento) não se revela adequado e acaba por se alterar a natureza de “desvio” para “défice”.</p>
	Galp	<u>Modalidades de implementação e através do SNG</u>

Medida	Entidade	Observações
		<p>A Galp considera existirem obstáculos práticos à aplicação do mecanismo que, provavelmente, inviabilizarão algum efeito tempestivo nos agentes a que, tentativamente, se destinaria, e que qualquer implementação deverá ser norteadada pela minimização de efeitos nas operações atuais e especialmente pelo respeito dos contratos existentes.</p> <p>A Galp alerta para o facto de o Documento Justificativo ser totalmente omissivo relativamente aos procedimentos a seguir caso algum consumidor contratasse volumes em leilão e, subsequentemente, anunciasse a sua intenção de terminar unilateralmente o contrato com o seu comercializador. Esta situação acarreta uma incerteza jurídica que não poderá, em qualquer caso, ser deixada ao arbítrio das partes. Consideram ainda que qualquer opção de liquidação física das operações acaba por se revelar demasiado complexa, obrigando a adaptações por parte do ORT e ORDs e obrigando a alterar as normais regras de apuramento de desvios.</p> <p>Deste modo, o modelo que parece de mais fácil implementação e compreensão por parte de todos os agentes, será o de trading efetivo com liquidação financeira das operações, sem aquisição de quaisquer quantidades. Desta forma, a atuação do CURG seria meramente financeira, sem ser necessário alterar o modo de operação normal de outros agentes e o normal funcionamento do setor.</p> <p>Quanto ao risco identificado pela ERSE de o comprador perder o interesse a meio do contrato, teria que ficar claro que, apesar da liquidação ser financeira, a compra seria firme.</p> <p>Por outro lado, a ERSE propõe a criação de “um mecanismo de colocação de gás, adicional aos existentes mecanismos de mercado, de modo a assegurar estabilidade da procura de gás natural – em</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>especial no segmento de consumidores industriais – e, com isso, também alguma estabilidade tarifária (por via da estabilização da procura)”.</p> <p>A Galp considera que o que se pretende implementar não é mais do que uma subsídio à compra de gás por alguns clientes finais, a financiar pelo conjunto do SNG (ou por outro mecanismo), ao suportar a diferença entre o custo real de aquisição de gás em condições de mercado e o preço resultante de leilões.</p> <p>O argumento de tentar prevenir uma diminuição da procura de gás e o consequente impacto tarifário em todos os clientes do SNG poderá parecer legítimo. No entanto, considera a Galp que não se deverão criar supostos mecanismos de defesa do SNG que, potenciando a criação de situações de desigualdade de tratamento face a vetores energéticos alternativos, se configuram como anticoncorrenciais. Qualquer subsídio deverá ser operacionalizada e financiada através de instrumentos de política energética do orçamento de estado.</p> <p>Quanto às reservas de segurança do CURG, a ser implementado o mecanismo proposto, independentemente do mecanismo de liquidação adotado, deve ser garantido que são os comercializadores beneficiados pela compra de gás subsidiada a entidade responsável pela prestação de reservas de segurança associadas ao consumo desse gás e não o CURG.</p>
	MIBGAS	<p>No chamado modelo de “trading efectivo”, o facto de que o preço de aquisição esperado seja incerto implica que o preço final que o comercializador deve pagar o seja também, o que pode originar diversos problemas, alguns dos quais especificados no texto da consulta.</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>Neste sentido, em primeiro lugar, dever-se-iam limitar as quantidades de aquisição dos comercializadores no leilão de venda, considerando que poderiam solicitar uma quantidade superior às suas necessidades (na expectativa de poder revender no mercado, aproveitando o facto de estarem a comprar com um desconto em relação ao mercado). Ou seja, este modelo permite ao comprador uma arbitragem com as quantidades adquiridas durante o leilão, o que desvirtua tanto o mercado como o objetivo de que o desconto sirva para melhorar as condições das comercializadoras, ou que haja repercussões para o consumidor final.</p> <p>Além do mais, a aquisição de quantidades por parte do CURG num único momento <input type="checkbox"/> opção a) <input checked="" type="checkbox"/> apresenta um risco elevado por várias razões:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>i. Porque se no momento em que se realiza o leilão ou a RFC (request for quotation) existir uma situação de alta volatilidade, os vendedores serão levados a introduzir um prémio de risco nas suas ofertas, que poderão ser muito significativos.</li> <li>ii. Em situações de escassa liquidez ou concorrência, os vendedores poderiam introduzir um prémio no preço, se entenderem que não há elasticidade nas quantidades a adquirir. Se não for estabelecida qualquer condição para evitar esta situação, são de esperar prémios significativos sobre o preço do mercado em leilões deste tipo.</li> <li>iii. Dever-se-ia pensar em limitar o preço de compra, com referências externas a mercados líquidos, para evitar prémios excessivos.</li> </ol> <p>Por outro lado, o mecanismo de firmeza das compras é de extrema importância. Se não existir firmeza, ou se depender do critério do comprador, este poderá sentir-se incentivado a arbitrar com a situação do mercado spot, sempre em prejuízo do CURG. Este problema pode ser solucionado associando compra com consumo real, mas a informação de nomeação para o sistema de balanço e a informação</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>real do consumo não podem ser comprovadas nesse mesmo momento (sincronização), o que cria dificuldades a este mecanismo.</p> <p>Um sistema de garantias poderia resolver parte destes problemas, limitando as perdas financeiras implícitas para o CURG. No entanto, poderiam penalizar o comprador, que recorre a este mecanismo justamente quando se encontra numa situação financeira difícil e precisa de ajuda para garantir as suas aquisições.</p> <p>Em todo o caso, as notificações de transferência de titularidade para o balanço são feitas sem ter realmente conhecimento dos consumos, razão pela qual criar-se-ão sempre desbalanços.</p> <p>O mesmo efeito parece suceder no modelo de “trading virtual”. A não sincronização do consumo com as notificações de transferências de titularidade pode fazer com que, em situações extremas, o CURG registe incoerências entre ambas as quantidades, originando desajustes financeiros. Este parece ser o maior inconveniente no que diz respeito à sua implementação.</p>
	OMIP	<p>O OMIP é de opinião que um modelo de liquidação financeira é mais apropriado à implantação das soluções em que tal alternativa é exequível.</p> <p>Com efeito, a liquidação física pode provocar um impacto forte nos processos, procedimentos e mesmo sistemas dos vários intervenientes (CURG, consumidor, comercializador, ORD, ORT). Uma liquidação exclusivamente financeira, por seu lado, afigura-se como muito mais flexível e menos intrusiva nos relacionamentos entre agentes, sem comprometer os resultados que se pretende obter. Por outro lado deverá possibilitar uma implantação em prazos mais curtos, o que parece adequado à natureza das problemáticas em causa.</p>

Medida	Entidade	Observações
	REN	<p>O mecanismo a implementar deve-se apresentar o mais neutro possível face ao sistema de compensação da RNTG em vigor, minimizando alterações que, por um lado, incrementem a complexidade já associada ao modelo e que, por outro lado, sejam causadores de atrasos na aplicação do mecanismo no curto prazo, levando assim a uma possível perda de eficácia/utilidade face ao objetivo de manter os níveis de consumo que permitam o retorno tarifário expectável.</p> <p>Tendo presente este enquadramento, a consideração de swaps virtuais no referencial do ponto de entrega do cliente final, entre o CURG e o respetivo comercializador, apresenta-se como a solução que, em nossa opinião, melhor se adequa e minimiza riscos de desequilíbrio do Sistema (modelo de trading virtualizado), reduzindo concomitantemente os encargos processuais para a Gestão do Sistema.</p>

### 3.2 MEDIDAS RELATIVAS A DESENHO E DESENVOLVIMENTO DO MERCADO

Na tabela seguinte são sintetizados os comentários recebidos, por medida e entidade participante.

Medida	Entidade	Observações
	AGN	A AGN defende que a caracterização de operador dominante deve ser efetuada e harmonizada a nível ibérico e não considerando os dois mercados de forma separada.

Medida	Entidade	Observações
Estrutura de mercado e operadores dominantes	AdC	<p>A AdC entende que as medidas relativas a desenho e desenvolvimento do MIBGAS, para negociação de produtos com entrega em Portugal (no VTP - Virtual Trading Point), visam potenciar a liquidez e profundidade da negociação no VTP, reforçando o sinal preço do gás natural.</p> <p>Sem prejuízo das medidas em discussão, a AdC reitera as recomendações efetuadas no Inquérito Sda AdC de 2017, destinadas a uma maior integração dos mercados a nível ibérico, destacando-se a importância da recomendação de eliminação do pancaking tarifário nas importações por gasoduto em Campo Maior, que defende continuar a ser um dos fatores que impede a concretização plena da integração dos mercados grossistas de gás natural em Portugal e Espanha e, a final, a integração no mercado único europeu de energia.</p>
	Conselho Consultivo	<p>O CC valoriza positivamente as medidas que possam contribuir para o desenvolvimento do mercado de gás, desde que consubstanciadas numa lógica de integração no mercado único europeu de energia e, em particular, no desenvolvimento harmonioso do MIBGAS, para o que a harmoniza ao regulatória dos mercados português e espanhol deve ser o fio condutor.</p> <p>No enquadramento anterior, o CC considera, de um modo genérico e dependente da concretização a realizar no momento da aprovação da regulamentação detalhada, que as medidas avançadas pela ERSE poderão ser adequadas.</p> <p>No que respeita aos critérios de definição de "operador dominante", o CC reconhece que o conceito de "quota de mercado" surge como o de mais simples aplicação. No entanto, e novamente na lógica de integração e harmonização do MIBGAS, o CC recomenda que o mercado relevante a considerar para essa avaliação seja o ibérico e não apenas o português, de modo a garantir um tratamento equilibrado</p>

Medida	Entidade	Observações
		dos agentes de maior dimensão. Deste modo, o CC insta a ERSE a buscar um entendimento com o Regulador Espanhol para garantir um enquadramento homogéneo no conjunto do mercado ibérico.
	Conselho Tarifário	<p>Em Espanha o papel de criador de mercado atribuído ao(s) operador(es) dominante(s), tem como consequência a obrigação de apresentar ofertas de compra e venda no mercado organizado de gás com um volume e diferencial de preços definidos.</p> <p>Pelo exposto, o CT considera positiva a adoção em Portugal do conceito de operador dominante, devendo essa criação ser realizada numa lógica de harmonização regulatória do MIBGAS, nomeadamente não se limitando necessariamente a um único agente e garantindo um tratamento não discriminatório dos participantes. Este estatuto, permite incluir um conjunto de obrigações acessórias designadamente, vir a operar como criador de mercado e libertar volumes de gás em condições de mercado, fomentando a concorrência e a desconcentração de mercado.</p> <p>O CT não pode deixar igualmente de sublinhar que a aplicação destas medidas deve ser devidamente ponderada para garantir um tratamento equilibrado dos agentes de mercado no conjunto do MIBGAS e não apenas em Portugal, devendo o mercado ibérico ser considerado como o relevante em termos da classificação e aplicação do referido estatuto.</p>
	Dourogás	Com o objetivo de fomentar uma desconcentração de mercado, a ERSE considerar a possibilidade de se introduzir o conceito de operador dominante no mercado português. Em Espanha, o conceito de operador dominante é já aplicado onde aos operadores dominantes tem a obrigação de apresentar ofertas de compra e venda no mercado organizado de gás com um volume e diferencial de preços definidos. Face ao apresentado a Dourogás Natural, S.A. considera uma medida positiva a introdução

Medida	Entidade	Observações
		<p>do conceito de operador dominante em Portugal, e garantir que este conceito irá promover uma harmonização regulatória do MIBGAS.</p> <p>A proposta do modelo CEIA, apresentada pela REN, ENAGAS e MIBGAS é no entender da Dourogás uma excelente ferramenta para promover transações mais fungíveis entre Portugal e Espanha, para além que as funcionalidades proporcionadas pelo modelo CEIA aplicado ao VIP Ibérico incrementam as opções de aprovisionamento por parte dos agentes de mercado.</p> <p>Relativamente à alteração na determinação do PMP, a Dourogás Natural, S.A. não atenta nenhum impedimento para que seja considerado o PMP de Espanha em situações de ausência de transações em Portugal.</p>
	EDP	<p>Relativamente à estrutura do mercado gasista, importa referir que o mercado de gás natural é um mercado ibérico, tendo sido, aliás, um modelo desenhado entre as entidades reguladoras de Portugal e Espanha, após a assinatura do “Plano de Compatibilização da regulação do sector energético entre Espanha e Portugal”, a 8 de março de 2007.</p> <p>O MIBGAS inicia a sua atividade a 16 de dezembro de 2015, apresentando desde então um forte desempenho, devido ao número crescente de agentes participantes (em 2021 havia 169 agentes ativos), alguns dos quais com presença retalhista em ambos os países.</p> <p>Faz-se notar que em 2021, o volume transacionado no MIBGAS foi de 77 TWh, o equivalente a 121% do consumo nacional e a 19% do consumo em Espanha, nesse mesmo ano.</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>Neste contexto, a EDP entende que a aplicação do conceito de operador dominante deveria ter por base o mercado ibérico, considerando assim os operadores de ambos os países, para efeitos da identificação dos criadores de mercado obrigatórios.</p> <p>Por outro lado, o conceito de operador dominante no âmbito da concorrência é definido como o agente capaz de operar, em grande medida, de forma independente dos outros intervenientes no mercado (clientes, concorrentes, fornecedores) sem ter de tomar em consideração as suas reações de mercado ao tomar as suas decisões. Assim sendo, não é clara a relação entre o target de 10% estabelecido em Espanha e a definição de operador dominante suprarreferida, pelo que a EDP salienta a necessidade de fundamentar a classificação de operadores dominantes com argumentos devidamente alinhados com a regulamentação da concorrência.</p> <p>Ainda respeitante à figura de criador de mercado obrigatório, a EDP alerta para o facto de esta impactar negativamente a perceção de risco regulatório, podendo traduzir-se na redução da atratividade de potenciais investimentos ou no incremento do premium exigido por potenciais investidores.</p> <p>Não obstante, relativamente à figura de criador de mercado voluntário, a EDP não identifica qualquer desvantagem, na medida em que a sua constituição deverá ser objeto de contratação através de um mecanismo concorrencial, dando como exemplo a colocação de ofertas realizada semestralmente pelos agentes de mercado em Espanha, desde 2017.</p> <p>No que diz respeito às condições apresentadas para o criador de mercado obrigatório em Espanha, nomeadamente o spread de 0,35 €/MWh entre ofertas de compra e de venda, e a oferta de 5,68% do</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>volume de aprovisionamento de cada criador de mercado no ano anterior, a EDP salienta que esta informação se baseia em valores passados que não refletem a conjuntura atual de mercado.</p> <p>Pelo exposto, a EDP concorda com a medida de aprovar o procedimento de contratação, pelo MIBGAS, de criador de mercado voluntario no VTP e, por outro lado, desencoraja a adoção da medida que estabelece um criador de mercado obrigatório.</p> <p>Por último, a EDP vê como positiva a atribuição de forma gratuita de um serviço de flexibilidade linepack. Contudo, este serviço deverá apenas ser atribuído a agentes comercializadores com clientes finais, pois são estes que podem ter constrangimentos ao nível de desequilíbrios, dada a volatilidade da sua carteira de consumos. Adicionalmente, no que concerne à capacidade de serviço de flexibilidade linepack a atribuir, a mesma poderá ter por base a proporção da percentagem do volume a ofertar, de acordo com o volume de aprovisionamento.</p>
	EFET	<p>Reconsiderar a proposta de “mandatory market makers” e iniciar uma discussão com a CNMC sobre a harmonização da definição de “operador dominante”.</p> <p>Como observação geral, os market makers têm apetite de risco diversificado e devem ser identificados voluntariamente por meio de mecanismos de mercado. Os incentivos de criação de mercado são um bom instrumento que os reguladores podem usar para garantir que os grandes participantes do mercado ofereçam volumes para negociar e aumentar a liquidez dos mercados mais ilíquidos. No entanto, a obrigatoriedade da figura de facilitador de mercado pode ter um impacto negativo na percepção do risco regulatório, o que pode minar a confiança do investidor.</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>O mercado ibérico regional de gás natural foi acordado pelas reguladoras portuguesas e espanholas, que assinaram o “Plano de Compatibilidade da Regulação do Setor Energético”, em 8 de março de 2007. MIBGAS teve início em 16 de dezembro de 2015 na Espanha e em 16 de março de 2021 em Portugal e tanto o seu volume como o número de participantes têm vindo a crescer continuamente.</p> <p>Para fins de identificação de mandatory market makers, acredita a EFET que os critérios para classificação dos operadores dominantes devem, pelo menos, basear-se numa metodologia semelhante tendo em conta critérios de concorrência e aplicados ao nível do país.</p> <p>Recomendamos, por isso, que a ERSE abra uma discussão com a CNMC com o objetivo de estabelecer essa abordagem harmonizada.</p> <p>“Operador dominante” no campo da concorrência é definido como o agente capaz de operar, em grande medida, independentemente de outros participantes do mercado (clientes, concorrentes, fornecedores).</p> <p>No entanto, a relação entre a meta de 10% estabelecida em Espanha e a definição de operador dominante acima mencionada não é clara. Qualquer classificação de dominante os operadores devem contar com um conjunto de critérios alinhados com a legislação concorrencial.</p> <p>As condições atuais para o facilitador de mercado em Espanha, nomeadamente o spread de €0,35/MWh entre as ofertas de compra e venda, e a oferta de 5,68% do volume de oferta, são valores históricos que não refletem o contexto atual do mercado.</p>
	Endesa	A Endesa considera positiva a medida proposta pela ERSE de consagrar, na legislação nacional do setor do gás, o conceito do operador dominante que obriga, para as entidades assim classificadas, ao

Medida	Entidade	Observações
		<p>cumprimento de obrigações acessórias de fomento da concorrência e desconcentração de mercado. Porém, teceu alguns comentários no que respeita à definição do critério objetivo para a sua concretização: Em Espanha, de acordo com o Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junho, foram classificados como operadores dominantes os agentes de mercado com quotas de mercado superior a 10% na produção e fornecimento de gás natural. Nesse âmbito, foram abrangidos pela condição de operador dominante a Naturgy, a Endesa e a Repsol, representando estes três agentes, em 2020, de cerca de 49% de quota de mercado de gás em Espanha.</p> <p>De acordo com o último boletim do mercado liberalizado de gás natural referente a janeiro de 2022, a utilização de um critério semelhante ao utilizado em Espanha significaria que seriam abrangidos pelo conceito de operador dominante a Galp, a Naturgy, a Endesa e a EDP, correspondendo estes agentes a quase 95% do mercado de gás em consumo abastecido. Dado que os operadores dominantes/criadores de mercado obrigatórios não podem cruzar ou casar ofertas entre si, a Endesa considera que a adoção de um critério semelhante ao que se aplica em Espanha, de 10% de quota de mercado, não seria ajustado ao mercado português derivado da elevada concentração de mercado que estes agentes representariam (cerca de 95%) e também porque considera que não serviria como critério para dar maior liquidez ao mercado.</p> <p>Sendo que ambos os mercados, português e espanhol, encontram-se em estágios de desenvolvimento distintos, a Endesa recomenda que o mercado relevante a considerar para a avaliação do critério para identificação dos operadores dominantes, bem como, das medidas de desenvolvimento de mercado, seja o mercado português e não o mercado ibérico. A Endesa tem a convicção de que o desenvolvimento e aplicação de medidas de âmbito nacional seriam potenciadoras de novas e</p>

Medida	Entidade	Observações
		melhores dinâmicas de mercado, sendo as mesmas mais ajustadas à realidade atual do mercado português.
	FORTIA	FORTIA apoia a decisão de ERSE de incluir na legislação e nas regras de mercado o conceito de operador dominante, a exemplo do caso espanhol, que determina o cumprimento de uma serie de obrigações complementares para o incentivo da competência e a desconcentração de mercado existente atualmente.
	Galp	<p>A Galp tem defendido o objetivo de harmonização regulatória entre os mercados nacionais que compõem o MIBGAS, de forma a tornar a sua integração mais célere e efetiva e considera que, sendo os conceitos subjacentes às diferentes propostas genericamente adequados aquele objetivo, se deverá evitar concretizações excessivamente definidas pelas condições do mercado português, com o que se retiraria dimensão ibérica à sua implementação.</p> <p>O conceito de “operador dominante” foi já estabelecido na legislação espanhola e considera-se que será adequado alargá-lo ao conjunto do MIBGAS. Tendo aquele conceito sido definido em Espanha com base na quota de mercado (operadores com quotas superiores a 10%), será coerente adotar métrica semelhante em Portugal, na lógica de harmonização regulatória.</p> <p>No entanto, considera a Galp que esta medida deveria ser analisada no conjunto alargado do mercado ibérico, e não apenas em termos de quotas em Portugal. A análise da estrutura dos mercados nacionais leva à conclusão de que aparentes comercializadores de menor dimensão em Portugal são, de facto, operadores relevantes no espaço ibérico e, assim, a concretização do conceito de “operador dominante” deve atender ao verdadeiro “mercado relevante” que consideramos deverá ser o MIBGAS.</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>Em qualquer caso, a Galp recomenda que a operacionalização deste regime seja precedida de uma consulta prévia dirigida aos agentes abrangidos, de forma a clarificar as obrigações que sobre eles impenderão, de modo a garantir a criação de um level playing field.</p>
	MIBGAS	<p>O MIBGAS considera que a ERSE acerta na análise que faz sobre a estrutura do mercado e sobre os operadores com posição dominante dentro do mesmo.</p> <p>O MIBGAS considera que os modelos de capacidade implícitos, e entre eles o modelo proposto na consulta pública, são um passo positivo que melhora a situação atual; mas considera que existe a possibilidade de abordar um modelo mais ambicioso, através de uma maior integração dos mercados, que permita aos consumidores beneficiarem de um nível mais elevado de concorrência.</p> <p>Os mercados do gás têm experimentado, ao longo dos últimos meses, uma situação contínua de alta volatilidade e turbulência, da qual se podem aprender algumas lições importantes. Uma delas é que os comercializadores devem poder tomar decisões urgentes nos mercados durante as sessões, em questão de minutos. Trata-se de algo essencial num ambiente de alta volatilidade, pelo que há que reconsiderar a utilidade de mecanismos que podem unicamente ser usados em determinado instante do dia.</p>
	Naturgy	<p>A Naturgy entende que a incorporação do conceito de “operador dominante” na legislação, deverá ser realizado tendo em conta as características do mercado de gás natural em Portugal.</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>A Naturgy afirma que, em Portugal (há 21 comercializadoras no ativo), ao contrário de Espanha (129 comercializadoras), existe uma maior concentração de fornecimento entre as comercializadoras que operam no mercado para o cliente final.</p> <p>Da análise ao Relatório Anual sobre os Mercados Retalhistas de Eletricidade e Gás Natural 2020, emitido pela ERSE, a Naturgy apurou que a quota de fornecimento em volume de gás, de um único segmento do mercado “Grandes Consumidores”, é cerca de 80% do mercado total e que este segmento de “Grandes Consumidores” só representa 0,03% da quota de mercado, tendo como base o número de clientes. A Naturgy considera que uma mudança de comercializador por parte dos clientes do segmento de “Grandes Consumidores”, pode condicionar a figura do operador dominante de maneira recorrente.</p> <p>Neste contexto, a Naturgy é do entendimento que se deveria realizar uma nova redação sobre a condição para ser operador dominante, mais adaptada às características do mercado, propondo a seguinte redação: “Terá a condição de operador dominante aquele que tenha uma quota de mercado superior a 15 por cento no fornecimento a clientes finais de gás natural.”.</p> <p>A Naturgy acredita que com esta proposta garante-se a estabilidade dos operadores dominantes, com uma forte presença no mercado de gás, que suportam o fornecimento de gás à maioria dos segmentos de mercado, tanto em volume de gás como de clientes.</p>
	REN	<p>A REN considera positiva a introdução do conceito de operador dominante e as consequentes obrigações no sentido de fomentar a concorrência através da libertação de quantitativos de gás, materializando desta forma as medidas previstas em regulamentação. A este respeito, e no que concerne ao mecanismo de estabilização da procura, o qual visa em última análise a manutenção dos</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>consumos de gás natural dos consumidores finais (com especial relevo no segmento industrial) perante a ocorrência de preços grossistas elevados preservando, conseqüentemente, as receitas tarifárias expectáveis, entende a REN que este deve ser o mais neutro possível face ao modelo de compensação da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) existente, minimizando as alterações ao modelo, que já por si se apresenta complexo.</p> <p>Devido à estrutura concentrada afeta aos dois referenciais de mercado (grossista e retalhista, neste segundo sobretudo no segmento industrial), com posição de cada agente de mercado em cada referencial de negociação (grossista/retalhista) praticamente equivalente, saúda-se a introdução do conceito de operador dominante no mercado português e a respetiva obrigatoriedade de se constituir como criador de mercado em mercado organizado.</p> <p>Independentemente da métrica a empregar para identificação de operadores dominantes e com ela a determinação do número de comercializadores nessa condição no mercado português, entende-se que a possibilidade de constituição de criador de mercado deverá ser aberta a todos os comercializadores habilitados que apresentem propostas concorrentes, validadas pelo operador de mercado e sujeitas à aprovação do Regulador. Tomando-se o exemplo de Espanha, esta foi a solução encontrada que melhor serviu o mercado espanhol e aumenta simultaneamente a oferta deste serviço com vantagem para o sistema de gás.</p>
Modelo de funcionamento do mercado à vista e alocação de	Conselho Consultivo	O CC tomou boa nota das propostas apresentadas pelos operadores ibéricos (REN, ENAGAS e MIBGAS) com vista ao estabelecimento de regras comuns de alocação implícita e explícita de capacidade na interligação dos dois países (CEIA - Combined Explicit and Implicit Allocation), utilizando a plataforma PRISMA. Novamente, o CC reconhece as mais-valias que estas medidas conjuntas poderão representar

Medida	Entidade	Observações
capacidade na interligação		para a construção de um mercado único de energia, conferindo-lhe maior liquidez e competitividade. Deste modo, o CC concorda com a proposta avançada pela ERSE de avaliar a implementação deste mecanismo, de forma a concretizar a possibilidade de atribuição implícita de capacidade, sem prejuízo de reconhecer a necessidade de consideração detalhada dos diversos pros e contras que a própria ERSE apresenta no documento justificativo.
	Conselho Tarifário	<p>No documento de consulta é referido que os operadores REN, ENAGAS e MIBGAS, apresentaram à ERSE e à CNMC o modelo CEIA – Combined Explicit and Implicit Allocation. A plataforma Prisma é hoje a plataforma de mercado de capacidade transfronteiriça atribuída de forma explícita nos diversos horizontes temporais de acordo com as regras em vigor. Esta plataforma opera de forma independente da formação do preço do gás que ocorre no MIBGAS.</p> <p>A inovação aportada pelo modelo CEIA agora proposto reside em ligar o processo do mercado de capacidade com o do mercado grossista de gás, permitindo a uniformização necessária do livro de ordens do MIBGÁS afetas quer ao VTP, quer ao PVB (ponto virtual de negociação espanhol), em simultâneo com uma utilização mais eficiente da interligação.</p> <p>Quando exista diferencial de preço entre as ofertas de compra e venda de gás para cada zona de preço, as potenciais transações de capacidade implícita serão transmitidas ao mercado de capacidade Prisma que as viabilizará até esgotar a capacidade que esteja disponível a par da transação explícita do mercado de capacidade.</p> <p>Este novo processo elimina a necessidade de reservar uma parte da capacidade de interligação para o processo de atribuição da capacidade implícita.</p>

Medida	Entidade	Observações
		O CT considera que a inovação e funcionalidade proporcionadas pelo modelo CEIA aplicado ao VIP Ibérico incrementam as opções de aprovisionamento por parte dos agentes de mercado, contribuindo para o aumento de liquidez no VTP pelo que a sua adoção mesmo a título de piloto, deve ser ponderada, uma vez conhecidos os custos e prazos de implementação.
	EDP	A proposta de implementação de um mecanismo conjunto de autorização explícita e implícita de capacidade (CEIA) no Prisma é valorizada positivamente como alternativa ao modelo implícito, que passa necessariamente por aprovações ministeriais do lado espanhol.  No entanto, acreditamos que esta medida não é de forma alguma suficiente para promover liquidez no VTP, sendo importante abordar a eliminação dos custos de interligação entre os mercados PVB (Punto Virtual de Balance) e VTP.
	EFET	No que diz respeito às regras do mercado spot e à atribuição de capacidade de interligação, embora não haja informações detalhadas sobre este mecanismo conjunto (CEIA) no Prisma, parece uma melhoria em comparação com o atual mecanismo implícito que depende exclusivamente de aprovações ministeriais em Espanha.
	FORTIA	Com vistas de simplificar a operação e aumentar os intercâmbios no mercado Ibérico de gás e sua liquidez, FORTIA apoia a aplicação de um modelo de atribuição implícita de capacidade na interligação entre Portugal e Espanha, conforme previsto no modelo de mercado organizado.
	Galp	A Galp considera que a sua implementação deverá ser ainda objeto de uma avaliação prática dos potenciais impactos no MIBGAS, não devendo, por exemplo, conduzir a reduções significativas da capacidade explícita disponível para contratação firme.

Medida	Entidade	Observações
		<p>Deste modo, sem prejuízo de uma avaliação genericamente positiva, recomenda a Galp que antes da sua aplicação ocorra, pelo menos, uma Consulta de Interessados que permita aos diversos agentes e operadores apresentar sugestões de detalhe, por forma a maximizar as virtualidades do mecanismo.</p>
	MIBGAS	<p>Em situações como aquela que estamos a viver, os comercializadores, muito provavelmente, vão contratar capacidade explícita ao mesmo tempo que fecham transações de gás se quiserem materializar uma oportunidade de trading, sem esperar um leilão pontual onde não se obtém mais vantagens.</p> <p>Por outro lado, a suspensão do contrato de fornecimento a Portugal desde Tarifa, e o baixíssimo fluxo no VIP ibérico, muito longe da saturação e indistinto no seu sentido, tornam pouco provável um cenário de congestionamento. Neste contexto, não será possível comprovar a eficácia de um modelo de gestão da capacidade implícita/explícita.</p> <p>No modelo proposto, onde o uso da capacidade implícita não está disponível no mercado contínuo e a gestão conjunta da capacidade implícita/explícita não é relevante (dada a ausência de congestionamentos), dever-se-ia pensar se o investimento e o esforço necessários implementar estes mecanismos produz algum retorno no mercado. Soluções como estas não irão melhorar de forma relevante alguns dos aspetos fundamentais, como a unificação dos preços em ambas zonas ou o aumento da liquidez do mercado.</p> <p>Há exemplos europeus que apontam no sentido de uma maior integração. E terão seguido um mesmo padrão - a consolidação de zonas de mercado integradas (França, Alemanha, Países Bálticos), com modelos variados (presença de distintos TSO, várias zonas de balanço e supervisão por parte de vários</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>reguladores. Todos eles optaram pela mesma solução, que consistiu na criação de uma zona única de negociação e preço. Além disso, encontraram soluções de mercado (produtos/spreads locais) para resolver congestionamentos; soluções que estão já implementadas e provadas.</p> <p>Este tipo de solução abriria espaço a um mercado geográfico relevante realmente ibérico, unificaria os preços de Espanha e Portugal, e melhoraria a liquidez do mercado, beneficiando Portugal - seguramente do segundo aspeto e muito provavelmente também do primeiro, como aconteceu com zonas que tinham preços superiores, ao integrarem-se em zonas maiores com preços inferiores (por exemplo a TRS em França, ao integrar-se com a PEG Nord).</p> <p>O MIBGAS considera que, no contexto da situação presente, a melhor solução a analisar e abordar é a integração de zonas de mercado de Espanha e Portugal numa única Trading Region, com duas zonas de balanço.</p> <p>Nesse sentido, deve ser feita uma análise dos problemas e inconvenientes a resolver (coordenação de balanços pelos Gestores Técnicos, harmonização da regulamentação); mas as vantagens poderão ser imensas: preço único ibérico, produtos comuns ES-PT, simplicidade na negociação, coerência com as tendências europeias, aumento da liquidez do mercado, etc.</p>
	PRISMA European Capacity Platform	<p>A PRISMA informa a ERSE sobre o estado de implementação de CEIA. Afirma que o conceito e modelo de CEIA já foi desenvolvido e discutido em várias ocasiões com as várias partes interessadas (inclusive REN Gasoduto, ENAGAS e MIBGAS; e também, durante o Fórum de Madrid em 2018), mas nenhuma etapa técnica de implementação foi efetuada desde que o estudo de viabilidade, elaborado em colaboração com as Bolsas de Gás, TSOs e PRISMA European Capacity Platform, foi finalizado em 2019. Isto significa que antes que o modelo possa ser lançado na Península Ibérica várias atividades e fases</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>terão de ser concluídas positivamente; essas fases incluiriam a finalização de todos os requisitos legais, regulamentares e contratuais. Do ponto de vista puramente técnico, a PRISMA estima que entre seis e oito meses, após a finalização das fases acima mencionadas, seriam necessários para desenvolver e testar a solução de TI antes da entrada em operação final.</p> <p>A PRISMA reafirma o compromisso com a implementação de CEIA se solicitada pelos NRAs e TSOs da Península Ibérica.</p>
	REN	<p>O modelo CEIA, que prevê a atribuição explícita e implícita de capacidade na interligação entre os mercados espanhol e português, é até ao momento uma conceção de ferramenta que visa facilitar e otimizar o processo de venda de capacidade entre mercados grossistas, o que no entender dos Operadores das Redes de Transporte se reflete numa vantagem significativa em situações de utilização expressiva das interligações. Conforme apresentado oportunamente aos Reguladores dos dois países por parte da REN, Enagás e também do Operador de Mercado, Mibgás, e da PRISMA, entidade responsável pela venda de capacidade explícita nas interligações da maior parte dos pontos de ligação na Europa, este modelo traz vantagens, desde logo pelo aumento da flexibilidade oferecida aos agentes de mercado, mais negociações no mercado organizado e potencial redução do prémio de leilões de venda de capacidade, mas também se anteveem algumas limitações como a interferência no funcionamento do mercado contínuo.</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>Considera-se ainda assim que a uniformização do livro de ordens do MIBGÁS afetas, quer ao VTP, quer ao PVB (ponto virtual de negociação espanhol) que este modelo permite efetivar, em simultâneo com uma utilização mais eficiente da interligação, introduz um incremento nas opções/possibilidades de aprovisionamento por parte dos comercializadores, contribuindo para o aumento de liquidez no VTP.</p> <p>Em face das incertezas conjunturais que o setor atravessa, com conseqüente aumento da variabilidade de caudais na interligação do VIP Ibérico, entende-se que a viabilidade de aplicação deste mecanismo, pelos potenciais benefícios que pode trazer para a liquidez de ambos os mercados, deve ser devidamente ponderada, avaliando-se nomeadamente os custos e prazos para a sua implementação, potenciais impactos no mercado organizado e riscos para o sistema, para além do necessário estudo de todo o detalhe de implementação ao nível dos arranjos comerciais, financeiros e técnicos, prévio à tomada de qualquer decisão por parte dos Reguladores.</p>
Medidas de fomento da liquidez de mercado organizado	AGN	A AGN considera que a figura de criador de mercado deve ser sempre assumida de forma voluntária tendo em conta o perfil de risco e as condições de atuação de mercado que cada agente considere adequado assumir. De forma inversa, a introdução da figura de criador de mercado obrigatória constitui uma distorção do mercado, que em nada contribui para o desenvolvimento de um sector sustentado competitivo e equilibrado.
	Conselho Consultivo	No que respeita a figura do "criador de mercado", o CC reconhece algum mérito no racional apresentado pela ERSE quanto a necessidade de criação de maior liquidez, nomeadamente no

Medida	Entidade	Observações
		<p>que respeita a negociação e disponibilidades de volumes de gás, em particular no curto prazo. No entanto, o CC anota que a ERSE avança com propostas que, de algum modo, divergem com o modelo adotado em Espanha, privilegiando produtos diários e intradiários, o que poderá levar a maiores dificuldades em termos de integração dos mercados peninsulares.</p> <p>Sempre na 16gica de defesa da implementação facilitada do MIBGAS, o CC recomenda que, coma ideia norteadora, as regras a considerar sigam genericamente as já adotadas com sucesso no mercado vizinho, devendo igualmente ser coerentes com as aplicadas na definição de operadores dominantes (cf. ponto 1anterior). Eventuais desvios a estes princípios deverão ser cuidadosamente avaliados e justificados, de modo a prevenir atrasos adicionais na concretização do MIBGAS.</p> <p>Finalmente, o CC entende que os parâmetros quantitativos apresentados no Documento Justificativo da Consulta Publica (por ex. spread das ofertas ou quota de volume a ofertar) são ainda indicativos e deverão ser objeto de discussão e aprovação fundamentada no momenta de aprovação do regulamento dedicado.</p>
	Conselho Tarifário	<p>Um referencial de preço de mercado para valorização e gestão dos desequilíbrios é essencial para garantir a transparência das transações. A determinação do Preço Médio Ponderado (PMP) na ausência de transações no VTP foi revista com a publicação em 2021, do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global (MPGTG) em vigor, de modo a apresentar uma maior aderência às condições verificadas no VTP.</p> <p>O CT considera a proposta da ERSE adequada e recomenda a sua adoção, pois a mesma permitirá minimizar as limitações criadas pela presente menor liquidez do polo português do MIBGAS, bem como</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>aproximar as condições de operação de mercado nos dois países, que surge como um passo positivo no aprofundamento da harmonização regulatória.</p> <p>O CT recomenda que seja estabelecido um prazo adequado à sua implementação.</p>
	Endesa	<p>A Endesa considera importante que as figuras de criador de mercado obrigatório e criador de mercado voluntário, previstas e implementadas no sistema espanhol, o qual tem apresentado uma crescente liquidez desde a sua criação, possam integrar o sistema português.</p> <p>Contudo, e no curto prazo, derivado das limitações que existem no terminal de GNL de Sines e o facto da central de regaseificação não ser tão flexível como em Espanha, pode ocasionar que, por exemplo, a Endesa (no caso de ser considerado um operador dominante em Portugal) tenha de importar gás de Espanha ou reduzir os consumos próprios de modo a cumprir com os requisitos impostos.</p> <p>A Endesa considera que o aumento da liquidez no MIBGAS deve ser realizado de forma fundamentada e por meio de mecanismos de mercado transparentes e não discriminatórios. Especificamente, entende que deve ser desenvolvido um mecanismo em que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Deverá ser analisada a liquidez do MIBGAS no ano anterior e determinar, se necessário, uma meta de liquidez para o semestre seguinte;</li> <li>- Uma vez definido o objetivo, deveriam ser publicadas: (i) as necessidades de liquidez adicional e; (ii) as convocatórias para os leilões semestrais dedicados aos criadores de mercado voluntários do MIBGAS;</li> <li>- Concluídos os leilões, e apenas no caso de as necessidades de liquidez adicional não estarem cobertas pelo volume oferecido pelos diferentes criadores de mercado voluntários, as necessidades não</li> </ul>

Medida	Entidade	Observações
		<p>cobertas deveriam repartir-se pelos operadores dominantes, proporcionalmente às suas quotas de mercado e, em qualquer caso, limitada a um máximo de 5% da quota de mercado respetiva. Deste modo, com o objetivo de afetar o mínimo possível o mercado, a participação dos operadores dominantes ficaria relegada a um papel de “ultimo recurso”;</p> <p>No que respeita às condições técnico-económicas, consideram que as mesmas devem ser idênticas quer seja para os operadores dominantes como para os criadores de mercado voluntários, por forma a não prejudicar os criadores de mercado voluntários que veem neste serviço uma oportunidade de negócio; para evitar que se onere os criadores de mercado obrigatórios com uma obrigação onerosa e não adequadamente retribuída. Se o serviço de criação de mercado for prestado em condições concorrenciais, essas mesmas condições deverão aplicar-se aos criadores obrigatórios e para dotar o MIBGAS da autonomia necessária para determinar as condições de serviço que sejam ótimas para as necessidades em cada momento;</p>
	Galp	<p>A Galp também aqui considera que as propostas que permitam o aprofundamento da harmonização regulatória dos mercados nacionais integrantes do MIBGAS devem ser acolhidas como genericamente positivas.</p> <p>No entanto, e porque entre outros objetivos estará a busca do aumento de liquidez e concorrência nos mercados, considera a Galp que não será apenas pela adoção das regras aplicáveis em Espanha que se</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>conseguirá uma melhoria daqueles parâmetros em Portugal. Novamente, só por uma efetiva concretização da integração dos mercados nacionais se alcançará um aumento de escala que poderá conduzir a um funcionamento mais competitivo e consentâneo com os objetivos do mercado único de energia.</p> <p>A Galp considera ainda que, a exemplo da eventual criação do conceito de “operador dominante”, também para o estabelecimento da figura de “criador de mercado” deverão ser analisados, ao nível do mercado ibérico (o efetivo “mercado relevante”), a capacidade e dimensão dos agentes de mercado presentes, de forma a evitar algum tipo de discriminação entre eles.</p> <p>Relativamente aos diferentes procedimentos de contratação e da atratividade de cada um deles a Galp concorda com a ERSE de que deve ser avaliação exaustiva dos mesmos. Deste modo, ter-se-ia de concluir por uma inadequação/falta de atratividade dos mecanismos implementados no mercado espanhol para se proceder à avaliação de eventuais abordagens alternativas.</p> <p>Caso se conclua que o estatuto de criador de mercado voluntário não é atrativo por si só, considera a Galp que a possibilidade avançada de atribuição gratuita de flexibilidade de linepack aos criadores de mercado voluntários para incentivar a sua adesão seria inadequada. Com efeito, com a sua adoção estar-se-ia a privar o SNG da receita de um serviço utilizado por estes agentes e a colocá-los numa situação de discriminação positiva face aos restantes agentes de mercado.</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>Ou seja, a Galp considera que o mecanismo deverá ter capacidade de ser atrativo por si mesmo, sem provocar a necessidade de adaptação de regras normais de funcionamento do mercado, que já provaram a sua eficácia na respetiva operação.</p>
	MIBGAS	<p>O MIBGAS julga extremamente necessária a ativação do serviço de criadores de mercado voluntários, o que pode ser feito de um modo ágil e independentemente de a ERSE considerar que deve conviver com um serviço de criador de mercado obrigatório (o que pode ser mais complexo em termos de regulação e implicar mais demoras).</p> <p>A experiência da MIBGAS na operação do mercado no PVB indica que há duas peças fundamentais para fomentar a liquidez dos produtos a curto prazo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. A presença de criadores de mercado;</li> <li>ii. A eliminação de flexibilidades para o balanço diário, ou não ser obrigatório um balanço diário estritamente igual a zero.</li> </ul> <p>Antes de serem implementados estes dois mecanismos no PVB, nunca se registou um aumento significativo da liquidez nos produtos spot.</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>Além disso, a MIBGAS pode assumir o financiamento dos criadores de mercado voluntários sem custo adicional para o consumidor português.</p>
	Naturgy	<p>A Naturgy considera que a figura do criador de mercado não deverá ser de cariz obrigatório, ou seja, a adoção da figura de criador de mercado por parte de MIBGAS, deve ser feita a pedido expresso de um agente de mercado.</p> <p>Entende ainda que a nova figura do criador de mercado deve ter rigor legal, para que não existam diferenças injustificadas e discriminatórias quanto ao regime de obrigações e direitos aplicáveis, entre os diferentes criadores de mercado, principalmente se for contemplada a inclusão da figura do criador de mercado como obrigatório.</p> <p>A Naturgy defende que as regras de participação do criador de mercado, tanto voluntário, como obrigatório, caso sejam aprovadas, devem ser idênticas, contemplando apenas as diferenças mínimas necessárias derivadas dos distintos volumes de operações e os riscos que elas implicam. Neste sentido, as funções desempenhadas pelo criador de mercado obrigatório e voluntário são substancialmente idênticas, pelo que ambas figuras devem ser consideradas em termos semelhantes, presumindo-se de outra forma uma clara violação do princípio da não discriminação.</p>

Medida	Entidade	Observações
	REN	<p>A introdução do serviço de criador de mercado é considerada uma medida positiva em face da fraca liquidez geral do mercado em Portugal, onde não é possível extrair um sinal de preço efetivo. Entende-se igualmente que a extensão da possibilidade de oferta desse serviço de forma voluntária, atenta às condições apresentadas e metodologia definida para este fim, sem agravamento (considerável) de custos para o sistema nem de riscos acrescidos para os agentes criadores de mercado, é recomendada e devem como tal essas condições ser analisadas.</p> <p>Relativamente à possibilidade de mitigação de riscos através da atribuição gratuita de flexibilidade de linepack, conforme sugerido, a REN entende que esta poderá ser causadora de distorção do mercado, devendo ao invés o acesso à flexibilidade ser assegurado ao preço de mercado e idêntico para todos os agentes de mercado interessados neste serviço.</p>
Funcionamento do mercado e gestão de desequilíbrios	Conselho Consultivo	A proposta avançada pela ERSE recomenda uma maior aderência ao preço medio verificado em Espanha, nos casos em que não seja possível determinar esse preço medio em Portugal nos ultimas 7 dias. Na medida em que esta metodologia poderá contribuir para uma maior aderência dos custos de desequilíbrio dos agentes aos preços de mercado, o CC considera a proposta adequada, sem prejuízo de aguardar uma melhor concretização quantitativa no momenta de aprovação da mesma.
	EDP	No que respeita à valorização de desequilíbrios, a formação dos preços de desequilíbrio decorre, de acordo com o Código de Rede de Compensação, da aplicação de um pequeno ajustamento (3% em Portugal) ao preço de médio ponderado (PMP) verificado.

Medida	Entidade	Observações
		<p>Enquanto não existiu negociação de produtos no VTP, a formação dos preços de desequilíbrio considerava o PMP de Espanha (PMPES 3), ao qual se adicionavam (para o preço do desequilíbrio por defeito) ou se subtraíam (para o preço do desequilíbrio por excesso), as tarifas de interligação, aplicando-se em seguida o ajustamento atrás mencionado (3%).</p> <p>Após o arranque da negociação de produtos no VTP em mercado organizado, o preço de desequilíbrio é estabelecido pelo PMPPT 4 do dia anterior, quando não tenham decorrido mais de sete dias sem transações, aplicando-se a regra anterior para os restantes casos.</p> <p>No documento de discussão em consulta, a ERSE refere que durante o ano de 2021, em particular a partir do segundo semestre, alteraram-se drasticamente as condições de mercado face ao momento em que foi definida a regra de cálculo do PMPPT em vigor, tendo-se assistido a uma forte subida do PMPES e ao aumento da volatilidade.</p> <p>Esta situação resulta, por um lado, numa redução acentuada do peso relativo do custo de utilização do VIP (Virtual Interconnection Point) face ao preço do gás, o que torna menos penalizador, em termos relativos, o recurso ao PMPES afetado das tarifas de utilização do VIP para determinar o PMPPT e, por outro lado, torna mais provável que a variação diária de preços supere o custo de utilização do VIP no horizonte intradiário.</p> <p>Tendo em consideração a regra de cálculo do PMPPT em vigor, verifica-se que em situações de ausência de transações em Portugal, o recurso aos PMPPT de dias anteriores para determinar o PMPPT, pode incentivar arbitragens, já que é muito mais provável registarem-se divergências elevadas entre o PMPPT e o valor do gás em Espanha.</p>

Medida	Entidade	Observações
		<p>Neste contexto, de forma a desincentivar arbitragens, através de situações de desequilíbrio, a ERSE propõe que, na ausência de transações que permitam calcular o PMPPT para o dia d, se abandone o recurso ao último PMPPT dos 7 dias anteriores, passando a aplicar-se de imediato o PMPES afetado das tarifas de interligação.</p> <p>A este respeito, a EDP concorda com a medida proposta de revisão da fórmula do PMPPT em situações de ausência de transações, já que, para além dos impactos a nível de equilíbrio da rede, o recurso a arbitragens, através de situações de desequilíbrio, não se coaduna com o objetivo estabelecido no Código de Rede de Compensação no que concerne à formação dos preços de desequilíbrio.</p>
	EFET	<p>A EFET concorda com a medida proposta para rever a metodologia para calcular o peso do preço médio para Portugal para efeitos de desequilíbrio.</p> <p>Nas situações em que não ocorram transações em Portugal, a determinação do preço médio ponderado considerando os dias anteriores poderá resultar em elevados diferenciais entre o preço médio ponderado português e o valor do gás em Espanha.</p> <p>Como consequência, a metodologia anterior poderia incentivar situações de arbitragem que podem prejudicar o equilíbrio da rede. Além disso, o recurso à arbitragem através de situações de desequilíbrio não é consistente com o objetivo de balanço estabelecido no Código da Rede sobre a formação de preços de desequilíbrio. Ao mesmo tempo, um preço de referência de backup é necessário para que o mercado continue a funcionar e a EFET concorda que uma referência ao mercado espanhol seria o mais adequado.</p>

Medida	Entidade	Observações
	Galp	<p>Face à recente evolução do mercado, a ERSE propõe “que se abandone o recurso ao último PMPPT dos 7 dias anteriores, passando a aplicar-se de imediato o PMPES afetado das tarifas de interligação”, no caso de ausência de transações que permitam calcular o PMTPT para o dia d, editando o ponto 4 do procedimento nº 13 do MPGTG.</p> <p>Na medida em que esta proposta aproxima o preço aplicado aos desequilíbrios aos verificados em mercado em momentos temporalmente mais próximos da ação corretiva, a mesma merece o acordo da Galp, dado prevenir eventuais intervenções oportunistas de arbitragem.</p>
	MIBGAS	<p>O MIBGAS apoia a proposta de modificar a metodologia de cálculo da tarifa de desbalanço, já que contribui para conciliar as tarifas de desbalanço em Espanha e Portugal e, como tal, para a criação de um mercado ibérico.</p> <p>Tal como se indica na proposta, em períodos de alta volatilidade, enquanto a liquidez dos produtos spot no VTP não se desenvolver, a metodologia atual pode criar divergências significativas entre a tarifa de desbalanço em Espanha e Portugal, ao arrastar preços desfasados de dias passados no VTP, sem ter em consideração as referências de preço mais atualizadas no PVB.</p> <p>Não obstante, o OMIP refere ainda que, se se tomarem medidas para aumentar a liquidez dos produtos spot no VTP - como pode ser a participação de criadores de mercado - esta divergência deveria estar resolvida.</p> <p>Em qualquer caso, a MIBGAS considera a medida proposta pela ERSE adequada para o efeito.</p>

Medida	Entidade	Observações
	REN	<p>A determinação do Preço Médio Ponderado (PMP) na ausência de transações no VTP, foi revista com a publicação em 2021, do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global (MPGTG), de modo a apresentar uma maior aderência às condições verificadas no VTP.</p> <p>Não objetando a necessidade de aproximar o preço de referência às condições reais do mercado (a opção proposta apresenta-se como uma medida eficaz), ressalva-se, contudo, que esta modificação implica alterações nos sistemas informáticos da REN, o que para além de comportar custos, carece do necessário tempo de implementação, ambos os aspetos sujeitos ainda a avaliação.</p>

