ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSULTA PÚBLICA
89

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO E PROPOSTA DE ARTICULADO

Incentivo para a aquisição de gás natural pelo comercializador de último recurso grossista em mercado

SETOR DO GÁS NATURAL

maio - 2020

ÍNDICE

1 INTRODUÇÃO 1
2 ENQUADRAMENTO LEGAL 3
3 CARATERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DO CURG E DO MERCADO GROSSISTA DE GÁS NATURAL 7
3.1 Atividade do CURg 7
3.2 mercado de referência no contexto ibérico 8
4 INCENTIVO PARA A AQUISIÇÃO EM MERCADO 13
4.1 Apresentação 13
4.2 Simulações da aplicação do incentivo, em resultado das estratégias de aprovisionamento do CURg 14
5 PROPOSTA DE ARTICULADO 31

1 INTRODUÇÃO

Face ao contexto de prolongamento das tarifas reguladas até, pelo menos, 2025, e de grande incerteza ao nível da evolução dos preços de gás natural dos mercados grossistas considera-se necessário dotar o sistema tarifário português do gás natural de mecanismos adequados para que as tarifas de Venda a Clientes Finais possam repercutir de forma mais adequada os custos de gás natural.

Neste sentido, no final do mês passado, a ERSE submeteu a consulta pública uma proposta de alteração do Regulamento Tarifário do setor do gás natural, propondo a criação de um mecanismo de monitorização trimestral do preço médio da energia dos Comercializadores de último recurso retalhistas (CURr) face ao valor incluído na tarifa de energia paga pelos consumidores do mercado regulado, e a sua atualização, positiva ou negativa, caso existam desvios significativos. Este mecanismo visa flexibilizar a aplicação do Regulamento Tarifário do setor do gás natural, dotando-o de um instrumento semelhante ao introduzido no Regulamento Tarifário em dezembro de 2018[1], ao nível do setor elétrico. No caso do setor elétrico, essa revisão do Regulamento Tarifário ocorrida em 2018 possibilitou, igualmente, a aplicação de outro mecanismo, neste caso para a aquisição eficiente de energia elétrica em mercado, pelo CURr.

Refira-se que o quadro regulamentar do CUR grossista (CURg) do SNGN distinguia-se do contexto do CUR do SEN até à revisão do seu Regulamento Tarifário em 2018, porque, ao contrário desse, o Regulamento Tarifário do setor do gás natural já previa um mecanismo de aquisição eficiente de energia em mercado. Assim, no seguimento da publicação do Decreto-Lei nº 231/2012, de 26 de outubro, que tinha procedido à terceira alteração do Decreto-Lei nº 140/2006, de 26 de junho, a ERSE procedeu em 2013 a uma alteração do Regulamento Tarifário do setor do gás natural, através do Regulamento n.º 139-E/2013, de 16 de abril, na qual introduziu a possibilidade de aquisição de gás natural em mercado por parte do CURg com vista a fornecer os consumidores com tarifas reguladas de venda a clientes finais. Para tal foram criadas duas funções ao nível da atividade de Compra e Venda de gás natural do CURg, que diferenciam os custos associados à aquisição de gás natural ao comercializador do SNGN, no âmbito dos contratos de *take-or-pay* ou em leilões e os custos com a aquisição de gás natural em mercado. Paralelamente, foi prevista a criação de um incentivo à progressiva aquisição de gás natural pelo CURg em mercado, devendo o mesmo ser definido em subregulamentação a aprovar pela ERSE.

[1] Regulamento n.º 76/2019, publicado em Diário da República, 2ª série, em 18 de janeiro.

No entanto, quando o Regulamento Tarifário do setor do gás natural passou a prever um mecanismo dessa natureza, em 2013, o acesso aos mercados grossistas de gás natural por parte dos comercializadores nacionais acarretava desafios, por um lado, devido à dificuldade em aceder aos principais *hubs* europeus tendo em conta a situação geográfica particular da Península Ibérica e, por outro, porque ainda não se tinha concretizado o mercado organizado de contratação grossista de gás natural da Península Ibérica previsto pelos governos de Portugal e de Espanha desde 2007.

Apenas no final de 2015 foi criado em Espanha um mercado organizado, o MIBGAS, que se manteve, nos seus primeiros anos de existência, como um mercado com pouca liquidez e bastante volátil em termos de preços. Todavia, a partir de 2019 este mercado apresentou uma maior estabilidade em termos de preços e liquidez. Esta consistência consolidada ao longo do último ano traz mais confiança para que possa ser utilizado como referência de preço para o mercado grossista de gás natural[2] para a Península Ibérica.

Em paralelo, a Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, prorrogou o prazo para a extinção das tarifas transitórias de venda a clientes finais de 31 de dezembro de 2020 para 31 de dezembro de 2022, no caso dos clientes em baixa pressão (BP) com consumos anuais superiores a 10000 m^3 e para 31 de dezembro de 2025 no caso dos restantes consumidores em BP.

A conjugação da existência de um mercado de referência estável em termos de preços e quantidades para a aquisição de gás natural, com o prolongamento da vigência das tarifas transitórias permitiu a existência de condições suficientes para a viabilidade de um incentivo à aquisição de gás natural em mercado por parte do CURg.

É neste contexto que a ERSE elaborou a presente proposta de subregulamentação, que permita operacionalizar o incentivo para a aquisição de gás natural em mercado pelo CURg, que atualmente se encontra previsto no nível dos artigos 99.º e a sua publicação encontra-se prevista no n.º 4, do artigo 122.º, do Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural, em vigor.

[2] Registe-se, por exemplo, que apenas a partir do final de 2018 o preço praticado no MIBGAS se tornou- mais baixo do que o custo de aquisição dos CURg, assente em contratos de longo prazo do tipo *take or pay*. No entanto, a avaliação comparável entre o *pricing* dos ToP e o aprovisionamento proveniente do *hub* PVB em Espanha tem de ter em conta as tarifas de interligação.

2 ENQUADRAMENTO LEGAL

O quadro legal e regulatório do regime de aquisição de gás natural pelos comercializadores de último recurso, para fornecimentos dos clientes que se mantêm no mercado regulado, sofreu modificações ao longo do tempo por forma a integrar a progressiva maturidade do mercado grossista de gás natural.

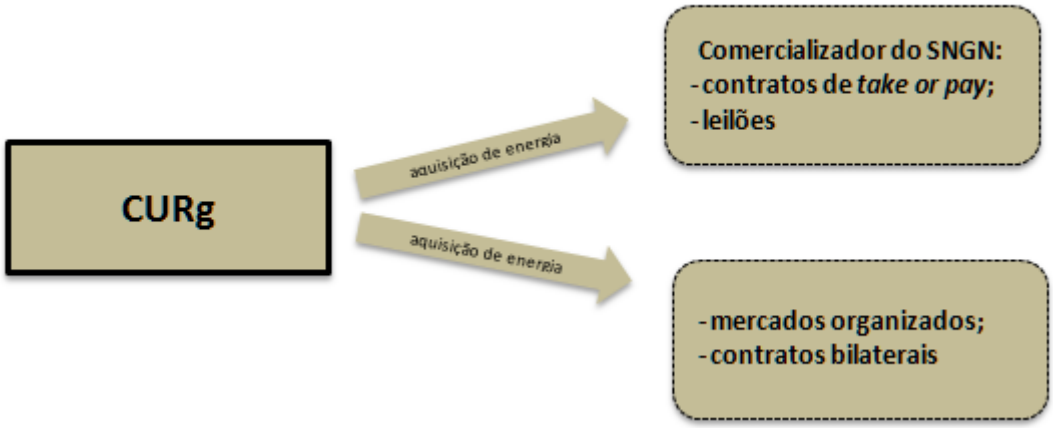
Assim, inicialmente, o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de junho, que completava a transposição da Diretiva n.º 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, previa que os comercializadores de último recurso procedessem ao aprovisionamento de gás natural para satisfação das necessidades dos seus clientes unicamente através de aquisições ao comercializador do SNGN, titular dos contratos de aprovisionamento de gás natural de longo prazo em regime de *take or pay*, celebrados antes da entrada em vigor da Diretiva n.º 2003/55/CE, os quais se destinavam, prioritariamente, à satisfação das necessidades dos comercializadores de último recurso e dos contratos de fornecimento então em vigor com os clientes com consumo anual igual ou superior a 2 milhões de metros cúbicos normais e com os produtores de eletricidade em regime ordinário.

Posteriormente, o Decreto-Lei nº 231/2012, de 26 de outubro, que alterou o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de junho, procedeu à conclusão da transposição para a ordem jurídica Portuguesa da Diretiva nº 2009/73/CE, do Parlamento e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e revogou a Diretiva nº 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho contemplou, introduziu alterações àquele regime único de aprovisionamento.

Concretamente, o artigo 42.º deste diploma veio prever a diversificação das fontes de o aprovisionamento de gás natural pelos comercializadores de último recurso. Assim, o CURg passou a ter a possibilidade de adquirir gás natural ao comercializador do SNGN (diretamente ou através de leilões), no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay*, ou em alternativa, podia fazê-lo em mercados organizados ou através de contratos bilaterais, assegurando, em qualquer dos casos, que o preço de aquisição é o mais baixo dos praticados à data de aquisição.

Ficou estabelecido que a forma de apuramento do preço de aquisição de gás natural pelo comercializador do SNGN, é estabelecida de acordo com o Regulamento Tarifário e corresponde à ponderação entre o custo médio das aquisições de gás natural pelo comercializador de último recurso grossista no mercado e o custo médio das quantidades de gás natural contratadas no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay*.

Figura 2-1 – Modalidades de aquisição de energia por parte do CURg, de acordo com o Decreto-Lei 231/2012, de 26 de outubro



No sentido de criar condições de cumprimento do estabelecido na lei, a ERSE procedeu logo em 2013, no âmbito da revisão regulamentar do Setor do Gás Natural, à alteração do Regulamento Tarifário, através do Regulamento n.º 139-E/2013, publicado em Diário da República, 2ª série, em 16 de abril.

Foram, então, criadas duas funções ao nível da atividade de Compra e Venda de gás natural pelo CURg. Tal, foi efetuado, face ao entendimento de que o CURg, por uma questão de transparência relativamente ao reporte das suas operações, deverá apresentar, em separado, as contas afetas a cada uma das duas funções, onde se identifiquem claramente os custos associados à aquisição de gás natural ao comercializador do SNGN, no âmbito dos contratos de *take or pay* ou em leilões e os custos com a aquisição de gás natural em mercados organizados ou através de contratos bilaterais.

O Regulamento das Relações Comerciais em vigor, aprovado pelo Regulamento n.º 416/2016, também concretiza no Artigo 70.º que o comercializador de último recurso grossista, no âmbito da sua atividade de compra e venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas, tem a obrigação de adquirir gás natural nas quantidades solicitadas pelos comercializadores de último recurso retalhistas, pode recorrer às seguintes modalidades de contratação:

a) Aquisições ao comercializador do SNGN, diretamente ou através de leilões.

b) Participação em mercados organizados.

c) Celebração de contratação bilateral.

Mais dispõe que o aprovisionamento de gás natural pelo Comercializador de último recurso grossista, deve assegurar as melhores condições de preço para o SNGN e pode desenvolver-se por aplicação de um mecanismo regulado de contratação nos termos previstos no Artigo 150.º e no Artigo 152.º, bem como nos termos definidos no Regulamento Tarifário para efeitos de reconhecimento de custos. No entanto, o Regulamento das Relações Comerciais remete para o Regulamento Tarifário os termos do reconhecimento dos custos com aquisição de gás natural por parte do CURg.

Adicionalmente, o Regulamento Tarifário do SGN (setor do gás natural), aprovado pelo Regulamento n.º 361/2019, prevê no artigo 99.º, que os proveitos permitidos da atividade de compra e venda do CURg recuperem os seus custos com a aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, do Comercializador de SNGN ou em mercados organizados ou através de contratos bilaterais, bem como através de uma parcela correspondente ao incentivo para a aquisição de gás natural pelo CURg, em mercado.

No artigo 103.º, o Regulamento Tarifário SGN estabelece que os proveitos permitidos da função de compra e venda de gás natural dos Comercializadores de último recurso retalhista (CURr) recuperem os custos com a aquisição de gás natural à atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso.

A ERSE, na definição dos proveitos permitidos do CURg e dos CURr, deverá ter em conta as previsões do custo unitário do gás natural adquirido no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo[3] (contratos *take or pay*), em mercados organizados ou, ainda, através de contratos bilaterais.

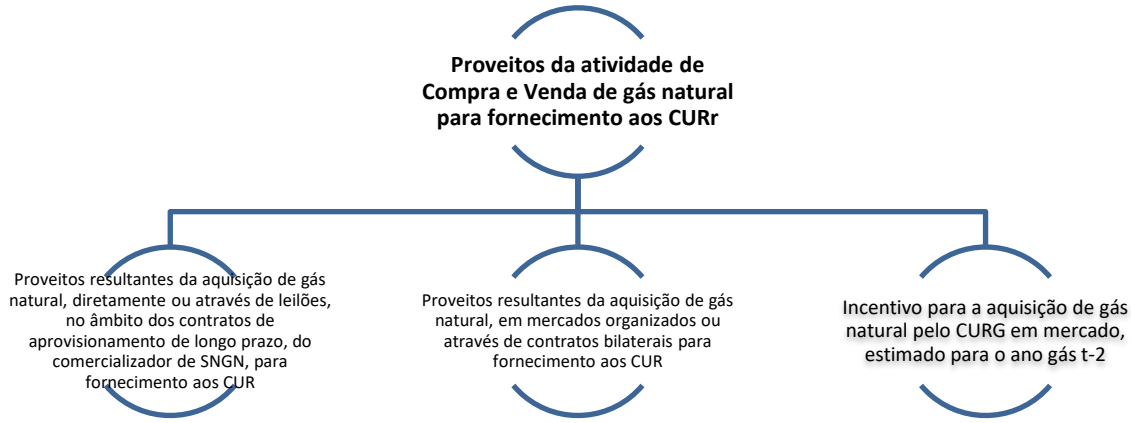
No entanto, até à presente data, verifica-se que apenas foram calculados proveitos para a função de Compra e Venda de gás natural resultantes da aquisição de gás natural no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, visto que a aquisição de gás natural por parte do CURg em mercados organizados ou através de contratos bilaterais prevista regulamentarmente não se ter concretizado. Assim, as previsões com o custo unitário de aquisição de gás natural têm tido como base apenas os contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay* (contratos ToP). Estes contratos correspondem a quatro contratos ToP: um contrato com gás natural proveniente da Argélia, com entrega, por gasoduto, e os restantes três com gás natural proveniente da Nigéria, com entrega no Terminal de Sines. O contrato com gás natural proveniente da Argélia será o primeiro a terminar, já no final de 2020.

[3] Contratos em regime de *take-or-pay* (top), isto é, com obrigações de aquisição de quantidades mínimas de gás natural.

O preço do gás natural definido nesses contratos está indexado, em grande medida, à evolução dos preços médios do petróleo (e alguns dos seus derivados), com um desfasamento entre 6 a 12 meses. Desta forma, as previsões para o custo do aprovisionamento do gás natural têm-se baseado no comportamento dos preços do petróleo e das perspetivas para a sua evolução futura.

A Figura 2-2, apresenta a estrutura de proveitos permitidos da atividade de Compra e venda de gás natural para fornecimentos a comercializadores de último recurso, do CURg, conforme previsto no artigo 99.º do Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural em vigor.

Figura 2-2 – Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas

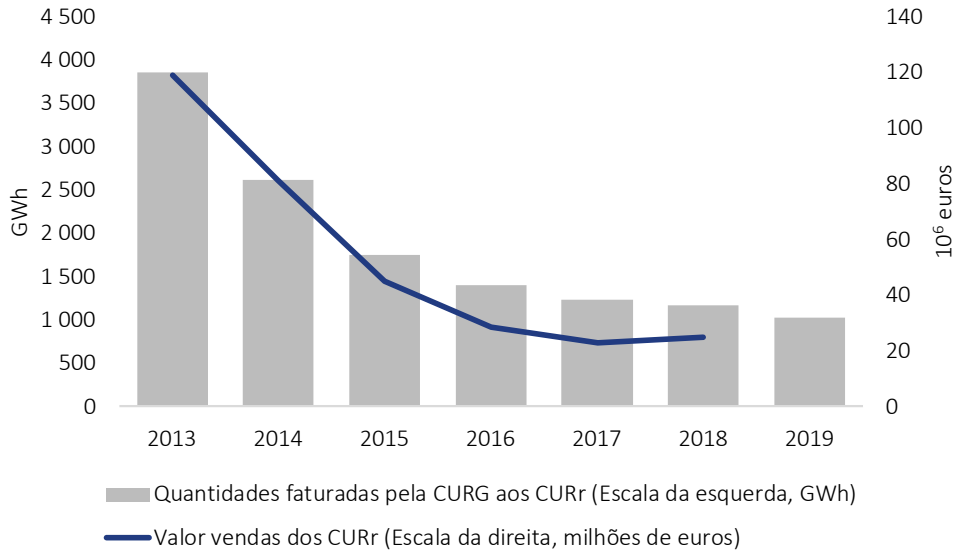


3 CARATERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DO CURG E DO MERCADO GROSSISTA DE GÁS NATURAL

3.1 ATIVIDADE DO CURG

A atividade do CURg está associada à evolução do processo de liberalização do setor do gás natural. A passagem dos consumidores do regime de tarifas de venda a cliente finais reguladas para o regime de mercado justifica a diminuição da atividade deste comercializador, que pode ser observada na figura seguinte tanto na sua dimensão física, quantidades de gás natural vendidos aos CURr em GWh, como financeira, montantes faturados em milhões de euros. Observa-se, igualmente, que o ritmo de diminuição abrandou significativamente em 2017.

Figura 3-1 – Montantes faturadas pelo CURg aos CURr

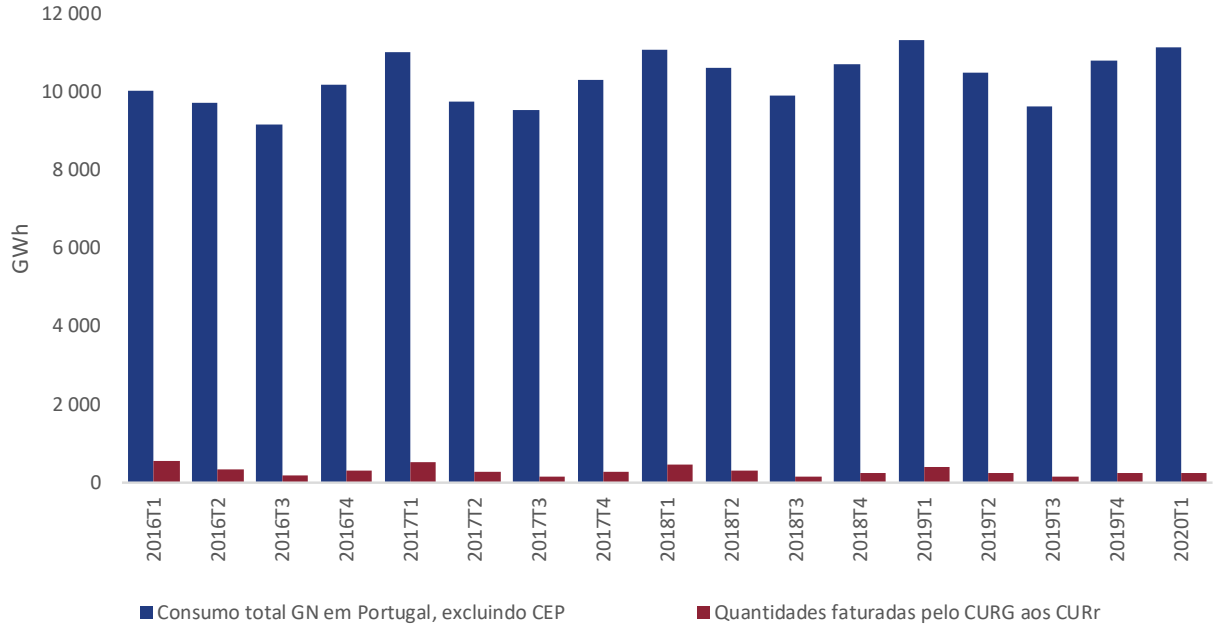


Fonte: ERSE, Galp

A pequena dimensão do CURg é ainda mais evidente quando enquadrada no conjunto do gás natural consumido em Portugal. A Figura 3-2 ilustra esta pequena dimensão relativa ao comparar a evolução trimestral, das quantidades comercializadas pelo CURg, comparando-as com as evoluções das quantidades totais consumidas em Portugal continental, excluindo os centros de ciclo combinado a gás natural.

Observa-se que o peso da atividade do CURg no contexto nacional se tem tornado cada vez menos significativo ao longo do tempo.

Figura 3-2 – Comparação entre as quantidades faturadas pelo CURg e o consumo de gás natural em Portugal



Fonte: ERSE, Galp

No entanto, mantendo-se as tarifas transitórias de venda a clientes finais até 2025 os custos de aquisição de gás natural do CURg funcionam como uma referência para os preços praticados em regime de mercado.

3.2 MERCADO DE REFERÊNCIA NO CONTEXTO IBÉRICO

A sociedade MIBGAS, S. A. (MIBGAS) foi autorizada, através da Portaria n.º 643/2015, de 21 de agosto, como entidade gestora do mercado organizado de gás natural, a contado. A sua constituição foi um passo decisivo na construção do mercado ibérico de gás natural, inicialmente pensado pelos governos português e espanhol em 2007, cuja construção resulta em grande parte dos esforços conjuntos dos reguladores desses países, a ERSE e a CNE (atualmente, CNMC).

Desde então, o MIBGAS foi aumentando a sua atividade de forma constante. Em 2016, o gás natural transacionado neste mercado apenas representava 2% do total da procura de gás natural em Espanha, enquanto em 2019 já atingia cerca de 10% dessa procura.

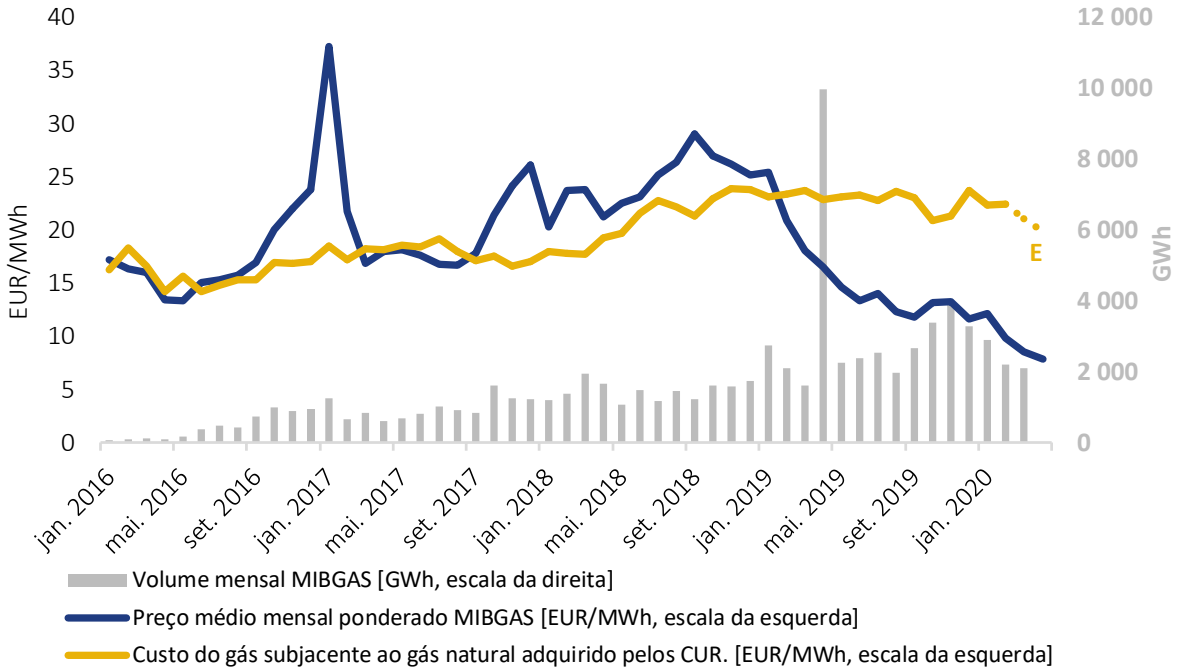
O crescimento do MIBGAS, onde algumas das principais empresas energéticas portuguesas são agentes ativos, justificar-se-á em parte pelo fim dos contratos de aquisição de gás natural de longo prazo em Espanha. Para além do incremento da dimensão do mercado, observou-se igualmente uma diversificação dos produtos transacionados neste mercado, destacando-se, por exemplo, a transação de produtos de futuros desde 2018. Assim, o preço MIBGAS é atualmente o índice considerado pelos agentes de mercado da ibéria como referência de mercado.

No entanto, nos primeiros anos deste mercado a sua pouca liquidez era acompanhada de uma forte volatilidade dos preços, designadamente até 2018, como é visível na Figura 3-3 que apresenta por trimestres a evolução das quantidades transacionadas neste mercado e os seus preços médios comparados com o custo médio de aquisição de gás natural do CURg.

Observa-se, igualmente, que até ao início de 2019 o preço médio do gás natural transacionado no MIBGAS[4], foi superior ao do custo unitário do gás natural adquirido pelo CURg. Esta situação inverteu-se desde então, sendo que nos últimos meses a diferença entre o preço praticado no MIBGAS, VTP Espanha, e o custo unitário de aquisição do CURg aumentou significativamente. Registe-se, contudo, que os preços MIBGAS não são ajustados com a inclusão dos custos com as tarifas de acesso às interligações, pelo que não são totalmente comparáveis.

[4] Os preços MIBGAS apresentados são os preços no Ponto Virtual de Balanço (PVB) com entrega em Espanha, que correspondem aos preços médios ponderados para todas as transações organizadas para o dia em causa nas sessões já concluídas.

Figura 3-3 – Evolução do volume e preço do gás natural no MIBGAS e em Portugal



Fonte: ERSE, MIBGAS, Galp

Notas:

A série a tracejado € são estimados.

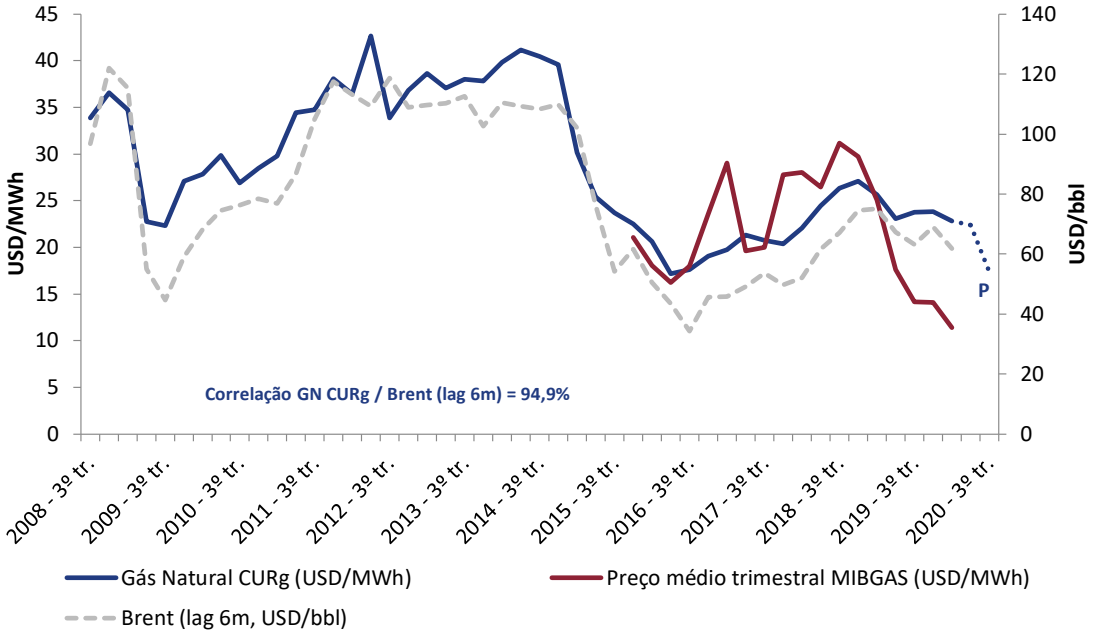
Os preços MIBGAS apresentados são os preços no Ponto Virtual de Balanço (PVB) com entrega em Espanha, que correspondem aos preços médios ponderados para todas as transações organizadas para o dia em causa nas sessões já concluídas.

O maior distanciamento entre o preço do gás natural transacionado no MIBGAS e o custo unitário de aquisição para o CURg justifica-se pelas especificidades do cálculo desse custo.

O custo do GN adquirido pelo CURg ao comercializador do SNGN reflete o peso, em termos de quantidades contratadas, de cada contrato ToP no conjunto dos contratos ToP. Estes contratos evoluem consoante o preço médio trimestral ou mensal do petróleo e dos seus derivados, desfasado entre 6 a 12 meses. Os contratos com maior peso têm o seu custo desfasado em 6 meses face ao preço do petróleo.

A significativa correlação, cerca de 95%, entre o custo unitário do gás natural adquirido pelo CURg e o preço do petróleo, desfasado de 6 meses, é mostrada na Figura 3-4. Essa correlação justifica igualmente que a forte quebra do preço do petróleo que se verificou a partir do final do primeiro trimestre de 2020, em grande parte devido à pandemia da COVID-19 apenas deverá impactar por inteiro no custo de aquisição do CURg no terceiro trimestre deste ano.

Figura 3-4 – Preço do Brent, como fator explicativo do custo de aquisição do CURg



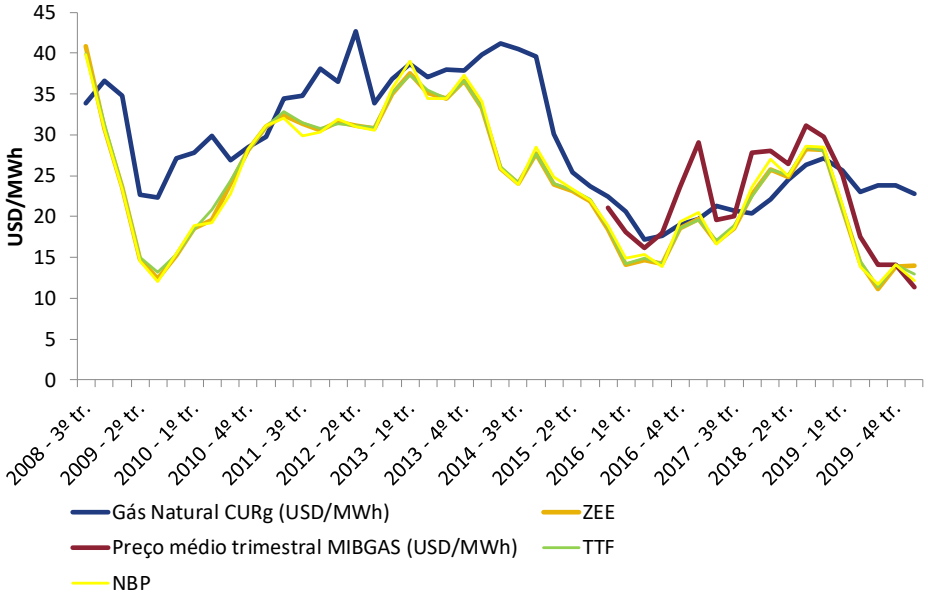
Nota: Os valores a tracejados (P) são previstos.

A afirmação do MIBGAS enquanto referência de marcado é também visível quando se compara a evolução do preço nesse mercado, com o praticado em alguns dos principais *hubs* europeus. A Figura 3-5 mostra que a partir de 2018 o preço médio do gás natural no MIBGAS acompanha a evolução de algumas das principais referências de preços no mercado europeu TTF[5] e ZEE[6], sendo, contudo, ligeiramente mais elevado do que o verificado nesses mercados.

[5] Title Transfer Facility, dos Países Baixos.

[6] Belgian Natural Gas Zeebrugge Beach, da Bélgica.

Figura 3-5 – Evolução do preço do gás natural em diferentes mercados



Fonte: ERSE, Reuters, MIBGAS, Galp

Tendo em conta a atual liquidez do MIBGAS, a ERSE apresenta neste documento a proposta para a criação do mecanismo de incentivo que permita promover a aquisição de gás natural, em mercado organizado, por parte do CURg[7].

[7] A utilização do MIBGAS como referência permite igualmente conferir transparência e oportunidades de *trading* de gás natural, num contexto de desacoplamento do preço do petróleo e do preço do gás natural nos principais referenciais de negociação, o que, sabendo-se da indexação dos contratos de longo prazo com cláusulas de *take or pay* a preços do petróleo, levanta questões de competitividade e de potencial divergência do mercado doméstico com o processo de convergência e integração dos mercados regionais.

4 INCENTIVO PARA A AQUISIÇÃO EM MERCADO

4.1 APRESENTAÇÃO

O incentivo proposto visa, essencialmente, promover as compras em mercado por parte do CURg ao preço mais baixo, entre os praticados no momento da aquisição de gás natural, isto é, visa promover a eficiente aquisição de gás natural em mercado por parte desta empresa. Para tal é introduzido um principio da partilha de risco/benefício, entre CURg e consumidores, que atua de forma tendencialmente simétrica nas situações em que um custo teórico é inferior, ou superior, ao custo médio de aquisição de gás natural do CURg.

De forma resumida, a metodologia de determinação do incentivo à aquisição de gás natural em mercado por parte do CURg assenta na:

a) Determinação de um preço teórico sobre o qual incide o incentivo, que se baseia no valor mínimo entre: i) os preços do gás natural implícitos nos contratos ToP e ii) a média entre os preços do gás natural implícitos nos contratos ToP e os preços médios do Mibgás calculados à fronteira portuguesa[8];

b) Determinação da diferença entre esse preço teórico e o custo unitário de aquisição do CURg;

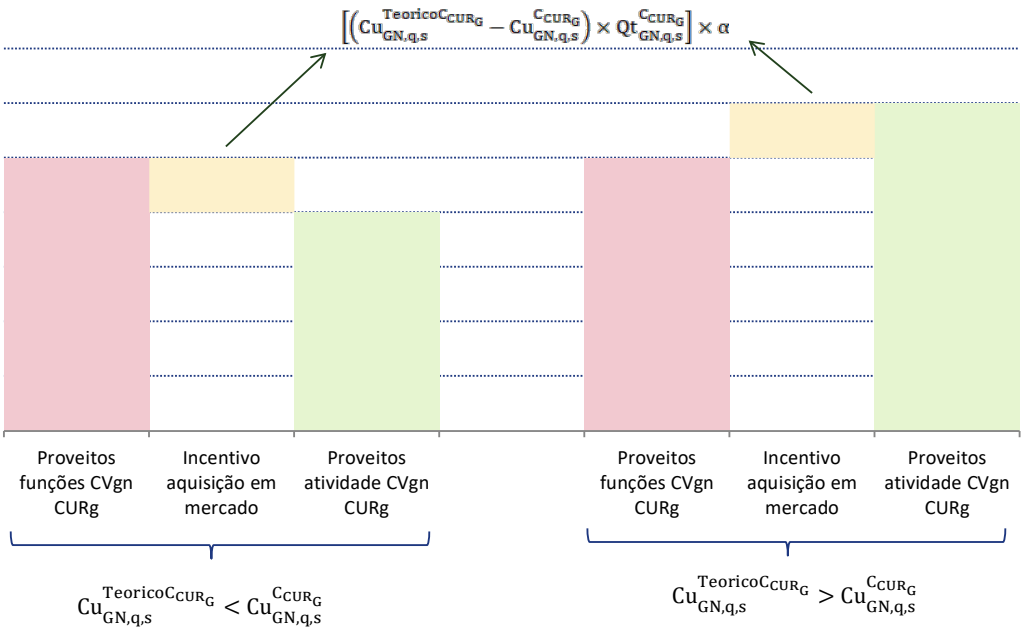
c) Aplicação de metade da diferença referida no ponto anterior aos custos de aquisição de gás natural aplicados pelo CURg, por forma a garantir uma partilha equilibrada de risco.

Caso o CURg opte por uma estratégia de aprovisionamento que seja de aquisição de gás natural mais barato, o CURg maximizará os seus ganhos, levando igualmente a que se obtenha um benefício líquido para os consumidores face à situação sem o mecanismo. Caso o CURg não opte pela aquisição do gás natural de menor custo, a aplicação do mecanismo proposto, o CURg não maximiza os seus ganhos, podendo ser penalizado, não conseguindo cobrir os custos totais de aquisição de gás natural para aprovisionamento dos CURr.

[8] Estes preços incluem todos os custos com as tarifas de acesso, designadamente a tarifa de saída da rede espanhola, mas não incluem tarifa de entrada da rede portuguesa.

Na Figura 4-1 é apresentado, em termos teóricos, o resultado da aplicação do incentivo à aquisição de gás natural pelo CURg em mercado, conforme proposto.

Figura 4-1 – Aplicação do incentivo à aquisição de gás natural pelo CURg em mercado



Fonte: ERSE

A formulação do incentivo proposto é explicitada no capítulo 5.

4.2 SIMULAÇÕES DA APLICAÇÃO DO INCENTIVO, EM RESULTADO DAS ESTRATÉGIAS DE APROVISIONAMENTO DO CURG

Tendo em conta as diferentes estratégias possíveis de aprovisionamento do CURg, procedeu-se a um conjunto de simulações para avaliação do mecanismo proposto, em termos de custos unitários e de riscos/benefícios, quer para o CURg, quer para os consumidores.

Desta forma foram considerados as seguintes hipóteses de estratégias de aprovisionamento do CURg[9]:

H1: Aquisição de GN pelo CURg a custo unitário = Custo ToP

H2: Aquisição de GN pelo CURg a custo unitário = MIBGAS

H3: Aquisição de GN pelo CURg a custo unitário = média [ToP; MIBGAS]

H4: Aquisição de GN pelo CURg a custo unitário = mínimo [ToP; MIBGAS]

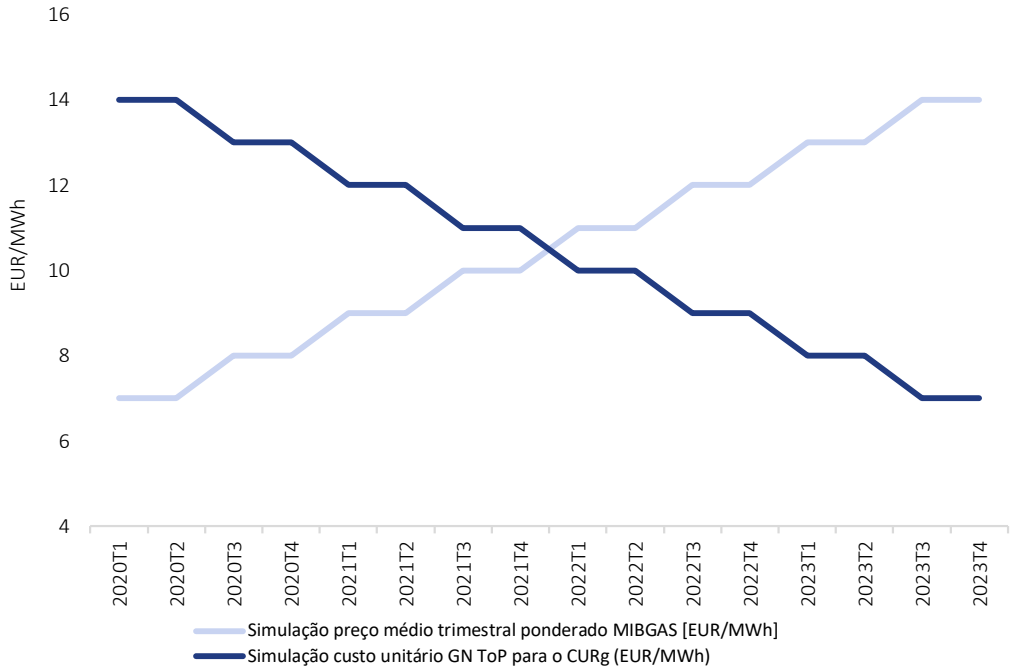
H5: Aquisição de GN pelo CURg a custo unitário em outros mercados internacionais. Foi assumido um custo teórico para efeitos de simulação de 15% inferior ao mínimo entre custo ToP e MIGBAS, resultando num custo de 85%*mínimo [ToP; MIBGAS]

Para as hipóteses testadas, foram usados dados simulados para 4 anos (duração do período regulatório). Para avaliar possíveis cenários de evolução, foram usadas simulações de evolução em cenários simétricos de evolução para o custo de aprovisionamento do CURg ao abrigo dos contratos de aprovisionamento em regime de *take or pay* (ToP) e para o MIBGAS (ver Figura 4-2).

As quantidades simuladas de aquisição pelo CURg para fornecimento dos CURr foram as quantidades médias por trimestre dos anos anteriores à análise, às quais se aplicou um decréscimo teórico de 20%, tendo em conta a redução expectável de atividade do CURg.

[9] Para efeitos das simulações consideram-se preços hipotéticos à fronteira portuguesa.

Figura 4-2 – Simulação de evolução do preço do gás natural no MIBGAS e para o CURG (valores hipotéticos para efeitos de simulação)

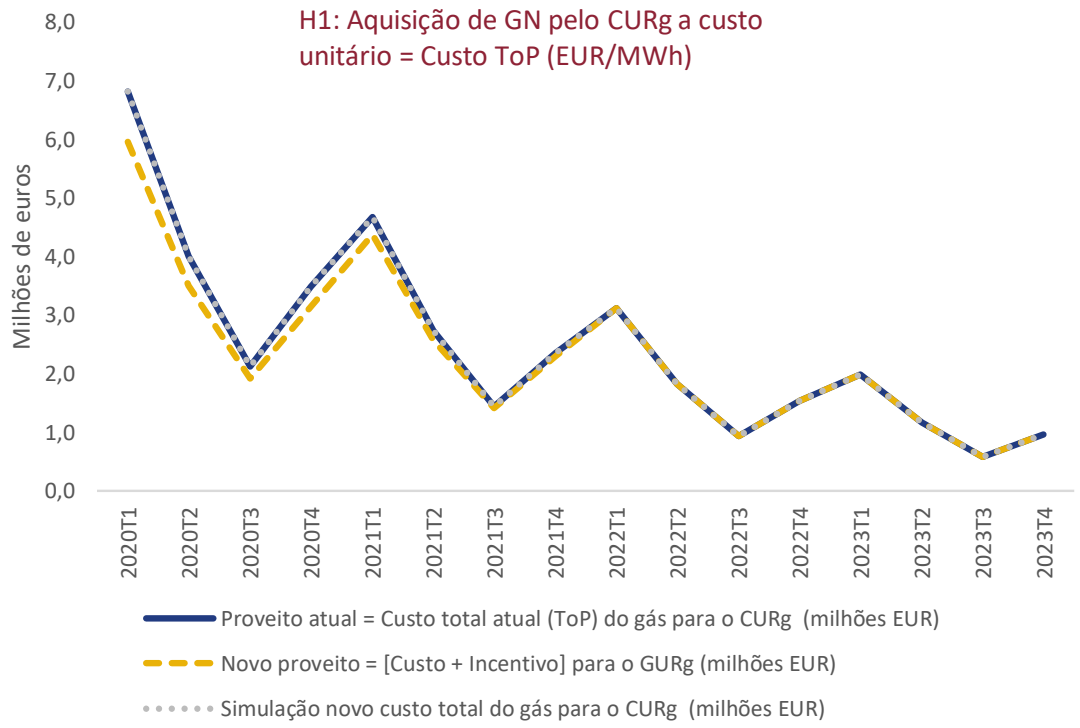


Fonte: ERSE, MIBGAS, Galp

Apresenta-se os resultados das simulações do incentivo, cuja formulação é explicitada no capítulo 5.

SIMULAÇÃO H1: AQUISIÇÃO DE GN PELO CURG A CUSTO UNITÁRIO = CUSTO TOP

Figura 4-3 – Efeito nos proveitos da implementação do mecanismo_ Estratégia H1



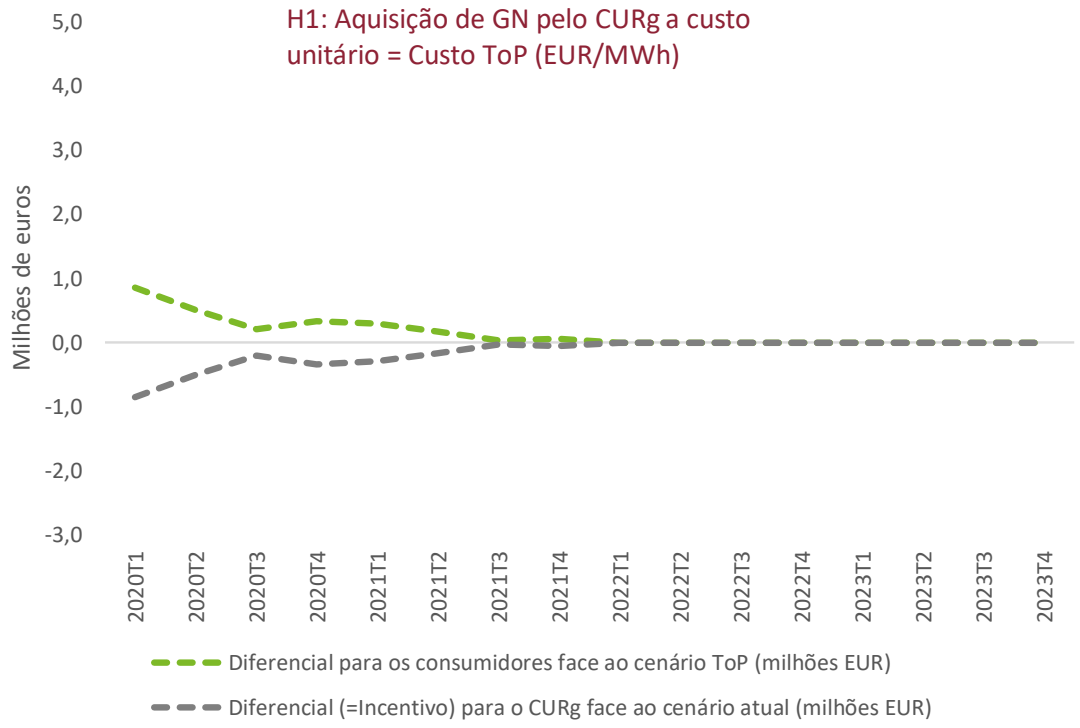
Fonte: ERSE, MIBGAS, Galp

Nota: valores hipotéticos para efeitos de simulação

Na Figura 4-3 é apresentada a simulação caso o CURg opte por uma estratégia de aprovisionamento que seja de continuação de aprovisionamento de gás natural ao custo refletido pelos contratos de aprovisionamento em regime de *take or pay*. Neste caso, a simulação do novo custo (linha cinza) é equivalente ao anterior custo na situação atual, sem mecanismo (linha azul). É de realçar que na situação atual, sem o mecanismo proposta para o incentivo, o custo em que o CURg incorre com a compara de gás natural é igual aos proveitos a recuperar (valor pago pelos consumidores), não havendo lugar a qualquer diferença entre os dois valores. Com a aplicação do mecanismo observa-se na Figura 4-3 que o custo para o CURg se mantém igual à situação sem mecanismo, mas o valor pago pelos consumidores (e recuperado pelo CURg), representado pela linha laranja (novo proveito) é inferior. Desta forma, uma estratégia em que o CURg continue com aprovisionamento ao custo refletido pelos contratos de aprovisionamento em regime de *take or pay*, implica uma perda para o CURg, dada pela diferença entre a linha laranja (novo proveito) e a linha cinza dos custos incorridos na compra do gás natural. Esta perda é o ganho para os consumidores dado pela diferença entre a linha laranja (novo proveito, ou seja o valor pago pelos consumidores) e a linha

azul (o valor pago atualmente sem a aplicação do mecanismo). Estes ganhos e perdas são apresentados na Figura 4-4.

Figura 4-4 – Comparação de diferenciais para os consumidores e para o CURg com aplicação do mecanismo_Estratégia H1



Fonte: ERSE, MIBGAS, Galp

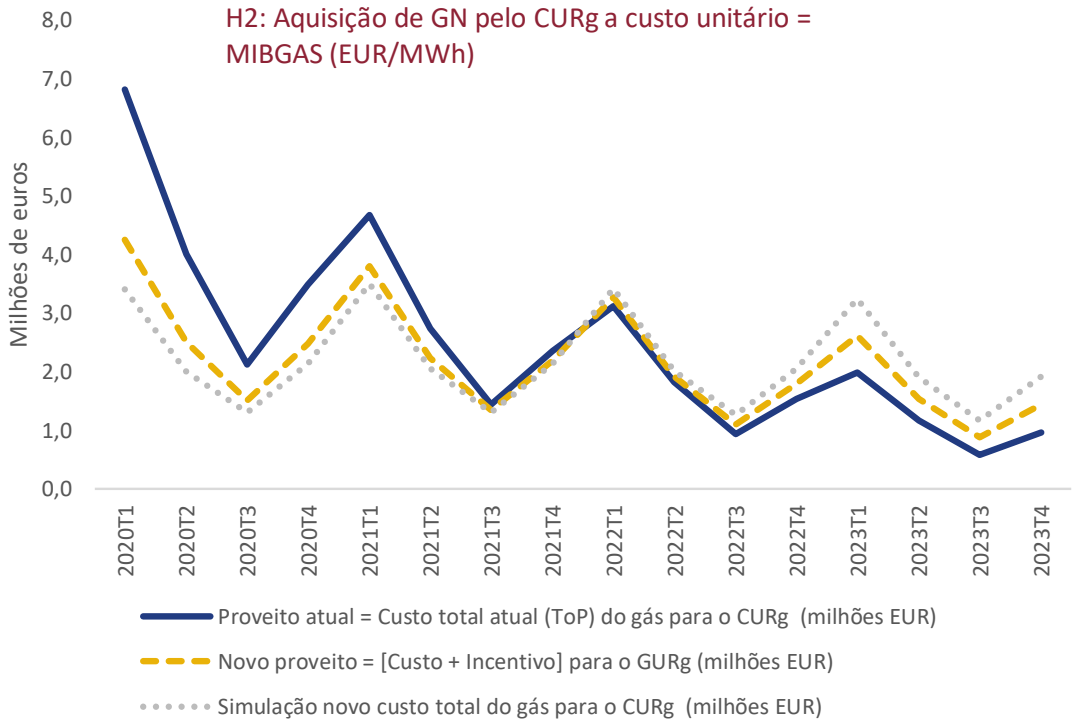
Notas: diferenciais positivos correspondem a ganhos, tanto para os consumidores como para o CURg

valores hipotéticos para efeitos de simulação

É de realçar que as simulações apresentam os diferenciais face à estratégia de aprovisionamento do CURg que sempre foi seguida pelo CURg até ao presente momento, apesar de ser possível ao CURg aquisições de gás natural em mercado, custo que seria refletido integralmente nos consumidores, com o CURg a recuperar a totalidade desses custos. Nas figuras seguintes são apresentados os resultados das simulações das restantes hipóteses de estratégias de aprovisionamento consideradas.

SIMULAÇÃO H2: AQUISIÇÃO DE GN PELO CURG A CUSTO UNITÁRIO = MIBGAS

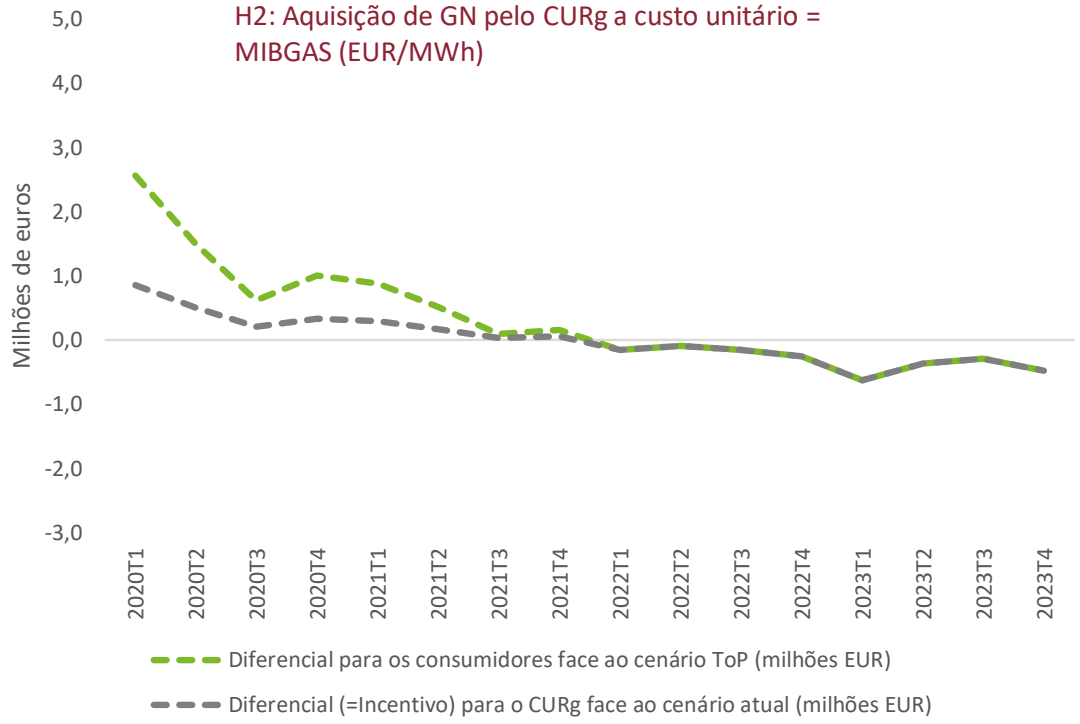
Figura 4-5 – Efeito nos proveitos da implementação do mecanismo_ Estratégia H2



Fonte: ERSE, MIBGAS, Galp

Nota: valores hipotéticos para efeitos de simulação

Figura 4-6 – Comparação de diferenciais para os consumidores e para o CURg com aplicação do mecanismo_Estratégia H2



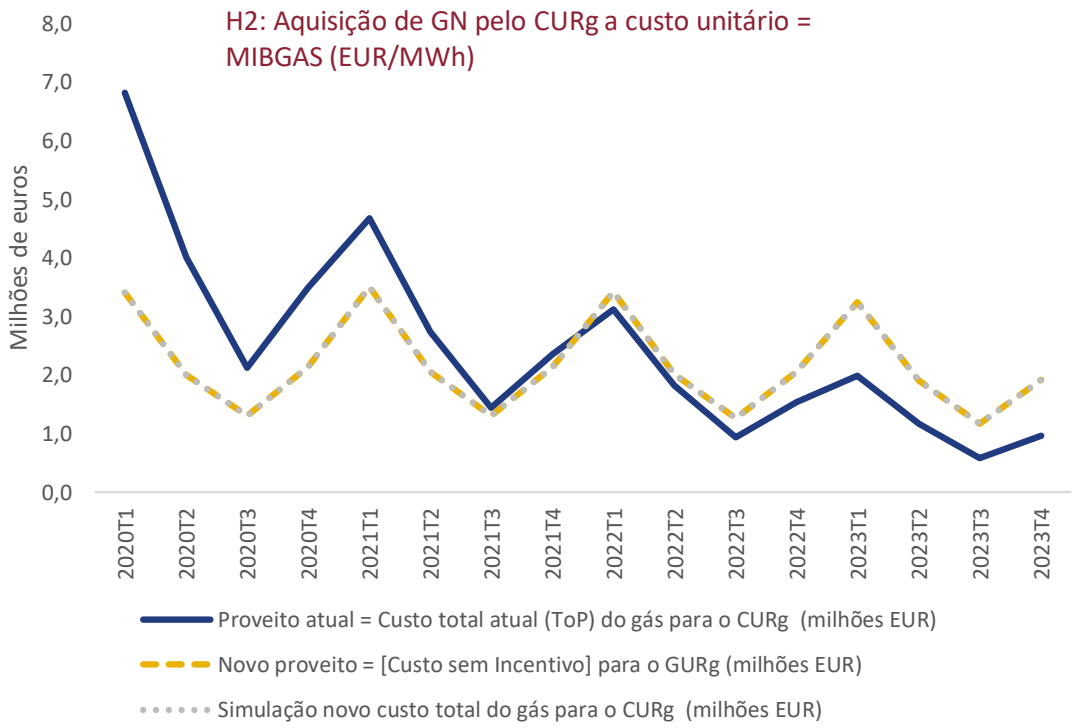
Fonte: ERSE, MIBGAS, Galp

Notas: diferenciais positivos correspondem a ganhos tanto para os consumidores como CURg

valores hipotéticos para efeitos de simulação

Como se pode verificar na Figura 4-5 e na Figura 4-6 apresentadas, quando o CURg opta por uma estratégia de aprovisionamento com aquisição sempre no mercado do MIBGAS (simulação H2), o CURg é penalizado quando o preço no MIBGAS é superior ao custo ToP (como seria, no caso simulado, entre 2020 e 2021). Esta penalização também afetaria os consumidores, pois a decisão do CURg em adquirir gás natural mais caro, teria repercussão no custo suportado pelos consumidores. No entanto, é de realçar que este maior custo para os consumidores não é resultado do mecanismo, mas sim resultado da estratégia e da opção do CURg, possível atualmente, mesmo sem a existência do mecanismo. De facto, caso o CURg opte pelo aprovisionamento ao custo do MIBGAS, sem a existência do mecanismo proposto, o resultado seria neutro para o CURg e muito mais penalizador para os consumidores. Esta situação é apresentada na Figura 4-7 e na Figura 4-8.

Figura 4-7 –Comparação de proveitos e custos sem implementação do mecanismo _ Estratégia H2

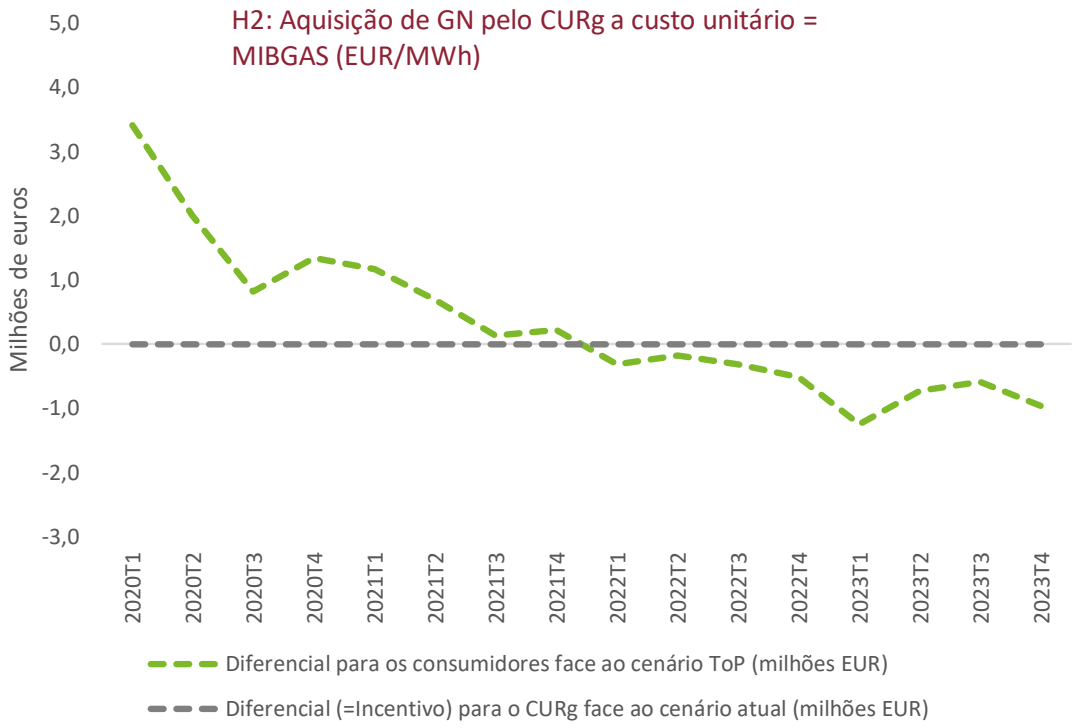


Fonte: ERSE, MIBGAS, Galp

Nota: valores hipotéticos para efeitos de simulação

Na Figura 4-7 pode-se observar que numa situação em que o CURg opte pela estratégia de aprovisionamento H2, sem que exista o mecanismo que se propõe, o CURg recupera os custos dos mesmos independentemente do facto de esses custos serem superiores ou inferiores aos do MIBGAS (linhas laranja e cinza). Na Figura 4-8 são apresentados os resultados para o CURg e para os consumidores desta situação. Como se pode verificar, o diferencial para o CURg é nulo, sendo repercutido nos consumidores a totalidade dos custos e da volatilidade resultante de uma estratégia de aprovisionamento H2 por parte do CURg. Apesar de se observar um valor acumulado global positivo, as perdas (e os ganhos) para os consumidores são de maior amplitude e geradores de volatilidade tarifária.

Figura 4-8 –Comparação de diferenciais para os consumidores e para o CURg sem mecanismo _ Estratégia H2



Fonte: ERSE, MIBGAS, Galp

Notas: diferenciais positivos correspondem a ganhos tanto para os consumidores como CURg

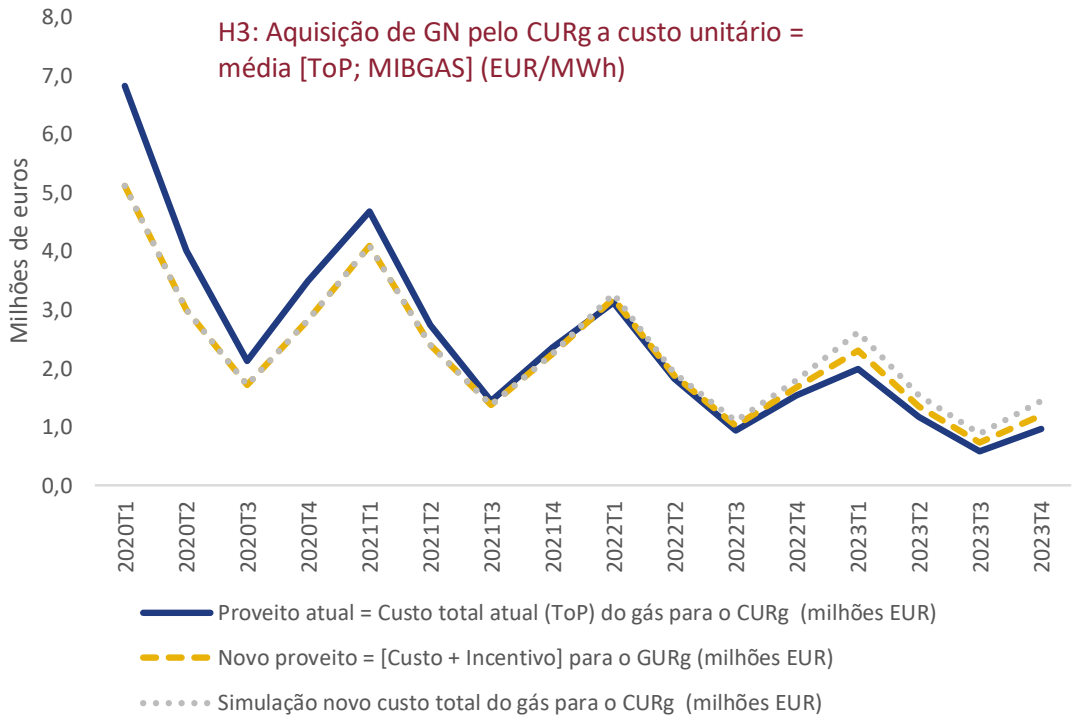
valores hipotéticos para efeitos de simulação

Comparando a Figura 4-6 e a Figura 4-8 pode-se verificar a atuação do mecanismo aqui proposto e o incentivo que é criado. Se tomarmos como exemplo os anos de 2022 e 2023 nas simulações, caso o CURg opte pela estratégia de aprovisionamento H2 (MIBGAS), como os preços de MIBGAS se encontravam em valores muito acima do custo ToP, com o mecanismo o CURg obtém uma perda, igual à perda dos consumidores (Figura 4-6). No entanto, sem a existência do mecanismo, o CURg obtém uma perda nula e os consumidores obtêm uma perda superior (Figura 4-8).

SIMULAÇÃO H3: AQUISIÇÃO DE GN PELO CURG A CUSTO UNITÁRIO = MÉDIA [TOP; MIBGAS]

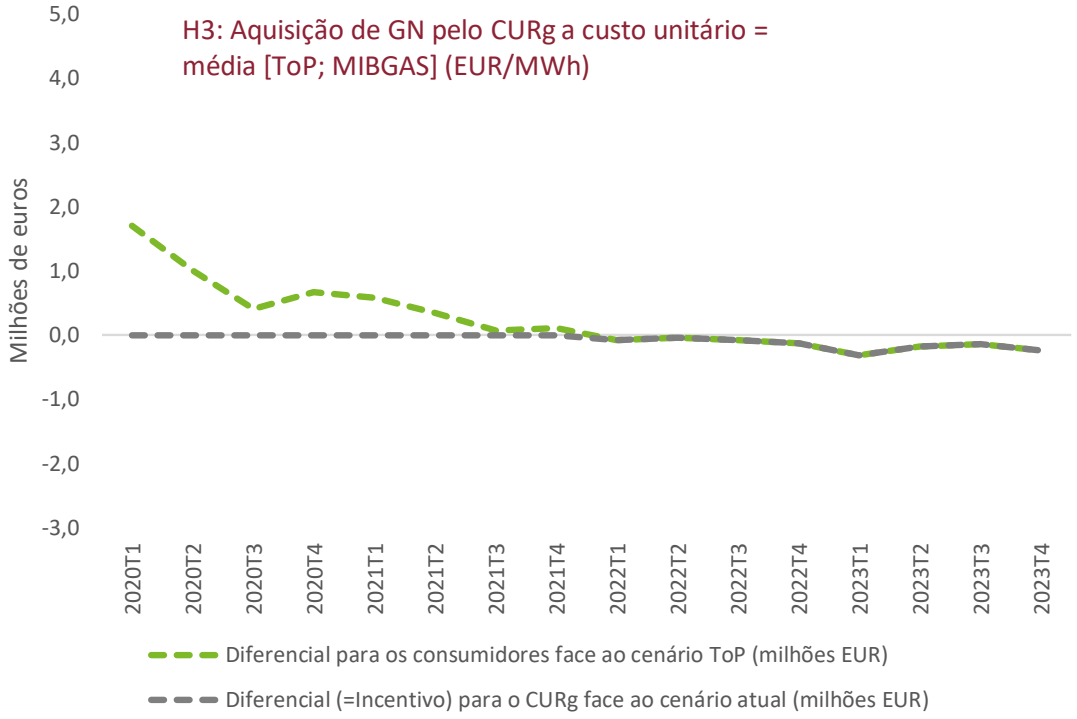
No caso da simulação H3, em que o CURG adquire gás natural ao preço médio entre o Mibgás e os TOP, as conclusões são semelhantes à estratégia anterior, embora muito menos gravosas, tanto para o CURg como para os consumidores. No entanto, em termos globais, esta estratégia é benéfica para os consumidores.

Figura 4-9 – Efeito nos proveitos da implementação do mecanismo_ Estratégia H3



Fonte: ERSE, MIBGAS, Galp

Figura 4-10 – Comparação de diferenciais para os consumidores e para o CURg com aplicação do mecanismo_Estratégia H3



Fonte: ERSE, MIBGAS, Galp

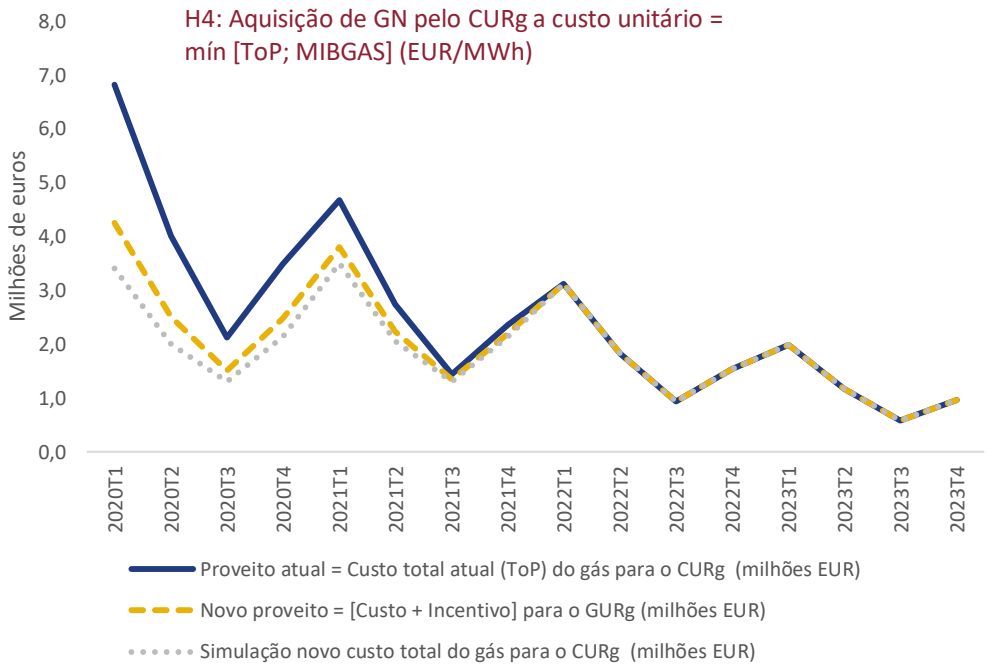
Notas: diferenciais positivos correspondem a ganhos tanto para os consumidores como CURg

Valores hipotéticos para efeitos de simulação

SIMULAÇÃO H4: AQUISIÇÃO DE GN PELO CURG A CUSTO UNITÁRIO = MÍNIMO [TOP; MIBGAS]

A estratégia H4, em que o CURG adquire gás natural ao valor mínimo entre o preço médio no Mibgás e preço implícito nos contratos TOP, permite que tanto o CURg, como os consumidores obtenham sempre ganhos face à situação atual.

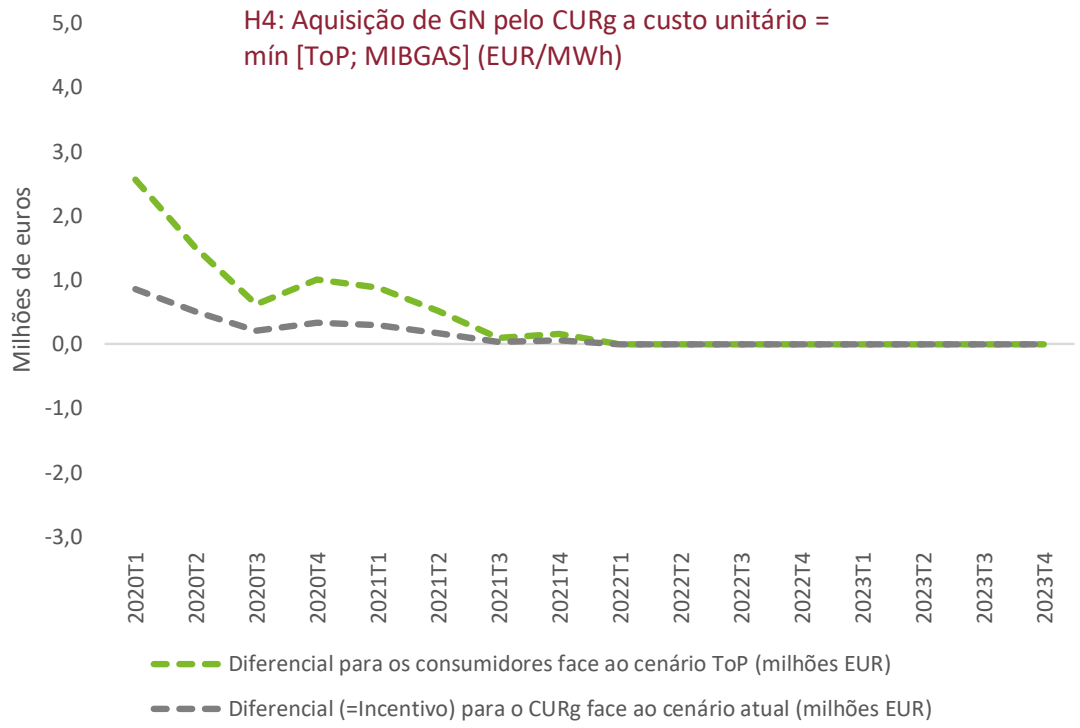
Figura 4-11 –Efeito nos proveitos da implementação do mecanismo_ Estratégia H4



Fonte: ERSE, MIBGAS, Galp

Nota: valores hipotéticos para efeitos de simulação

Figura 4-12 –Comparação de diferenciais para os consumidores e para o CURg com aplicação do mecanismo_Estratégia H4



Fonte: ERSE, MIBGAS, Galp

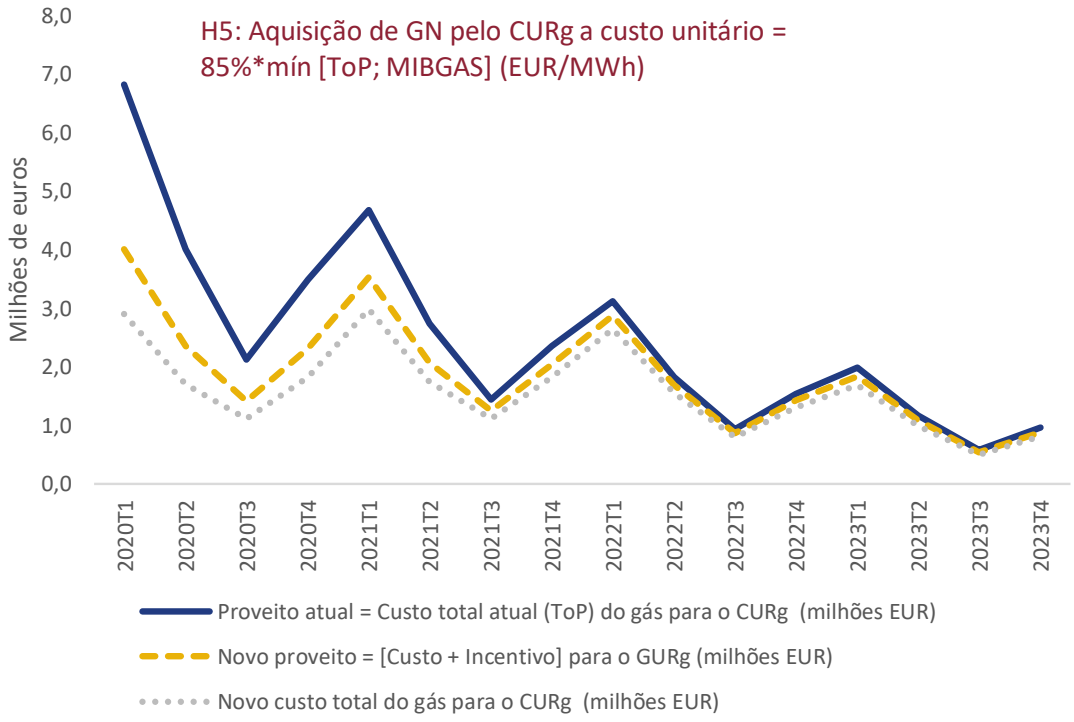
Notas: diferenciais positivos correspondem a ganhos, tanto para os consumidores como para o CURg

Valores hipotéticos para efeitos de simulação

SIMULAÇÃO H5: AQUISIÇÃO DE GN PELO CURG A CUSTO UNITÁRIO EM OUTROS MERCADOS INTERNACIONAIS.

Nesta simulação foi assumido um custo teórico para efeitos de simulação de 15% inferior ao mínimo entre o custo ToP e o preço MIGBAS, resultando num custo de 85%*mínimo [ToP; MIBGAS].

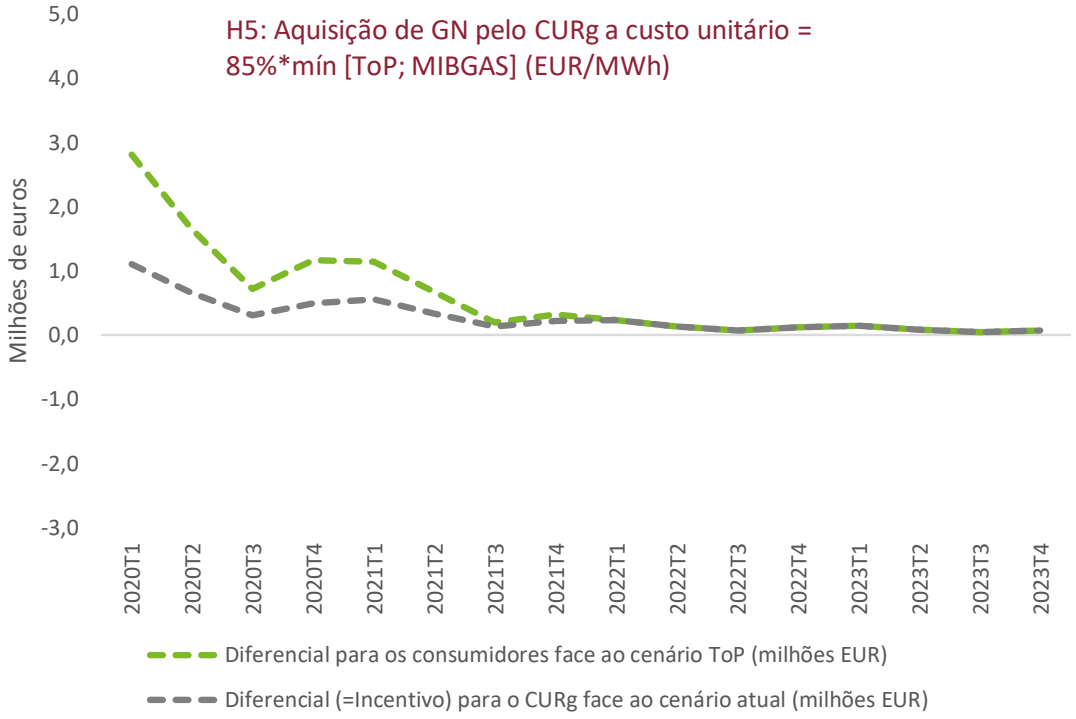
Figura 4-13 – Efeito nos proveitos da implementação do mecanismo_ Estratégia H5



Fonte: ERSE, MIBGAS, Galp

Nota: valores hipotéticos para efeitos de simulação

Figura 4-14 – Comparação de diferenciais para os consumidores e para o CURg com aplicação do mecanismo_Estratégia H5



Fonte: ERSE, MIBGAS, Galp

Notas: diferenciais positivos correspondem a ganhos, tanto para os consumidores como para o CURg
Valores hipotéticos para efeitos de simulação

Como se pode observar pela comparação entre a Figura 4-12 e a Figura 4-14, caso o CURg opte por uma estratégia de aprovisionamento num outro mercado com um custo inferior ao mínimo entre aprovisionamento ao custo ToP e mercado no MIBGAS, verifica-se que os ganhos para o CURg e para o consumidor serão tanto maiores, quanto menor o custo de aprovisionamento.

CONCLUSÃO DA AVALIAÇÃO DAS SIMULAÇÕES

Os resultados das simulações mostram que as estratégias que maximizam os ganhos são estratégias em que o CURG compra gás natural ao preço mínimo entre ToP e Mibgás (estratégia H4) ou em que adquire noutros mercados a um preço inferior (estratégia H5,) tanto ao implícito nos ToP como ao verificado no Mibgás.

É de salientar que o desenho do mecanismo, que se expõe no capítulo seguinte, permite que as estratégias que maximizam os ganhos para os consumidores e para o CURg (H4 e H5) são estratégias em que não existem diferenciais negativos, nem para o CURg, nem para os consumidores face à atual situação. No

limite, ambos ficam iguais, como é no caso em que os preços do MIBGAS são superiores aos custos dos contratos ToP (anos 2022 e 2023 nas simulações realizadas) e o CURg adquira gás natural ao mínimo entre aprovisionamento ao custo ToP e mercado no MIBGAS.

5 PROPOSTA DE ARTICULADO

Nos termos dos artigos 9.º, n.º 2, al b), iii), 9.º n.º 3, 10.º, n.º 5 e 31.º, n.º 2, alínea c) dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação vigente, e concretizando o previsto nos artigos 99.º e 122.º do Regulamento Tarifário em vigor, a ERSE submete a consulta pública, através de procedimento simplificado, e ao Conselho Tarifário, a seguinte proposta de incentivo para a aquisição de gás natural pelo comercializador de último recurso grossista em mercado, conforme previsto na legislação em vigor e na regulamentação da ERSE, que inclui o parâmetro de partilha de risco:

Artigo 1.º

Objeto

A presente Diretiva aprova o incentivo para a aquisição de gás natural pelo Comercializador de último recurso grossista (CURg) em mercado, conforme previsto na lei e nos artigos 99.º e 122.º do Regulamento Tarifário do setor do gás natural, que inclui parâmetro de partilha de risco.

Artigo 2.º

Metodologia do incentivo

A metodologia de determinação do incentivo à aquisição de gás natural em mercado por parte do CURg assenta na:

a) Determinação de um preço teórico sobre o qual incide o incentivo; e

b) Determinação da diferença entre preço teórico e o custo unitário de aquisição do CURg, com aplicação de um parâmetro de partilha de risco.

Artigo 3.º

Determinação do custo unitário teórico

A determinação do custo unitário teórico ($\mathrm{Cu}_{\mathrm{GN,q,s}}^{\mathrm{TeoricoC_{CUR_G}}}$) corresponde à aplicação da seguinte formulação:

$$\mathrm{Cu}_{\mathrm{GN,q,s}}^{\mathrm{TeoricoC_{CUR_G}}} = \min\left\{\mathrm{Cu}_{\mathrm{SNGN,q,s}}^{\mathrm{C_{CUR_G}}}, \frac{\left(\mathrm{Cu}_{\mathrm{SNGN,q,s}}^{\mathrm{C_{CUR_G}}} + \mathrm{Pu}_{\mathrm{GN,q,s}}^{\mathrm{MIBGAS}}\right)}{2}\right\} \quad (1)$$

em que:

$\mathrm{Cu}_{\mathrm{GN,q,s}}^{\mathrm{TeoricoC_{CUR_G}}}$ Custo unitário teórico com a aquisição de gás natural pelo Comercializador de último recurso grossista, para fornecimento aos Comercializadores de último recurso retalhistas, no trimestre q, no ano s.

$\mathrm{Cu}_{\mathrm{SNGN,q,s}}^{\mathrm{C_{CUR_G}}}$ Custo unitário com a aquisição de gás natural no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, pelo Comercializador de SNGN, imputados ao Comercializador de último recurso grossista, para fornecimento aos Comercializadores de último recurso retalhistas, no trimestre q, do ano s.

$\mathrm{Pu}_{\mathrm{GN,q,s}}^{\mathrm{MIBGAS}}$ Preço unitário médio, na fronteira portuguesa[10], ponderado pelas quantidades transacionadas, do gás natural no MIBGAS, no trimestre q, do ano s.

Artigo 4.º

Incentivo à aquisição de gás natural em mercado por parte do CURG

O incentivo é calculado numa base trimestral e aplicado por ano civil, em sede de ajustamentos, tendo em consideração os valores reais do ano. Desta forma, a expressão geral do incentivo para a aquisição de gás natural em mercado pelo CURg, prevista no artigo 99.º do Regulamento Tarifário em vigor[11], corresponderá à seguinte expressão:

$$\mathrm{Iagnm}_{\mathrm{GN,q,s}}^{\mathrm{CUR_G}} = \left[\left(\mathrm{Cu}_{\mathrm{GN,q,s}}^{\mathrm{TeoricoC_{CUR_G}}} - \mathrm{Cu}_{\mathrm{GN,q,s}}^{\mathrm{C_{CUR_G}}}\right) \times \mathrm{Qt}_{\mathrm{GN,q,s}}^{\mathrm{C_{CUR_G}}}\right] \times \alpha \qquad (2)$$

Em que:

$\mathrm{Iagnm}_{\mathrm{GN,q,s}}^{\mathrm{CUR_G}}$ Incentivo à aquisição de gás natural em mercado por parte do CURg, relativo ao trimestre q, no ano s.

[10] Estes preços incluem todos os custos com as tarifas de acesso, designadamente a tarifa de saída da rede espanhola, mas não incluem a tarifa de entrada da rede portuguesa.

[11] Aprovado pelo Regulamento n.º 361/2019, de 1 de abril.

$Cu_{GN,q,s}^{TeoricoC_{CUR_G}}$	Custo unitário teórico com a aquisição de gás natural pelo Comercializador de último recurso grossista, para fornecimento aos Comercializadores de último recurso retalhistas, no trimestre q, no ano s.
$Cu_{GN,q,s}^{C_{CUR_G}}$	Custo unitário médio real de aquisição de gás natural pelo Comercializador de último recurso grossista, para fornecimento aos Comercializadores de último recurso retalhistas, no trimestre q, do ano s.
$Qt_{GN,q,s}^{C_{CUR_G}}$	Quantidade total de gás natural real adquirir pelo Comercializador de último recurso grossista, para fornecimento aos Comercializadores de último recurso retalhistas, no trimestre q, do ano gás s.
α	Fator de partilha de risco associado à compra de gás natural em mercado, entre zero e um.

Artigo 5.º

Parâmetro de partilha de risco

O parâmetro de partilha de risco no incentivo definido pela presente Diretiva é $\alpha = 0{,}5$.

Artigo 6.º

Entrada em vigor e produção de efeitos

A presente Diretiva entra em vigor no dia seguinte à da sua publicação sendo aplicável ao ano gás em curso e aos que lhe sucederem.

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

maio - 2020