# ESTUDO

## Regime de ISP no setor do Gás Natural

Avaliação de impactes

Junho de 2020

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 - Internet: www.erse.pt

**Consulta**: Gabinete do Secretário de Estado Adjunto e da Energia, 22/04/2020

**Base legal**: Competências consultivas dos artigos 15º a 18º dos Estatutos da ERSE.

**Divulgação:** Pode ser disponibilizado publicamente, após tomada de decisão ou um ano após a elaboração, sem prejuízo do acesso ou divulgação anterior nos termos legais. A disponibilização não abarca informação que, por natureza, seja comercialmente sensível ou configure segredo legalmente protegido ou dados pessoais.

ÍNDICE

0 SUMÁRIO EXECUTIVO ..... 3
1 INTRODUÇÃO E MOTIVAÇÕES ..... 11
2 CARACTERIZAÇÃO DO REGIME DE ISP ..... 13
2.1 Caracterização sumária do mercado grossista de gás natural ..... 13
2.2 Caracterização do regime de ISP ..... 18
3 CENÁRIOS E ABORDAGEM METODOLÓGICA ..... 21
3.1 Cenários pretendidos para o estudo ..... 21
3.2 Abordagem metodológica e cenários operacionais ..... 23
3.2.1 Volumes de procura e de produção por tecnologia ..... 24
3.2.2 *Drivers* de Preços e Custos Marginais ..... 32
3.2.3 Estimação do (impacte no) preço grossista de eletricidade ..... 34
3.2.4 Efeitos da incorporação de gases renováveis no SNGN ..... 36
4 ESTIMAÇÃO DE IMPACTES ..... 39
4.1 Impactes nos custos marginais de produção de eletricidade ..... 39
4.2 Impactes na composição estimada do diagrama de produção de eletricidade ..... 50
4.3 Impactes no preço grossista da eletricidade ..... 51
4.4 Impactes nos volumes de gás natural contratado para produção de eletricidade ..... 54
4.5 Impacte no nível de proveitos permitidos no transporte e distribuição de gás natural ..... 56
4.6 Impactes no preço grossista do gás natural ..... 57
5 CONCLUSÕES ..... 58
6 ANEXOS ..... 60
6.1 Anexo I - Termos de referência enviados à ERSE ..... 60
6.2 Lei do Orçamento do Estado para 2020 ..... 62
6.3 Outras referências ..... 63

Correspondendo a solicitação externa do Gabinete do Senhor Secretário de Estado Adjunto e da Energia, rececionada a 21 de abril de 2020 (n/ refª R-Tecnicos/2020/1310), a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) emite o seguinte estudo.

# 0 SUMÁRIO EXECUTIVO

O Gabinete do Senhor Secretário de Estado Adjunto e da Energia requereu que a ERSE desenvolvesse um estudo acerca da aplicação do regime de imposto sobre os produtos petrolíferos (ISP) na produção de energia elétrica por centrais que utilizam gás natural como energia primária, assim como da taxa de adicionamento sobre as emissões de $CO_2$. Este estudo é motivado pelo disposto na Lei n.º 2/2020, de 31 de março, que aprova a Lei do Orçamento do Estado para 2020 (Lei do OE 2020), que prevê a possível alteração da progressividade de aplicação do mencionado regime.

Nos termos de referência remetidos à ERSE é requerido que se avaliem os impactes estimados com o aumento da progressividade temporal de aplicação do regime de ISP, nos seguintes aspetos e referenciais (mercados):

1. Impactes (i) nos custos marginais de produção de eletricidade; (ii) na composição do *mix* de produção de eletricidade; e (iii) no preço do mercado grossista de eletricidade; todos relativos ao mercado elétrico em particular;
2. Impactes (i) nos volumes de gás natural mobilizados para produção de energia elétrica; (ii) nos proveitos decorrentes da veiculação desses volumes nas redes de transporte de gás natural; e (iii) no próprio preço grossista do gás natural; todos relativos ao mercado de gás natural.

No plano dos cenários a serem desenvolvidos no estudo, foi requerido que se abordasse a circunstância já consagrada no Lei do OE 2020, que prevê progressividade do ISP e da taxa de adicionamento de $CO_2$ com taxas correspondentes a 20% em 2021, 30% em 2022 e 40% em 2023 (cenário base – CB), bem como duas outras modulações da respetiva progressividade, decorrentes de taxas correspondentes a 20% em 2021, 25% em 2022, 30% em 2023 e 40% em 2025 (primeiro cenário alternativo – CA1) e de taxas correspondentes a 20% em 2021, 30% em 2022, 40% em 2023 e 50% em 2025 (segundo cenário alternativo – CA2), tendo sempre como referência para os cenários alternativos a aplicação de uma taxa correspondente a 70% em 2030, e a manutenção da taxa de 40% entre 2024 e 2030 no cenário base. É ainda requerido que o estudo se efetue com a cenarização de incorporações crescentes de gases renováveis, nomeadamente hidrogénio, no Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), no mínimo de 5% até um máximo de 30% em 2030.

Ainda a respeito da adoção de cenários de estudo para efeitos de concretização do presente estudo, importa ter em consideração que a estimação de alguns dos impactes requeridos, nomeadamente os que

se referem ao impacto em volume no mercado elétrico, não podem deixar de se efetuar com a adoção de cenários de hidraulicidade, fator que afeta, no caso do sistema electroprodutor português, de forma substancial os resultados obtidos quanto a composição da oferta e nível de preço em mercado grossista de eletricidade. Neste sentido, já no plano metodológico, o estudo considera ainda três cenários relativos ao regime hidrológico – cenário hidrológico médio e regimes seco e húmido, correspondentes, respetivamente a condições de disponibilidade do recurso hídrico abaixo da média histórica e acima desse referencial[1].

Daqui decorre a existência de múltiplos cenários, em desenvolvimento matricial, sendo necessário efetuar a consideração adicional da incorporação de gases renováveis no SNGN, para o qual se consideram as duas posições extremas (5% e 30%) de incorporação, ambas em concretização linear entre 2020 e 2030. Consequentemente, adotam-se no plano metodológico, algumas simplificações que, todavia, se consideram não se afastarem substancialmente do que empiricamente se pode considerar como efeito mais provável, o que permite que se mantenha a robustez das considerações efetuadas nas conclusões do estudo, que, recorde-se, deve centrar-se na aferição das condições em que se efetua uma modulação diferenciada no regime de ISP aplicável à produção de eletricidade com gás natural.

Do ponto de vista de tratamento da informação e base, para estimação de impactes, o estudo considera a informação decorrente do último Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2019-2040 (RMSA-E 2018), sendo que sobre este se produzem alguns ajustamentos aos volumes de energia estimados, nas condições aí estabelecidas, designadamente quanto ao despacho económico das centrais a carvão e a mais recente evolução de consumos motivada pela pandemia de COVID-19, que faz acrescer elementos de incerteza quanto à evolução de algumas grandezas, designadamente a procura global, no curto e médio prazos. A projeção da capacidade instalada no parque electroprodutor nacional é efetuada com recurso aos valores base apresentados no cenário "Ambição" do RMSA-E 2018, por ser convicção da ERSE que é o que melhor aproxima à atual trajetória de nova capacidade e tecnologia associada.

[1] Para efeitos de histórico, considerou-se o período observável entre 2010 e 2019, sendo a média da produtibilidade hídrica histórica equivalente à média observada de produção durante o período utilizado, de acordo com a informação disponibilizada pela REN no seu website (http://www.centrodeinformacao.ren.pt/).

No plano da estimação dos custos marginais de produção para o parque electroprodutor nacional consideram-se, no essencial, as curvas de preço *forward* das energias primárias (gás natural e carvão) e das licenças de emissão de $CO_2$, bem como fatores padrão de emissão e de rendimento das centrais térmicas. As tecnologias renováveis, em particular a nova capacidade de produção solar fotovoltaica é tratada em regime de preço/custo marginal que é alinhado ou inferior ao valor médio de retribuição que se observou no primeiro leilão de atribuição de capacidade de ligação de produção solar, em julho de 2019.

A construção de uma curva hierarquizada de custos marginais, conjugada com a existência de cenários de hidraulicidade distintos e os níveis de procura global previstos no RMSA-E 2018, ajustados de condições excecionais mais recentes (efeito COVID-19), permite a construção de uma curva de preço de mercado provável, que, por sua vez permite determinar a contribuição das centrais de ciclo combinado a gás natural (CCGT) e a hídrica valorizada a preço de sua substituição para a formação daquele preço, permitindo, dessa forma, estimar os impactes atribuíveis à modulação do regime fiscal de ISP.

Importa circunstanciar que, no plano metodológico, se considera a incorporação de gases renováveis no SNGN apenas e só no que à modulação do regime fiscal de ISP diz respeito, o que equivale a dizer que são considerados neutros os efeitos que tal incorporação possa pressupor no preço do gás consumido e, por consequência, no custo marginal de produção a partir de centrais de ciclo combinado a gás natural. Neste contexto, o impacte da introdução de gases renováveis é aferido apenas na redução, menor ou maior, consoante se esteja no cenário de, respetivamente, metas de 5% ou 30% de incorporação até 2030. Esta abordagem é justificada pela especial variabilidade das condições de preço que se podem inferir, no presente, para os gases renováveis, as quais podem, com informação atual de um mercado muito pouco líquido, fazer variar entre 70 €/MWh e 160 €/MWh o preço de produção de eletricidade a partir do hidrogénio. Necessariamente, tal magnitude de variação pode alterar de forma igualmente variável a ordem de mérito dos custos de produção de eletricidade. No entender da ERSE, a aferição dos potenciais impactes em preço final do gás, que decorra das metas de incorporação de gases renováveis pode justificar um estudo autónomo, já que o presente documento pretende dar resposta à mencionada modulação do regime de ISP.

Uma vez determinados os efeitos em custo marginal e sua repercussão relativa no preço de mercado grossista para a eletricidade é, simultaneamente, determinado que alterações se produzem no consumo de volumes de gás natural para produção de eletricidade, que diretamente se possam atribuir a alterações suscitadas pela modulação do regime de ISP, servindo a aferição de impactes em volume (de mobilização

em despacho económico de mercado das centrais de ciclo combinado e o correspondente em volumes de gás natural consumido) para a aferição de impactes já no contexto do funcionamento do próprio setor do gás natural.

Quanto à estimação de impactes, como requerido, a concretização do presente estudo permitiu aferir o seguinte:

a) Impactes no custo marginal de produção de eletricidade a partir de gás natural

O estudo permitiu estimar que a introdução e modulação da progressividade do regime de ISP aplicável a centrais de ciclo combinado a gás natural provoque aumentos da sua estrutura de custos marginais entre 1,42 €/MWh no cenário base e 1,66 €/MWh e 1,87 €/MWh, respetivamente, no cenário alternativo 1 e no cenário alternativo 2, para valores médios anuais entre 2020 e 2030.

Importa reter que estes são valores de impactes em custeio diretamente atribuíveis à introdução do ISP e à sua modulação, não se incluindo os efeitos em custo decorrentes da incorporação de gases renováveis (pelas razões mencionadas).

Ainda assim, considerando a redução da base tributável de ISP que a incorporação de gases renováveis proporciona, a variação dos custos marginais das centrais de ciclo combinado a gás natural apresentada antes pode ser decrementada, de forma mais significativa com uma incorporação de gases renováveis na meta mais ambiciosa (com a incorporação até 30% em 2030).

Em todo o caso, um elemento estruturalmente relevante na análise aqui efetuada é a não suscetibilidade de alteração da ordem de mérito entre produção a carvão e produção a partir de gás natural, em qualquer dos cenários de progressão do ISP.

b) Impactes na composição do *mix* de produção de eletricidade

Justamente por não ser estimado que ocorra alteração da ordem de mérito da produção térmica, o diagrama de mercado que se estima na base do RMSA-E 2018, com alterações de alguns dos seus pressupostos (designadamente da procura em 2020, por força da pandemia de COVID-19), não sofre alterações materiais com a modulação da progressividade do regime de ISP cenarizado. Esta consideração é válida para cada um dos regimes hidrológicos considerados no presente estudo.

c) Impactes no preço grossista de eletricidade

A formação do preço em mercado marginalista depende necessariamente da evolução dos custos marginais de produção das diferentes tecnologias e da sua ordenação em valor crescente, de modo a

apurar a tecnologia que "marca" o preço. Como atrás se observou, as magnitudes de alteração do custo marginal de produção com gás natural variam entre 1,42 €/MWh no cenário base e 1,87 €/MWh no cenário alternativo 2.

Por outro lado, entre 2010 e 2019, considerando todos os blocos de oferta com preço ofertado entre 95% e 100% do preço de mercado que se veio a registar (o segmento de oferta marginalista), observou-se que, em regime médio, a produção a gás natural ou hídrica, assim valorizada, se encontrava presente nesse segmento de oferta em 66% do tempo. Nos anos em que se considera ter havido um regime húmido, esse valor desce para 58%, e nos anos em que se observou um regime seco sobe para 68%.

Daqui decorre que, uma vez que se estima que, para o cenário base, o valor médio de incremento do custo marginal por força do regime de ISP seja de 1,42 €/MWh, o seu reflexo no preço marginal de mercado assumindo o regime hidrológico médio será de 0,94 €/MWh. O mesmo raciocínio pode fazer-se para a totalidade das variações de cenários, isto é, para todas as combinações dos cenários constantes dos termos de referência com os três regimes hidrológicos trabalhados no estudo. Apuraram-se, neste contexto, impactes em preço médio de mercado grossista entre 0,82 €/MWh (cenário base e regime húmido) e 1,27 €/MWh (cenário alternativo 2 e regime seco).

d) <u>Impactes nos volumes de gás contratado para produção de eletricidade</u>

No que respeita a mobilização de volumes de gás natural para produção de eletricidade, importa reter as considerações de base que se efetuaram a respeito da evolução futura dos custos marginais de produção de eletricidade, desde logo tendo presente a evolução dos preços a futuro de carvão e de gás natural, bem como a abordagem seguida no tratamento de incorporação de gases renováveis no SNGN, cujos impactes se avaliam exclusivamente a respeito da sua repercussão direta na base tributável de ISP e adicional de $CO_2$.

Neste contexto, limitando as repercussões em preço da referida incorporação de gases renováveis, a evolução esperada dos custos marginais de produção de eletricidade de fontes térmicas[2] não é suscetível que ocorram, no período 2020 a 2030, quaisquer alterações da ordem de mérito dos custos marginais entre carvão e gás natural, pelo que a produção de eletricidade com recurso a carvão se manterá residual até ao final do período de exploração das centrais que utilizam esta tecnologia no

[2] Relevância particular para a evolução das cotações a futuro do carvão e do gás natural nos mercados internacionais com referência para a Europa, bem como a perspetiva de evolução *forward* do custo das licenças de emissão de $CO_2$.

SEN (segundo o RMSA-E 2018, até ao final do ano de 2025). Neste sentido, a produção despachada em mercado por centrais de ciclo combinado a gás natural assumirá quase em exclusivo o papel de tecnologia marginal em cenário hidrológico médio, sendo o seu custo a referência para a avaliação económica da produção hidroelétrica com recurso a armazenamentos hídricos.

Assim, assumindo o despacho económico e o custo relativo da produção térmica, não se estima que a diferente modulação do regime de ISP e taxa adicional de $CO_2$ sobre as centrais de ciclo combinado a gás natural, seja, por si só, suscetível de alterar o padrão de mobilização de quantidades de gás natural para produção de eletricidade. Com efeito, a alteração de volumes de gás natural para produção de eletricidade acontece apenas por força da alteração dos cenários hidrológicos, variando entre um volume médio anual de 8,43 TWh/ano de gás natural no regime húmido e 22,49 TWh/ano de gás natural no regime seco, com o valor em regime médio a situar-se em 14,9 TWh/ano de gás natural.

e) Impactes nas receitas tarifárias de veiculação de gás natural por produção de eletricidade com esta fonte primária

Decorrente do que atrás se expôs relativamente à estimação de impactes em volumes contratados de gás natural para produção de eletricidade, que diretamente se possam atribuir a diferenciação da progressividade do regime de ISP e taxa de adicional de $CO_2$ aplicáveis às centrais de ciclo combinado a gás natural, que, como referido no ponto anterior, conclui por uma inexistência de impactes materiais neste aspeto específico, não se estima igualmente que possam ocorrer alterações no valor das receitas tarifárias de veiculação de gás natural nas redes do SNGN.

f) Impactes no preço grossista de gás natural

Por força da dimensão relativa do mercado português no contexto de mercados grossistas europeus, que é relevante dada a crescente integração de mercado que se perspetiva vir a ocorrer nos próximos 10 anos, conjugada com a inexpressiva alteração de volumes que a modulação do regime de ISP aplicável às centrais de ciclo combinado a gás natural possam prossupor na mobilização ou desmobilização de volumes de gás natural, não se estima impactes materiais ao nível do preço grossista de gás natural, diretamente decorrentes da adoção de qualquer um dos cenários mencionados para inclusão neste estudo.

Em conclusão, da análise aqui efetuada, expurgada como referido dos efeitos em preço final de gás natural com a incorporação de gases renováveis, foi possível concluir que a adoção de diferentes progressividades para o regime de aplicação de ISP ao gás natural consumido na produção de eletricidade tem efeitos

materiais restringidos ao custo marginal de produção de eletricidade desta tecnologia e preço grossista da eletricidade, não afetando genericamente o mercado de gás natural.

A Tabela 0-1 resume o conjunto de impactes apurados, sendo observável, como referido, que a diferente cenarização pedida à ERSE apenas se reflete no custeio das centrais de ciclo combinado e no preço do mercado da eletricidade.

**Tabela 0-1 - Resumo de impactes estimados**

| Impactes estimados | Cenário base<br>CB<br><br>*ISP e taxa de carbono com taxas correspondentes a 20% em 2021, 30% em 2022 e 40% em 2023* | Cenário alternativo 1<br>$CA_1$<br><br>*ISP e taxa de carbono com taxas correspondentes a 20% em 2021, 25% em 2022, 30% em 2023,40% em 2025 e 70% em 2030* | Cenário alternativo 2<br>$CA_2$<br><br>*ISP e taxa de carbono com taxas correspondentes a 20% em 2021, 30% em 2022, 40% em 2023, 50% em 2025 e 70% em 2030* |
|---|---|---|---|
| Impactes na estrutura de custos marginais de CCGT | ISP acarreta aumento de 1,42 €/MWh | ISP acarreta aumento de 1,66 €/MWh | ISP acarreta aumento de 1,87 €/MWh |
| Impactes no *mix* de produção elétrico | Não se estimam alterações do *mix* de produção diretamente atribuíveis ao regime de ISP e adicional de $CO_2$ | Não se estimam alterações do *mix* de produção diretamente atribuíveis ao regime de ISP e adicional de $CO_2$ | Não se estimam alterações do *mix* de produção diretamente atribuíveis ao regime de ISP e adicional de $CO_2$ |
| Impactes no preço grossista de eletricidade | Preço médio de mercado grossista impactado entre 0,82 €/MWh (regime húmido) e 0,96 €/MWh (regime seco); em regime médio acréscimo de 0,94 €/MWh | Preço médio de mercado grossista impactado entre 0,96 €/MWh (regime húmido) e 1,13 €/MWh (regime seco); em regime médio acréscimo de 1,10 €/MWh | Preço médio de mercado grossista impactado entre 1,08 €/MWh (regime húmido) e 1,27 €/MWh (regime seco); em regime médio acréscimo de 1,24 €/MWh |
| Impactes no volume de gás natural mobilizado | Cen. Húmido – 8,43 TWh<br>Cen. Médio – 14,9 TWh<br>Cen. Seco – 22,49 TWh | Inexistentes - não se alteram volumes face a CB | Inexistentes - não se alteram volumes face a CB |
| Impactes na receitas tarifárias | n.a. | Inexistentes - não se alteram receitas face a CB | Inexistentes - não se alteram receitas face a CB |
| Impactes no preço grossista de gás natural | n.a. | Inexistentes – volumes não se alteram e dimensão relativa baixa do SNGN | Inexistentes – volumes não se alteram e dimensão relativa baixa do SNGN |

# 1 INTRODUÇÃO E MOTIVAÇÕES

O Gabinete do Senhor Secretário de Estado Adjunto e da Energia requereu que a ERSE desenvolvesse um estudo acerca do fim progressivo das isenções de aplicação do regime de imposto sobre os produtos petrolíferos (ISP) na produção de energia elétrica por centrais que utilizam gás natural como energia primária, assim como da taxa de adicionamento sobre as emissões de $CO_2$, conforme estabelecido no regime dos impostos especiais sobre o consumo (IEC). O presente documento constitui o estudo elaborado pela ERSE com a finalidade de dar resposta ao mencionado.

Com a aprovação da Lei n.º 2/2020, de 31 de março, relativa ao Orçamento do Estado para 2020, já se determina para o ano de 2020, no n.º 6 do artigo 349.º, o fim da isenção existente sobre produção de eletricidade a partir de gás natural, tanto no que respeita a aplicação do ISP, como do adicionamento sobre as emissões de $CO_2$. Assim, em 2020, é aplicável à produção de eletricidade a partir de gás natural uma "(…) taxa correspondente a 10% da taxa de ISP e com uma taxa correspondente a 10% da taxa de adicionamento sobre as emissões de $CO_2$", estando no entanto isentas de aplicação a taxa de adicionamento sobre as emissões de $CO_2$, aquelas instalações abrangidas pelo regime Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), incluindo as compreendidas pela Exclusão Opcional prevista neste regime, estão isentas da taxa de adicionamento sobre as emissões do $CO_2$ que utilizem como fonte de combustível fuelóleos, gases de petróleo e outros hidrocarbonetos gasosos até à reavaliação progressiva das isenções em sede de ISP e taxa de adicionamento sobre as emissões de $CO_2$ atribuída às instalações incluídas no regime do CELE e no sistema de Gestão dos consumos intensivos de energia, com vista à sua eliminação faseada.

O Orçamento do Estado para 2020 determina ainda que, nos anos subsequentes a 2020, seja incrementada a taxação sobre a referida produção de eletricidade, com incidências de 20% em 2021, 30% em 2022 e 40% em 2023 (n.º 7 do artigo 349.º). Esta aplicação gradual dos referidos regimes deve ainda, nos termos do n.º 13 do mesmo artigo, ser objeto de estudo para que apure uma forma de "(…) de acelerar a progressividade da diminuição da isenção em sede de ISP e taxa de adicionamento sobre as emissões de $CO_2$ (…)".

Neste sentido, foi requerido à ERSE que, no âmbito do presente estudo, considere como cenário base aquele que já decorre da incidência fiscal determinada pelo Orçamento do Estado para 2020, para este ano e seguintes, e se considerem como cenários alternativos a progressão da incidência até 70% em 2030. Tais

cenários devem ser tidos em consideração com simultaneidade da introdução crescente de gases renováveis até 2030.

Do mesmo modo, o estudo deve considerar os efeitos da aplicação do regime do ISP e do adicionamento sobre emissões de $CO_2$, nos seus diferentes cenários, no preço da eletricidade no mercado grossista para a área portuguesa do MIBEL, no consumo global de gás natural, no nível de proveitos recuperados com os trânsitos desse mesmo gás natural nas redes do SNGN e no preço do gás natural nos mercados grossistas de referência para Portugal.

Importa reter que a cenarização e avaliação de impactes implica a adoção de um conjunto de pressupostos de trabalho, designadamente quanto a evolução do parque electroprodutor e do consumo, assim como o próprio regime de hidraulicidade a considerar, que são detalhados na abordagem metodológica deste estudo. Nesse contexto, as conclusões que resultam do estudo são necessariamente decorrentes da interação dos cenários enunciados na sua solicitação e dos referidos pressupostos de trabalho.

Assim, a organização sistemática deste estudo compreende, além deste capítulo introdutório, mais quatro capítulos principais:

- O capítulo 2, que efetua a caracterização tanto do mercado grossista de gás natural, como do regime de ISP e do adicional aplicável às emissões de $CO_2$, em particular quanto à sua mecânica de quantificação e valorização;
- O capítulo 3, que apresenta e descreve os cenários de evolução da incidência de ISP (constantes dos termos de referência solicitados pelo Gabinete do senhor Secretário de Estado Adjunto e da Energia), bem como a abordagem metodológica para a estimação de efeitos e impactes;
- O capítulo 4, em que se apresentam os impactes estimados nas diferentes vertentes solicitadas nos termos de referência remetidos à ERSE; e
- O capítulo 5, referente ao conjunto de conclusões que se podem retirar do apuramento dos referidos impactes estimados.

O estudo compreende ainda um sumário executivo, que antecede o presente capítulo e sintetiza o que decorre do presente estudo, bem como um capítulo de anexos, em que se apresentam os elementos necessários à compreensão do presente documento.

# 2 CARACTERIZAÇÃO DO REGIME DE ISP

No presente capítulo é efetuada uma caracterização sumária do mercado grossista de gás natural, na medida em que, para o presente estudo, esta é o referencial em que se produzem impactes decorrente da introdução, calibração e eventual alteração do regime de ISP aplicado ao setor do gás natural, bem assim como a própria caracterização deste regime, mencionando os aspetos que são particularmente mais relevantes para a presente análise.

## 2.1 CARACTERIZAÇÃO SUMÁRIA DO MERCADO GROSSISTA DE GÁS NATURAL

A respeito da caracterização sumária do mercado de gás natural, no seu referencial grossista, deve começar por referir-se que, apesar dos continuados esforços nesse sentido das autoridades portuguesas no quadro de uma iniciativa conjunta ibérica, não existe ainda, para o mercado grossista em Portugal, uma referência de formação de preço assente num mercado organizado ou regulamentado.

Em dezembro de 2015, deu-se início à negociação de produtos *spot* com entrega em Espanha na plataforma do MIBGAS, S.A. (entidade reconhecida pelo governo português através da Portaria n.º 643/2015, de 21 de agosto de 2015, como a entidade gestora do mercado organizado de gás a contado para o sistema português) não veio alterar esta situação. Efetivamente, o início da negociação de produtos no MIBGAS com entrega na zona portuguesa está ainda pendente de regulamentação específica[3], que já se encontra em processo de consulta pública[4] pela ERSE, e corresponde a um referencial autónoma para a área portuguesa, sem a desejável atribuição implícita de capacidade entre Portugal e Espanha, que potenciaria a liquidez e robustez desse sinal de preço.

Em todo o caso, a existência de um referencial de negociação para a área espanhola do MIBGAS constitui uma *proxy* para o preço de referência para o abastecimento do mercado nacional de gás natural, acrescendo ao preço da área espanhola os custos de mobilização do gás natural aí contratado para o sistema português. De todo o modo, deve ter-se em atenção que, apesar de crescentes no tempo, os

[3] Regulamentação que se encontra em preparação, prevendo-se, desde logo, a articulação entre o operador de mercado e o gestor técnico global do sistema nacional de gás natural.

[4] Disponível no website da ERSE em https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-p%C3%BAblica-n-%C2%BA-90/

volumes de transações registados no mercado organizado com entrega em Espanha estão ainda aquém do registado noutros *hubs* de negociação e, portanto, com uma liquidez que pode e deve incrementar-se.

Por outro lado, Portugal não é um produtor de gás natural, pelo que a negociação e o aprovisionamento constituem o primeiro segmento da cadeia de valor do setor. Neste âmbito, o aprovisionamento de gás natural para o mercado português é efetuado através de entradas no sistema por via da interligação com Espanha (Campo Maior e Valença) e do terminal portuário de Sines (terminal de GNL), subsistindo uma lógica de contratos de longo prazo.

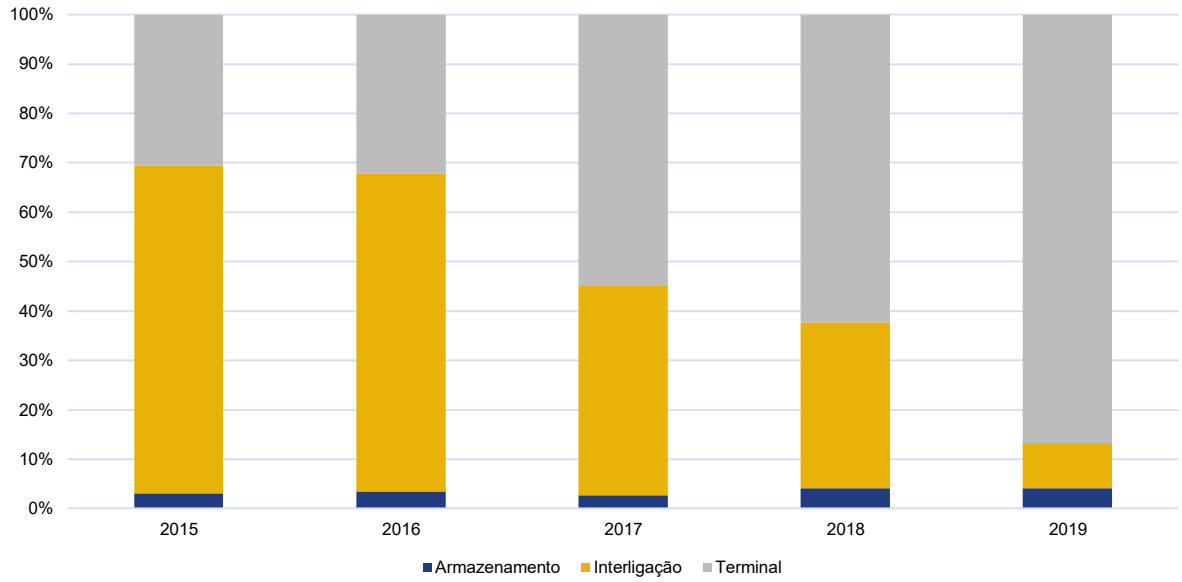
O aprovisionamento de gás natural através das interligações regista ainda uma presença importante da contratualização entre a Sonatrach e o grupo Galp (representou cerca de 9% do saldo importador em 2019), a qual prevê a existência de obrigações de aquisição e de pagamento de quantidades consumidas ou não (cláusula de *take or pay*). Esta contratualização pressupõe a existência de fornecimentos anuais na ordem de 2,5 bcm[5] durante o período de vigência do contrato, que termina neste ano de 2020.

O fornecimento através do terminal de GNL está, no essencial, assente em contratos de GNL com a Nigéria também de cláusula de *take or pay*. Esta contratualização obedece a regras de preço definidas nos contratos, tendo subjacente um volume de cerca de 3,42 bcm em base anual. Em 2019, cerca de 87% do aprovisionamento de gás natural foi realizado através de descargas de GNL, o que reflete uma utilização muito intensiva do terminal de GNL.

Outros agentes com menor expressão no mercado português mobilizam gás natural a partir de Espanha (que conta com um mercado grossista mais líquido, sobretudo em negociação OTC, com fornecimentos a partir da Argélia, Nigéria, Trinidad e Tobago, Egito, Qatar, Omã, Noruega, Líbia, Guiné Equatorial e outros) e também pela entrada de navios metaneiros pelo terminal de GNL de Sines. A caracterização do aprovisionamento é efetuada na Figura 2-1.

[5] *Billion cubic meters.*

Figura 2-1 – Repartição do aprovisionamento por infraestrutura, 2015 a 2019

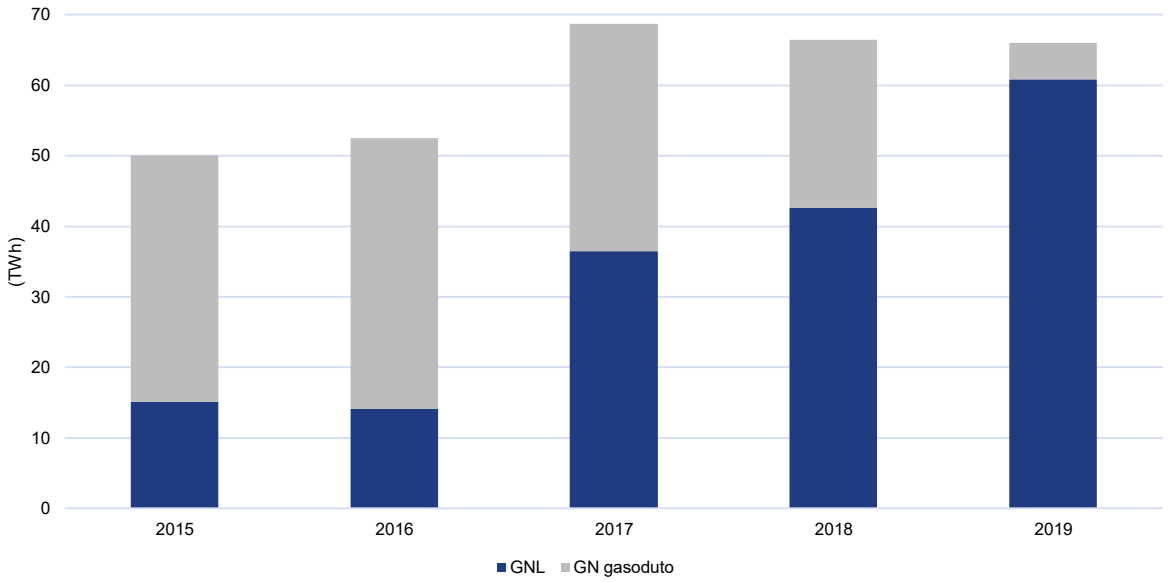



Fonte: dados REN Gasodutos, REN Armazenamento e REN Atlântico

Entre 2013 e 2016 verificou-se uma menor importância do terminal por contraponto à utilização da interligação, tanto na entrada de Campo Maior, como na entrada de Valença. Desde 2017 o Terminal de Sines constituiu-se como a principal via de aprovisionamento, representando, como referido, em 2019, cerca de 87% do volume total de gás contratado.

Na Figura 2-2 observa-se a evolução dos volumes do saldo importador de gás natural em Portugal de GNL e de gás natural proveniente da interligação transfronteiriça com Espanha, sendo que em 2019 se importou um volume total de 66 TWh.

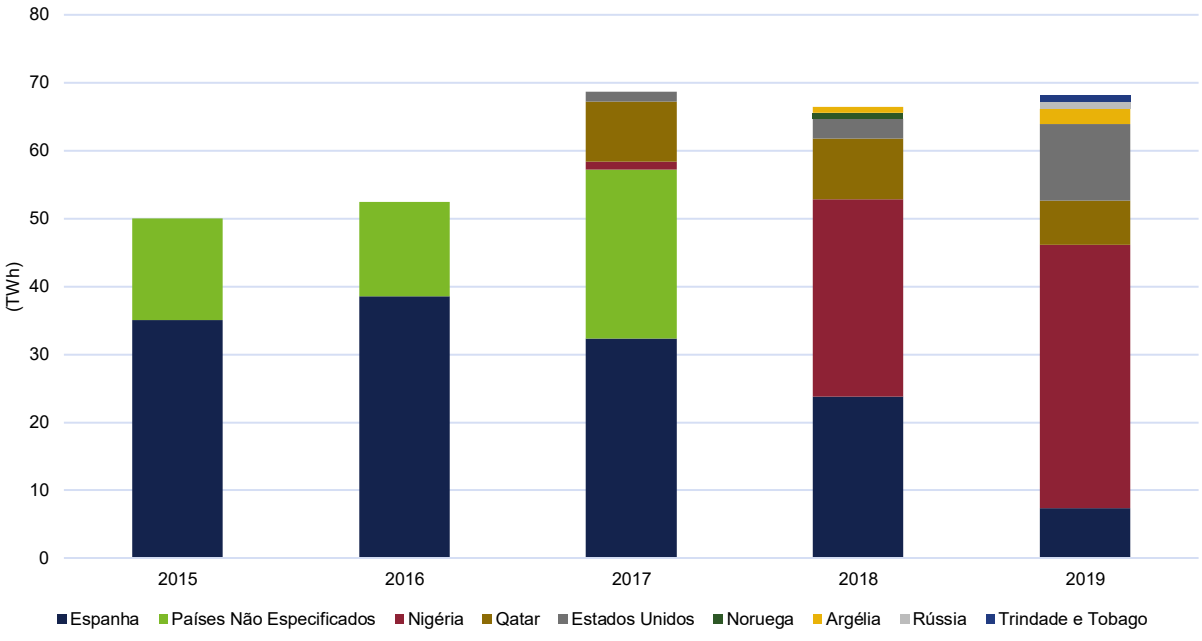
Figura 2-2 – Evolução dos volumes importados de gás natural, 2015 a 2019




Fonte: EUROSTAT, Elaboração ERSE

A Figura 2-3 apresenta a origem de proveniência do gás natural entre 2015 e 2019.

Figura 2-3 – Origem do gás natural importado, 2015 a 2019



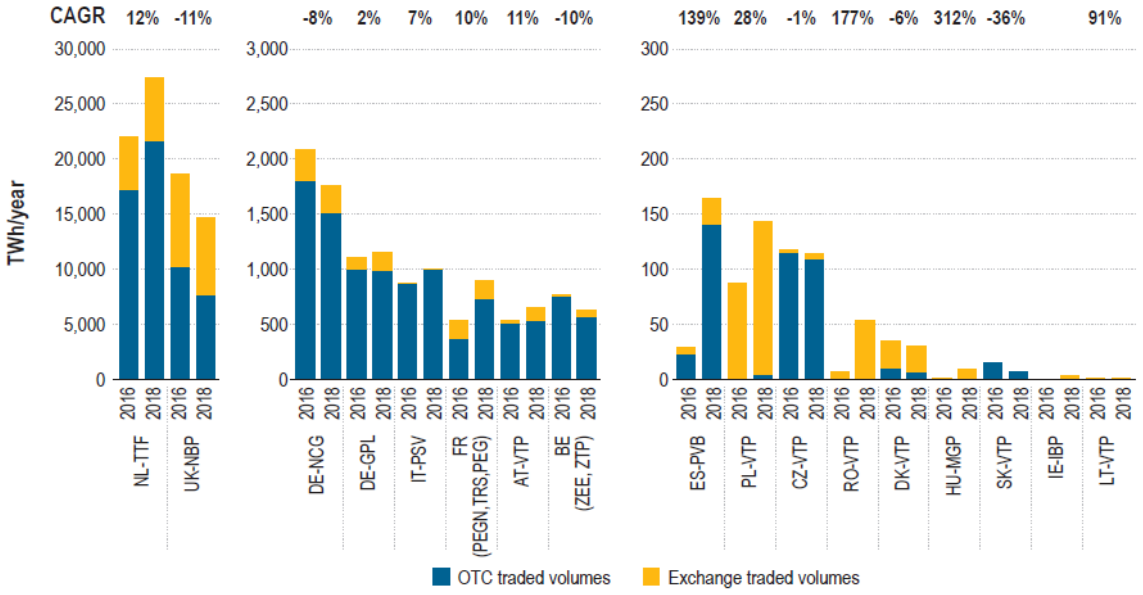

Fonte: EUROSTAT, Elaboração ERSE

Os volumes associados às importações provenientes da Argélia por gasoduto, referentes ao contrato Sonatrach encontram-se expressas na parcela de mobilização a partir de Espanha. Por outro lado, o aprovisionamento a partir da Nigéria refere-se às entregas de GNL contratualizadas no terminal de Sines.

Relativamente aos restantes volumes de importação, referem-se à receção de GNL no terminal de Sines. Em 2019, salientam-se as contribuições do Qatar e dos Estados Unidos da América como fonte de aprovisionamento em resultado da existência de um mercado bastante líquido de gás natural no ponto virtual de negociação *Henry Hub* e com capacidade instalada de liquefação na costa leste, que possibilita a exportação de gás natural por via marítima para as mais diversas geografias do planeta.

Importa ainda considerar como se enquadra o mercado português de gás natural no contexto europeu do comércio grossista de gás natural, sendo que a Figura 2-4 apresenta a evolução dos volumes negociados nos principais *hubs* de negociação europeus. Denota-se a significância e a importância dos mercados holandês TTF e do mercado britânico NBP face aos restantes *hubs* europeus. Quanto à contratação em mercado, existe uma tendência generalizada dos agentes de mercado de contratarem o seu aprovisionamento de energia no mercado de balcão, conhecido em inglês como mercado OTC (*Over The Counter*) em detrimento de plataformas de mercado organizado.

Figura 2-4 – Volumes negociados em *hubs* europeus




Fonte: ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2018, Gas Wholesale Markets Volume

Como atrás se observou, não existe ainda um mercado de referência de preço para Portugal e, tendo em perspetiva os volumes transacionados nos diferentes *hubs* de negociação e negócios em OTC a nível europeu, o volume de gás natural em aprovisionamento para o mercado nacional é uma parcela muito reduzida do gás natural aprovisionado para a geografia europeia (o total das entradas no sistema português em 2019 situou-se abaixo de 70 TWh/ano).

## 2.2 CARACTERIZAÇÃO DO REGIME DE ISP

O Regime de Imposto sobre os Produtos Petrolíferos (ISP), previsto no Capítulo II do Código dos Impostos Especiais de Consumo (IEC), aprovado pelo Decreto-Lei n.º 73/2010, de 21 de junho, na sua versão atual estabelece na alínea d) do n.º 1 do artigo 88.º que estão sujeitos a ISP os produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade superior a 1 000 kWh, estando isento de pagamento ISP a produção de eletricidade, de eletricidade e calor (cogeração), ou de gás de cidade, por entidades que desenvolvam tais atividades como sua atividade principal, ao abrigo alínea d) do n.º 1 artigo 89.º do CIEC.

O valor da taxa unitária de ISP aplicável aos produtos petrolíferos e energéticos é estabelecida anualmente, para o continente, através de portaria por um membro do Governo, como disposto no n.º 1 do artigo 92.º do Código dos IEC, tendo em consideração o equilíbrio de mercado e os impactos ambientais de cada fonte energética.

Por sua vez, o Código dos IEC prevê ainda, no n.º 1 do artigo 92.º-A, um adicional sobre o ISP apurado para o valor de referência para as emissões de $CO_2$ por tipo de combustível, considerando o cálculo do índice de preço de licenças de emissão de $CO_2$ detalhado no n.º 2 do artigo 92.º -A do Código dos IEC, sendo que o governo pode estabelecer um valor máximo para o preço do $CO_2$, e limitar a repercussão do índice calculado no adicional sobre o ISP.

A Lei n.º 2/2020, de 31 de março, que aprovou o Orçamento de Estado de 2020 (Lei do OE 2020), prevê nos seus n.º 4 e n.º 6 do artigo 349.º, o fim da isenção do ISP durante o ano de 2020 para os produtos classificados pelos códigos NC 2710 19 61 a 2710 19 69 (fuelóleos) e NC 2711 (gases de petróleo e outros hidrocarbonetos gasosos, nomeadamente o gás natural) com exceção dos biocombustíveis e outros gases renováveis, utilizados para a produção de eletricidade (à exceção das regiões autónomas), cogeração e gás de cidade. No caso dos fuelóleos será aplicada uma taxa correspondente a 25% do ISP, e a 25% da taxa do adicional sobre as emissões de $CO_2$, prevendo-se à luz do nº 5 do artigo 349.º da Lei do OE 2020 um

aumento progressivo na da tributação, a ser implementada no dia 1 de janeiro de cada ano, para 75% em 2021 e alcançando 100% em 2022.

No que diz respeito ao gás de petróleo e outros hidrocarbonetos, com destaque para o gás natural, no n.º 7 do mesmo artigo, prevê-se que estes produtos sejam tributados com uma taxa de 10% sobre a taxa de ISP, e um fator de incidência de 10% sobre a taxa de adicional das emissões de $CO_2$ em 2020, em linha com os artigos 92.º e 92. A do CIEC.

Para os anos subsequentes, prevê-se um aumento progressivo da tributação evoluindo para 20% em 2021, 30% em 2022 e 40% em 2023, com entrada em vigor a partir de 1 de janeiro de cada ano.

Importa, no entanto, referir, que os produtos energéticos acima descritos – fuelóleos, gases de petróleo e outros hidrocarbonetos gasosos - utilizados em instalações abrangidas pelo regime Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), incluindo as compreendidas pela Exclusão Opcional prevista neste regime, estão isentas da taxa de adicionamento sobre as emissões do $CO_2$, sendo apenas aplicada nestes casos a taxa de ISP, como estabelecido n.º 8 do artigo 349.º da Lei n.º 2/2020, de 31 de março. Estando previsto, durante o ano de 2020, a reavaliação progressiva das isenções em sede de ISP e taxa de adicionamento sobre as emissões de $CO_2$ atribuída às instalações incluídas no regime do CELE e no sistema de Gestão dos consumos intensivos de energia, com vista à sua eliminação faseada.

Neste contexto, a incidência do regime de ISP sobre a produção de energia elétrica reflete-se na existência de um custo direto com essa produção, assente numa tributação sobre do consumo não só de carvão, mas com a aprovação da Lei do OE 2020 também sobre outras fontes como o fuelóleo e o gás natural, e no sobrecusto decorrente das emissões de $CO_2$ geradas com essa produção. Assim, o valor do impacte global do regime do ISP sobre a produção de eletricidade depende, por um lado, da eficiência relativa do centro electroprodutor (relação entre a energia primária consumida e a eletricidade produzida e injetada nas redes) e, por outro lado, do fator específico de emissão de $CO_2$ (relação entre as emissões de $CO_2$ e a eletricidade produzida e injetada nas redes).

Por fim, cabe mencionar que as características atrás mencionadas – eficiência relativa e fator de emissão de $CO_2$ – são condições específicas de cada centro electroprodutor, não existindo um valor único de incidência para todos os centros electroprodutores com a mesma tecnologia de energia primária.

Para efeitos da elaboração do presente estudo, os parâmetros de eficiência relativa utilizados foram, respetivamente, 36% para o carvão e 51% para o gás natural, correspondente ao rácio de transformação da energia primária em energia elétrica, em MWh, e quanto aos fatores de emissão 901,74 $gCO_2$/kWh para o carvão e 396 $gCO_2$/kWh para o gás natural (calculado tendo em consideração o valor do adicionamento sobre as emissões de $CO_2$ aplicável, respetivamente, ao carvão de 2,26567 tCO2/t e ao gás natural de 0,0561 $tCO_2$/GJ para o ano de 2020, dados pelo artigo 3.º da Portaria n.º 42/2020, de 14 de fevereiro).

# 3 CENÁRIOS E ABORDAGEM METODOLÓGICA

Importa ter em consideração que a elaboração do presente estudo toma como cenários de trabalho aqueles que se encontram vertidos no documento de termos de referência remetido pelo Gabinete do Senhor Secretário de Estado Adjunto e da Energia, os quais são abordados no contexto de pressupostos de trabalho que tornam exequíveis as estimações de impactes e as conclusões que lhe possam estar associadas.

Nesse sentido, o presente capítulo tem duas secções distintas, relativas à caracterização dos cenários de trabalho requeridos nos termos de referência e a segunda com a explicitação do conjunto de pressupostos de natureza metodológica, que tornam possível o apuramento de impactes.

Tanto quanto possível, na medida da sua existência e no quadro da componente metodológica, a ERSE faz uso dos pressupostos de evolução do setor energético que constam dos roteiros e dos compromissos assumidos pelo Estado Português no contexto da transição energética para uma economia de neutralidade carbónica. Ainda assim, além desses elementos, torna-se necessário incluir no instrumental metodológico, a cenarização de outras variáveis não integradas em tais compromissos, como por exemplo, a evolução da hidraulicidade ou mesmo da eficiência relativa das diferentes tecnologias de produção de eletricidade em função da sua utilização.

## 3.1 CENÁRIOS PRETENDIDOS PARA O ESTUDO

Diante do exposto nos capítulos anteriores, e em conformidade com a solicitação encaminhada pelo Gabinete do Senhor Secretário de Estado Adjunto da Energia a esta entidade, a presente secção ilustra os cenários que serão objeto de estudo para a avaliação e a quantificação dos impactos decorrentes da proposta aceleração da progressividade da diminuição da isenção em sede de ISP e da respetiva taxa de adicionamento sobre as emissões de $CO_2$.

Os termos de referência do estudo propõem a construção de um cenário base e de dois cenários alternativos, conforme se descreve de seguida:

a) **Cenário base (CB)**: ISP e taxa de carbono com taxas correspondentes a 20% em 2021, 30% em 2022 e 40% em 2023.

b) **Cenários alternativos (CA)**: Simulação dos diferentes ritmos de crescimento da tributação em sede de ISP e de taxa de carbono até se atingir a taxa correspondente a 70% da taxa de ISP e taxa correspondente a 70% da taxa de adicionamento sobre as emissões de $CO_2$ em 2030, nomeadamente:

- **$CA_1$** - ISP e taxa de carbono com taxas correspondentes a 20% em 2021, 25% em 2022, 30% em 2023 e 40% em 2025;

- **$CA_2$** - ISP e taxa de carbono com taxas correspondentes a 20% em 2021, 30% em 2022, 40% em 2023 e 50% em 2025.

Os termos de referência solicitam ainda que se considerem, nos três cenários indicados, a incorporação crescente de gases renováveis no SNGN, nomeadamente o hidrogénio, nos próximos anos (de 2020 a 2030). A proposta deverá considerar a incorporação mínima de 5% até a um valor máximo de 30% em 2030. Nesse sentido, a ERSE considera relevante a análise dos dois cenários extremos, um mínimo e um máximo de incorporação de gases renováveis, seguindo uma de progressão linear ao longo do período. Os valores que serão utilizados nos cenários para os fins deste estudo estão explicitados na Figura 3-1. A análise dos efeitos de incorporação de gases renováveis restringem-se, neste estudo, ao que é materialmente relevante para efeitos de modulação das taxas de progressão do regime de ISP no setor do gás natural, não se aprofundando outros efeitos que são igualmente expectáveis e que se prendem com o efeito global em preço ou a própria capacidade de produção a partir de centrais de ciclo combinado a gás natural que decorra da incorporação de gases renováveis (e alteração da mistura de combustão nessas mesmas centrais), efeitos esses que, pela sua extensão e relevância podem justificar um estudo autónomo.

Adicionalmente, a ERSE complementa os requisitos solicitados pelo Gabinete do Senhor Secretário de Estado Adjunto da Energia, destacando o regime hidrológico como sendo um fator crucial a ter em conta na elaboração dos cenários, pois a ocorrência de um regime hidrológico mais ou menos favorável, tem impactos na procura de energia elétrica dirigida à produção de origem térmica (carvão e gás natural), pelo que se considera importante avaliar os impactes em volume que este efeito tem na própria produção térmica (e consequentemente em preço de mercado diário). Tal decorre do facto de ser metodologicamente necessário garantir que o diagrama de produção fecha o consumo de eletricidade, de acordo com a disponibilidade dos recursos hídricos disponíveis para a geração de eletricidade. Importa, assim, considerar para cada cenário requerido à ERSE três regimes de hidraulicidade aplicáveis à produção

de eletricidade de origem hídrica - húmido, médio e seco -, apurados de acordo com o regime hidrológico histórico verificado.

Cabe ainda referir que, para efeitos do tratamento da incorporação de gases renováveis – relembrando que, no quadro deste estudo, os seus efeitos são restringidos ao que se refere especificamente ao regime de ISP –, a análise a efetuar é centrada no cenário médio de hidraulicidade.

Figura 3-1 - Cenários utilizados no estudo

| Cenário Base | Cenários Alternativos | |
|---|---|---|
| **CB.** ISP e taxa de carbono com taxas correspondentes a 20% em 2021; 30% em 2022 e 40% em 2023. | **$CA_1$.** ISP e taxa de carbono com taxas correspondentes a 20% em 2021; 25% em 2022; 30% em 2023 e 40% em 2025. Em 2030, os valores devem atingir 70%. | **$CA_2$.** ISP e taxa de carbono com taxas correspondentes a 20% em 2021; 30% em 2022; 40% em 2023 e 50% em 2025. Em 2030, os valores devem atingir 70%. |

Incorporação de gases renováveis:

| | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Mínimo** | 0,5% | 1,0% | 1,5% | 2,0% | 2,5% | 3,0% | 3,5% | 4,0% | 4,5% | 5,0% |
| **Máximo** | 3,0% | 6,0% | 9,0% | 12,0% | 15,0% | 18,0% | 21,0% | 24,0% | 27,0% | 30,0% |

Níveis de hidraulicidade:
Húmido 💧💧💧💧
Médio 💧💧
Seco 💧

Fonte: elaboração ERSE.

## 3.2 ABORDAGEM METODOLÓGICA E CENÁRIOS OPERACIONAIS

Para concretização do presente estudo e estimação dos impactes requeridos, além dos aspetos de construção de cenários que atrás se enunciou, em particular no que concerne às variações a operar sobre os cenários de progressão do regime de ISP aplicável à produção de energia elétrica a partir de gás natural, é necessário concretizar de que forma se apuram os volumes de gás natural mobilizados, como se repercute essa evolução no custo marginal e no preço de mercado grossista de eletricidade. Em particular,

importa caracterizar quais os cenários de partida na estimação de volumes de procura, diagrama de produção, considerações que afetam a estimação dos custos marginais de produção de eletricidade a partir de fontes térmicas, incluindo a evolução dos preços a futuro dos respetivos *drivers* de preço (cotações do carvão, do gás natural e das próprias licenças de emissão de $CO_2$).

Neste contexto, nas subsecções seguintes são apresentadas as considerações relevantes para o tratamento da informação utilizada no estudo e a construção dos respetivos pressupostos de trabalho (a que, por simplificação se pode designar por cenários operacionais). Estas considerações são divididas nas seguintes principais vertentes:

1. Volumes de procura e de produção por tecnologia;
2. *Drivers* de preços e custos marginais;
3. Estimação do preço grossista de eletricidade; e
4. Efeitos de incorporação de gases renováveis no SNGN.

### 3.2.1 VOLUMES DE PROCURA E DE PRODUÇÃO POR TECNOLOGIA

Para a construção dos cenários operacionais que serão utilizados para a realização dos cálculos de estimação dos impactes decorrentes da aceleração do fim da isenção de ISP e da taxa de carbono sobre a geração de eletricidade em centrais de ciclo combinado a gás natural, partiu-se dos dados apresentados no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2019-2040 (RMSA-E 2018). O documento, publicado em novembro de 2018, apresenta uma análise de médio e longo prazo do setor sob a ótica de segurança do abastecimento e trata-se, do ponto da vista da ERSE, da informação mais completa disponível até ao momento visando a concretização do estudo. Cabe referir ainda que o Relatório considera "as linhas de orientação de política energética referentes à segurança de abastecimento e à promoção de fontes de energia renovável e de medidas de eficiência energética, consubstanciadas no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) e no Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE)" (RMSA-E 2018, página 4). Além disso, o referido Relatório leva em consideração os objetivos delineados no Plano Nacional de Energia e Clima referente ao período 2021-2030 (PNEC 2021-2030).

O RMSA-E 2018 apresenta ainda diversos pressupostos que servem de base para a construção dos cenários de procura e oferta. Nesse sentido, e para o efeito das análises do presente estudo, a ERSE optou pela

utilização dos dados que dizem respeito ao Cenário "Trajetória Ambição" por este ser o que está mais alinhado com o PNEC 2021-2030. O cenário foi estabelecido segundo alguns pressupostos de oferta, nomeadamente: "no Cenário Ambição considera-se o descomissionamento das Centrais de Sines e do Pego em 31 de dezembro de 2025 e o prolongamento da Central da Tapada do Outeiro de acordo por mais 5 anos para além do que está previsto no contrato de aquisição de energia, ou seja, até 2029" (RMSA-E 2018, Anexo I).

A seguir, apresentam-se a informação que foi utilizada como base de referência, bem como a metodologia adotada para extrapolação da informação para todo o período apreciado no âmbito do presente estudo.

## ESTRUTURA DO ABASTECIMENTO

O Anexo II do RMSA-E 2018, "Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN – Período 2019-2040", elaborado pela REN, apresenta dados quanto a estimativa de abastecimento do consumo nacional para aos anos de 2020, 2025, 2030 e 2040 (páginas 13 e 14). Para fins deste estudo, focou-se no período compreendido entre 2020 e 2030, utilizando, conforme já explicitado anteriormente, os valores referentes à "Trajetória Ambição". Os dados estão ilustrados na Tabela 3-1.

Tabela 3-1 - Estrutura do Abastecimento, Trajetória Ambição, 2020, 2025 e 2030

| Tecnologia | 2020 | 2025 | 2030 |
|---|---|---|---|
| Eólica | 24,5% | 25,4% | 26,3% |
| Solar | 5,1% | 17,8% | 34,3% |
| Outra renovável | 8,1% | 8,1% | 7,9% |
| Outra não renovável | 8,3% | 8,2% | 6,4% |
| Importação | 0,0% | 0,0% | 0,0% |

Fonte: RMSA-E 2018.

A partir desses valores, procede-se a uma extrapolação para os demais anos, seguindo uma progressão linear simples a partir das diferenças observadas entre 2025 e 2020 e entre 2030 e 2025.

Tabela 3-2 - Estimativa da Estrutura do Abastecimento, 2020-2030

| Tecnologia | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Eólica | 24,5% | 24,7% | 24,9% | 25,1% | 25,2% | 25,4% | 25,6% | 25,8% | 26,0% | 26,1% | 26,3% |
| Solar | 5,1% | 7,7% | 10,2% | 12,7% | 15,3% | 17,8% | 21,1% | 24,4% | 27,7% | 31,0% | 34,3% |
| Outra renovável | 8,1% | 8,1% | 8,1% | 8,1% | 8,1% | 8,1% | 8,1% | 8,0% | 8,0% | 8,0% | 7,9% |
| Outra não renovável | 8,3% | 8,3% | 8,3% | 8,3% | 8,2% | 8,2% | 7,9% | 7,5% | 7,1% | 6,8% | 6,4% |
| Importação | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |

Fonte: RMSA-E 2018, elaboração ERSE.

Para a tecnologia carvão, foi considerado até ao seu descomissionamento previsto no RMSA-E 2018, para efeitos de satisfação do consumo, a produtibilidade anual média equivalente observada entre janeiro e maio de 2020 referente às centrais de Sines e do Pego (com um total de 346 GWh/ano). Considerou-se ainda que o fecho do diagrama de consumo é assegurado pelas centrais de ciclo combinado a gás natural e pelas centrais hídricas com capacidade de modulação. Essa situação alterou o cenário de abastecimento do consumo nacional prevista no RMSA-E 2018, visando adequar a produção destas tecnologias à realidade presente do *mix* de geração.

Para efeitos do ajustamento de produção para a tecnologia carvão, foi considerado até ao seu descomissionamento previsto no RMSA-E 2018, para efeitos de satisfação do consumo, a produtibilidade média anual equivalente observada entre janeiro e maio de 2020 referente às centrais de Sines e do Pego (com um total de 346 GWh/ano[6]).

Para efeitos do ajustamento de produção para a tecnologia hídrica, foi considerado a produtibilidade média histórica de 10 anos verificada durante o período compreendido entre 2010 e 2019, equivalente a 12 227 GWh, onde inclui a grande hídrica e a pequena hídrica, na definição do cenário médio de produções, já que se desconhece as produtibilidades associadas a cada nova capacidade hídrica entrante prevista no RMSA-E 2018.

A tecnologia gás natural, tal como foi já explicitado anteriormente, fecha o diagrama de produção, no qual a produção considera a diferença entre a procura e o somatório do contributo das restantes tecnologias na satisfação da procura. Esta produção resultante foi sujeita à validação de uma condição técnica de exploração que visasse acomodar indisponibilidades e na gestão comercial de aprovisionamento de gás

[6] Corresponde a uma utilização de cerca de 2 300 h a plena carga de 1 grupo a carvão à potência de 150 MW.

natural. Para o efeito considerou-se um fator de utilização máximo de 6 000 horas de funcionamento à potência máxima para as centrais de ciclo combinado a gás natural de Lares, Ribatejo e Pego CC e de 4 000 horas de funcionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Turbogás, que reflete as condições atuais de aprovisionamento de gás natural previsto nos contratos de aprovisionamento de gás natural *take or pay* e que estão sujeitas a regulação da ERSE devido à natureza contratual daquela central com o SEN. Esta condição, resultou numa produtibilidade máxima de 20 994 GWh/ano entre 2020 e 2029 e de 17 034 GWh/ano em 2030, devido ao descomissionamento observado da central da Turbogás no final de 2029.

## EVOLUÇÃO DA PROCURA

A partir dos valores apresentados anteriormente, seguiu-se com a estimação dos dados da cobertura da procura por tecnologia ao longo do período compreendido entre 2020 e 2030. Para tal, utilizou-se os dados do Anexo I do RMSA-E 2018, "Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2018, Período 2019-2040" (página 16), a respeito do "Consumo referido à produção líquida".

Devido à situação de pandemia que atualmente vivemos, não poderia deixar de ser relevante, considerar o efeito que esta teve no consumo da eletricidade em 2020, prevendo-se a sua repercussão para o restante período em análise (entre 2021 e 2030). Para a estimação do consumo a futuro, em 2020, considerou-se a informação disponibilizada pela REN[7] relativo ao histórico verificado nos meses de janeiro a maio, no valor de 21 078 GWh e à previsão de consumo entre junho a dezembro, no valor de 27 821 GWh, totalizando um consumo de 48 899 GWh. Relativamente ao crescimento da procura, considerou-se a mesma taxa de evolução anual do consumo utilizado no cenário RMSA-E 2018, no cenário "Central Ambição"[8].

A Tabela 3-3 mostra a evolução da cobertura da procura por tecnologia, em cenário médio, para o período de análise compreendido entre 2020 e 2030.

[7] Disponibilizado pela REN no seu website (página do Sistema de informação de mercados de energia e página Centro de informação REN).

[8] Vide Tabela 17 do RMSA-E 2018.

Tabela 3-3 - Evolução da cobertura da procura por tecnologia, em GWh, 2020-2030

| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **TOTAL** | **48 899** | **49 168** | **49 452** | **49 745** | **50 043** | **50 345** | **50 646** | **50 783** | **51 272** | **51 595** | **51 926** |
| Hídrica | 12 227 | 12 227 | 12 227 | 12 227 | 12 227 | 12 227 | 12 227 | 12 227 | 12 227 | 12 227 | 12 227 |
| Eólica | 11 988 | 12 142 | 12 301 | 12 464 | 12 628 | 12 795 | 12 963 | 13 089 | 13 308 | 13 484 | 13 667 |
| Solar | 2 501 | 3 764 | 5 042 | 6 335 | 7 644 | 8 969 | 10 694 | 12 399 | 14 210 | 16 002 | 17 821 |
| Outra renovável | 3 968 | 3 992 | 4 016 | 4 039 | 4 063 | 4 085 | 4 090 | 4 080 | 4 099 | 4 104 | 4 113 |
| Outra não renovável | 4 066 | 4 078 | 4 092 | 4 106 | 4 121 | 4 136 | 3 978 | 3 806 | 3 658 | 3 496 | 3 334 |
| Importação | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Carvão | 346 | 346 | 346 | 346 | 346 | 346 | - | - | - | - | - |
| Gás natural | 13 803 | 12 618 | 11 429 | 10 228 | 9 013 | 7 787 | 6 694 | 5 181 | 3 770 | 2 282 | 765 |

Fonte: RMSA-E 2018, elaboração ERSE.

## CAPACIDADE INSTALADA

Para a definição da evolução da capacidade instalada por tecnologia, recorreu-se ao "Cenário Ambição" apresentado no Anexo I do RMSA-E 2018, "Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2018, Período 2019-2040". Para facilitar a interpretação de tais dados, transcrevemos, na Tabela 3-4, os valores trazidos pelo RMSA-E 2018.

Tabela 3-4 Previsão da Evolução da Capacidade Instalada, Cenário Ambição, 2020-2030

| Tecnologia (MW) | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Grandes térmicas | 5585 | 5585 | 5585 | 5585 | 5585 | 5585 | 3829 | 3829 | 3829 | 3829 | 2839 |
| Sines | 1180 | 1180 | 1180 | 1180 | 1180 | 1180 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Pego | 576 | 576 | 576 | 576 | 576 | 576 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Tapada Outeiro C.C. | 990 | 990 | 990 | 990 | 990 | 990 | 990 | 990 | 990 | 990 | 0 |
| Ribatejo | 1176 | 1176 | 1176 | 1176 | 1176 | 1176 | 1176 | 1176 | 1176 | 1176 | 1176 |
| Lares | 826 | 826 | 826 | 826 | 826 | 826 | 826 | 826 | 826 | 826 | 826 |
| Pego CCGT | 837 | 837 | 837 | 837 | 837 | 837 | 837 | 837 | 837 | 837 | 837 |
| Outras térmicas | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Total térmica** | **5585** | **5585** | **5585** | **5585** | **5585** | **5585** | **3829** | **3829** | **3829** | **3829** | **2839** |
| Cogeração não renovável | 754 | 766 | 766 | 766 | 766 | 766 | 766 | 766 | 766 | 766 | 766 |
| Cogeração renovável | 577 | 577 | 577 | 577 | 577 | 577 | 577 | 577 | 577 | 577 | 577 |
| **Total cogeração** | **1331** | **1344** | **1344** | **1344** | **1344** | **1344** | **1344** | **1344** | **1344** | **1344** | **1344** |
| Grandes hídricas | 6388 | 7382 | 7382 | 7542 | 7542 | 7542 | 7780 | 7780 | 7780 | 7780 | 8335 |
| Foz Tua | 261 | 261 | 261 | 261 | 261 | 261 | 261 | 261 | 261 | 261 | 261 |
| Gouvães | 0 | 880 | 880 | 880 | 880 | 880 | 880 | 880 | 880 | 880 | 880 |
| Daivões | 0 | 114 | 114 | 114 | 114 | 114 | 114 | 114 | 114 | 114 | 114 |
| Alto Tâmega (Vidago) | 0 | 0 | 0 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 |
| Fridão | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 238 | 238 | 238 | 238 | 238 |
| Carvão Ribeira | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 555 |
| *das quais reversíveis* | 2797 | 3677 | 3677 | 3677 | 3677 | 3677 | 3677 | 3677 | 3677 | 3677 | 4232 |
| Pequenas Centrais Hídricas (<30 MW) | 609 | 609 | 609 | 609 | 609 | 619 | 695 | 771 | 800 | 829 | 858 |
| **Total Hídrica** | **6997** | **7991** | **7991** | **8151** | **8151** | **8161** | **8475** | **8551** | **8580** | **8609** | **9193** |
| Eólica onshore | 5357 | 5357 | 5585 | 5596 | 5608 | 5619 | 5686 | 5754 | 5825 | 5896 | 5967 |
| Eólica offshore | 25 | 25 | 50 | 67 | 84 | 100 | 120 | 139 | 159 | 180 | 200 |
| **Total Eólica** | **5382** | **5382** | **5635** | **5663** | **5691** | **5720** | **5806** | **5892** | **5984** | **6075** | **6167** |
| Resíduos Sólidos urbanos | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 |
| Biomassa (s/ cogeração) | 268 | 269 | 271 | 275 | 280 | 284 | 284 | 284 | 284 | 284 | 284 |
| Biogás (s/ cogeração) | 87 | 85 | 83 | 80 | 78 | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 |
| Fotovoltaico (PV) | 1332 | 1617 | 1962 | 2155 | 3029 | 3903 | 4560 | 5218 | 5915 | 6613 | 7310 |
| Fotovoltaico Concentração (CPV) | 44 | 67 | 90 | 121 | 152 | 183 | 197 | 210 | 240 | 270 | 300 |
| Solar Térmico Concentrado | 0 | 9 | 18 | 26 | 35 | 43 | 54 | 65 | 77 | 88 | 100 |
| **Total Solar** | **1376** | **1693** | **2070** | **2303** | **3216** | **4129** | **4811** | **5493** | **6232** | **6971** | **7710** |
| Fotovoltaico (PV) + Produção Distribuída | 403 | 583 | 762 | 929 | 1095 | 1262 | 1481 | 1701 | 1934 | 2167 | 2400 |
| **Total Solar + PV Produção Distribuída** | **1779** | **2276** | **2833** | **3232** | **4311** | **5390** | **6292** | **7194** | **8166** | **9138** | **10110** |
| Ondas | 1 | 1 | 2 | 9 | 16 | 22 | 28 | 33 | 39 | 44 | 50 |
| **TOTAL** | 21507 | 23010 | 23820 | 24416 | 25533 | 26659 | 26211 | 27280 | 28378 | 29476 | 30140 |
| **do qual renovável** | 15169 | 15659 | 17469 | 18065 | 19181 | 20308 | 21615 | 22685 | 23783 | 24881 | 26534 |
| **do qual não renovável** | 6339 | 6351 | 6351 | 6351 | 6351 | 6351 | 4595 | 4595 | 4595 | 4595 | 3605 |

Fonte: RMSA-E 2018.

Da tabela apresentada, destaca-se a previsão do descomissionamento das centrais térmicas a carvão de Sines e do Pego em 2025 bem como o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Turbogás no final de 2029.

O aumento global da capacidade instalada de 8 633 MW observado durante 10 anos é baseada, essencialmente, na promoção da entrada de tecnologias renováveis, com preponderância da tecnologia solar face às restantes tecnologias.

HIDRAULICIDADE

Em acordo com o apresentado na secção anterior quanto à relevância do regime hidrológico para a construção dos cenários necessários visando responder os termos de referência do estudo solicitado pelo Senhor Secretário de Estado Adjunto da Energia, considera-se que a informação de produção de energia elétrica que consta na Tabela 3-3 traduz o cenário médio de hidraulicidade.

Havendo agora a necessidade de definir os cenários húmido e seco, recorreu-se à informação histórica da produtibilidade hídrica verificada nos últimos 10 anos tendo-se desprezado a produtibilidade associada à nova capacidade hídrica entrante, por desconhecimento dessa informação.

Para a escolha dos anos húmidos, definiu-se os valores de IPH[9] 10% acima do IPH médio observado entre 2010 e 2019 (0,96). A produtibilidade média verificada, nos anos de 2010, 2013, 2014 e 2016, em cenário húmido, foi de 15 919 GWh/ano. Quanto à escolha dos anos secos, definiu-se os valores de IPH 10% abaixo do IPH médio. A produtibilidade média verificada nos anos de 2012, 2015, 2017 e 2019, em cenário seco foi de 8 355 GWh/ano. Considerou-se a manutenção das produções, em cenário médio das restantes tecnologias igualmente aplicáveis aos cenários húmido e seco, com exceção do gás natural que fecha o diagrama de produção e que depende do cenário de regime hidrológico observado para efeitos do presente estudo. Os resultados dos cenários de produções estão apresentados na Tabela 3-5 e na Tabela 3-6 a seguir.

Tabela 3-5 - Evolução da procura por tecnologia, em GWh, Cenário Húmido, 2020-2030

| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **TOTAL** | **48 899** | **49 168** | **49 452** | **49 745** | **50 043** | **50 345** | **50 646** | **50 783** | **51 272** | **51 595** | **51 926** |
| Hídrica | 15 919 | 15 919 | 15 919 | 15 919 | 15 919 | 15 919 | 15 919 | 15 919 | 15 919 | 15 919 | 15 919 |
| Eólica | 11 988 | 12 142 | 12 301 | 12 464 | 12 628 | 12 795 | 12 963 | 13 089 | 13 308 | 13 484 | 13 667 |
| Solar | 2 501 | 3 764 | 5 042 | 6 335 | 7 644 | 8 969 | 10 694 | 12 399 | 14 210 | 16 002 | 17 821 |
| Outra renovável | 3 968 | 3 992 | 4 016 | 4 039 | 4 063 | 4 085 | 4 090 | 4 080 | 4 099 | 4 104 | 4 113 |
| Outra não renovável | 4 066 | 4 078 | 4 092 | 4 106 | 4 121 | 4 136 | 3 978 | 3 806 | 3 658 | 3 496 | 3 334 |
| Importação | - | - | - | - | - | - | - | - | - - | 1 410 - | 2 927 |
| Carvão | 346 | 346 | 346 | 346 | 346 | 346 | - | - | - | - | - |
| Gás natural | 10 111 | 8 926 | 7 737 | 6 536 | 5 321 | 4 095 | 3 002 | 1 489 | 78 | - | - |

Fonte: RMSA-E 2018, Elaboração ERSE.

[9] IPH, Índice de Produtibilidade Hidroelétrica em ano civil (valores acumulados observados em dezembro de cada ano civil divulgados pela REN na sua página de internet Centro de informação).

No cenário húmido, chama-se ainda a atenção que, de forma a garantir a manutenção da produção, a partir de 2029, o excesso é imputado à exportação de energia para o sistema espanhol (valor negativo de importação).

Tabela 3-6 - Evolução da procura por tecnologia, em GWh, Cenário Seco, 2020-2030

| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **TOTAL** | **48 899** | **49 168** | **49 452** | **49 745** | **50 043** | **50 345** | **50 646** | **50 783** | **51 272** | **51 595** | **51 926** |
| Hídrica | 8 355 | 8 355 | 8 355 | 8 355 | 8 355 | 8 355 | 8 355 | 8 355 | 8 355 | 8 355 | 8 355 |
| Eólica | 11 988 | 12 142 | 12 301 | 12 464 | 12 628 | 12 795 | 12 963 | 13 089 | 13 308 | 13 484 | 13 667 |
| Solar | 2 501 | 3 764 | 5 042 | 6 335 | 7 644 | 8 969 | 10 694 | 12 399 | 14 210 | 16 002 | 17 821 |
| Outra renovável | 3 968 | 3 992 | 4 016 | 4 039 | 4 063 | 4 085 | 4 090 | 4 080 | 4 099 | 4 104 | 4 113 |
| Outra não renovável | 4 066 | 4 078 | 4 092 | 4 106 | 4 121 | 4 136 | 3 978 | 3 806 | 3 658 | 3 496 | 3 334 |
| Importação | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Carvão | 346 | 346 | 346 | 346 | 346 | 346 | - | - | - | - | - |
| Gás natural | 17 675 | 16 490 | 15 301 | 14 100 | 12 885 | 11 659 | 10 566 | 9 053 | 7 642 | 6 154 | 4 637 |

Fonte: RMSA-E 2018, elaboração ERSE.

### 3.2.2 *DRIVERS* DE PREÇOS E CUSTOS MARGINAIS

A formação do preço em mercado está dependente da interação de diversos aspetos, nomeadamente a estrutura do mercado, a atuação dos agentes ou as condições de enquadramento do mercado. Do ponto de vista metodológico, para o presente estudo, importa considerar aqueles efeitos que, refletindo-se diretamente na estrutura do mercado ou nas condições de enquadramento, afetam de forma mais direta a formação do preço de mercado, designadamente:

- Estrutura de custos variáveis de produção por tecnologia (para o parque térmico);
- Regime hidrológico;
- Regime de disponibilidade dos centros electroprodutores;
- Introdução simultânea e crescente de gases renováveis até 2030.

Assim, na determinação do impacte em preço de mercado da aplicação sobre as tecnologias térmicas - CCGT e carvão - do regime do ISP e do adicionamento sobre emissões de $CO_2$, começou-se por apurar os custos de natureza variável inerente a cada uma destas tecnologias, isto é, o custo marginal da produção do carvão e da CCGT, ao qual se adicionou o encargo unitário com o ISP. Determina-se assim desta forma, através do custo variável apurado, a ordem de mérito da tecnologia CCGT e do carvão na composição do *mix* tecnológico de origem térmica utilizado na produção da eletricidade para o período compreendido entre 2020 e 2030.

Importa referir que no caso da tecnologia térmica - CCGT e carvão - foi identificada a referência de custeio de energia primária que melhor se adequa à construção do custo variável das centrais respetivas, bem como, no caso específico destas tecnologias, o custo associado às emissões específicas de $CO_2$, através da cotação das respetivas licenças de emissão no CELE. Para tal, foram considerados fatores de emissão associados ao valor do adicionamento sobre as emissões de $CO_2$ aplicável, respetivamente, ao carvão de 2,26567 $tCO_2/t$ e ao gás natural de 0,0561 $tCO_2/GJ$ para o ano de 2020, dados pelo artigo 3.º da Portaria n.º 42/2020, de 14 de fevereiro.

#### ENERGIAS PRIMÁRIAS E *DRIVERS* DE PREÇO A CONSIDERAR

No caso das centrais a carvão, foi considerado como *proxy* do custo de combustível as cotações do carvão em mercado internacional, utilizando a referência API2 – carvão com 6 000 kcal/kg (25,122 GJ/kg), com

entrega na bacia do Mar do Norte em referência CIF. A utilização desta cotação justifica-se por se tratar da referência líquida mais representativa para *trading* de carvão para a Europa. Para o ano de 2020 utilizou-se como custo de referência do carvão, a média entre os preços *spot* verificados no 1º semestre 2020 e a média das cotações no mercado *forward*[10] verificados até ao final do ano, com entrega no 3.º e 4.º trimestre. Para os anos de 2021 a 2024 utilizou-se as cotações das curvas *forwards* de 1 ano a 4 anos, respetivamente, assumindo-se para os anos seguintes (2025 a 2030) que o custo de combustível se manteve constante, equivalente às últimas taxas *forward* conhecidas a 4 anos. Como a cotação deste índice de custeio encontra-se cotado em USD/ton, aplicou-se as taxas spot/forward da cotação cambial EUR/USD à cotação do carvão, seguindo o mesmo racional de aplicação aplicado ao custo do carvão.

Ainda no caso das centrais térmicas a carvão, foi considerado um rendimento de referência de 36%.

Já no caso das centrais de ciclo combinado a gás natural foi considerado como *proxy* do custo de combustível o preço de cotação do gás natural observado no mercado espanhol, usando-se como referência o preço MIBGÁS ( PVB – "*Punto Virtual de Balance*" ) - para o período de 2020 a 2022, sendo que a partir de 2023 considerou-se como referência o preço *forward* para 2023 praticado no mercado *Title Transfer Facility* (TTF), o hub virtual de compra e venda de gás natural da Holanda que constitui uma das referências mais líquidas do mercado europeu, ao qual se adicionou o *spread* verificado entre o TTF e o PVB verificado em 2022. Assim, em 2020 o custo do gás natural correspondeu à média entre os preços da *spot* PVB observados no 1º semestre, e a média dos preços *forward* para o 2º semestre, com entrega no 3.º e 4.º trimestre. Já em 2021 e 2022 utilizou-se as cotações das curvas *forwards* PVB a 1 ano e 2 anos, respetivamente. Em 2023, dada a inexistência de contratos futuros de gás natural PVB com maturidade superior a 2 anos, utilizou-se alternativamente os preços da curva *forward* a 3 anos do mercado TTF adicionado do valor do *spread* entre os preços *forwards* a 2 anos do PVB e do TTF, de modo ajustar a cotação do TTF aos preços praticados em Espanha. Para os anos seguintes assumiu-se que o custo do gás natural se manteve constante até 2030, equivalente ao preço *forward* estimado para 2023.

O rendimento de referência considerado para as centrais de ciclo combinado a gás natural foi de 51%.

O encargo variável das centrais térmicas é igualmente influenciado pelo custo das emissões da $CO_2$. Para o cálculo desta componente de custeio utilizou-se o preço spot e *forward* observado das licenças de emissão

[10] Informação disponibilizada pela Thomson Reuters a 26 de maio de 2020.

$CO_2$ EUAs (*European Union Allowances*), no CELE. O preço dessas licenças reflete-se na estrutura de custos das centrais térmicas, com maior impacte nas centrais a carvão. Em 2020 considerou-se a média entre a média do preço histórico observado das licenças de $CO_2$ com entrega em dezembro durante o 1º semestre e a cotação com a entrega em dezembro de 2020, verificado no dia 26 de maio de 2020. Para os anos de 2021 a 2025 usou-se as cotações dos preços *forward* das licenças de $CO_2$, verificado no dia 26 de maio. Para os anos seguintes assumiu-se que o valor das licenças de emissão de $CO_2$ se manteria igual ao preço forward para 2025, sendo este o último ano com cotações de mercado disponíveis.

A Tabela 3-7 apresenta o resumo da estimação dos preços *forward* das principais componentes de custeio, combustível e licenças de emissão de $CO_2$, associadas ao custo marginal das centrais térmicas a carvão e das centrais de ciclo combinado a gás natural, tendo como base a informação disponibilizada pela Thomson Reuters.

Tabela 3-7 – Preços *forward* dos principais encargos variáveis

| | 2020* | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| API2 (€/ton) | 42,49 | 47,34 | 52,00 | 55,76 | 56,34 | 56,34 | 56,34 | 56,34 | 56,34 | 56,34 | 56,34 |
| TTF (€/MWhg) | 7,91 | 12,25 | 14,07 | 14,80 | 14,80 | 14,80 | 14,80 | 14,80 | 14,80 | 14,80 | 14,80 |
| PVB (€/MWhg) | 8,73 | 12,86 | 14,40 | 15,13 | 15,13 | 15,13 | 15,13 | 15,13 | 15,13 | 15,13 | 15,13 |
| EUA (€/ton$_{CO2}$) | 21,65 | 21,91 | 22,30 | 22,29 | 20,18 | 21,49 | 21,49 | 21,49 | 21,49 | 21,49 | 21,49 |

Fonte: Elaboração ERSE a partir da Thomson Reuters.

Em relação aos fatores de emissão padrão[11] para as centrais térmicas a carvão e as centrais de ciclo combinado a gás natural, considerou-se, para efeitos da elaboração do presente estudo, de 901,74 $gCO_2$/kWh para o carvão e 396 $gCO_2$/kWh para o gás natural.

### 3.2.3 ESTIMAÇÃO DO (IMPACTE NO) PREÇO GROSSISTA DE ELETRICIDADE

No quadro dos impactes que são requeridos à ERSE que estime no presente estudo consta o efeito que a modulação diferenciada do regime de ISP tem na formação do preço grossista de eletricidade em mercado

[11] Calculado tendo em consideração o valor do adicionamento sobre as emissões de $CO_2$ aplicável, respectivamente, ao carvão de 2,26567 $tCO_2$/t e ao gás natural de 0,0561 $tCO_2$/GJ para o ano de 2020, dados pelo artigo 3.º da Portaria n.º 42/2020, de 14 de fevereiro, para uma eficiência relativa de 36% para as centrais térmicas a carvão e uma eficiência relativa de 51% para as centrais de ciclo combinado a gás natural.

à vista com referência ao SEN. Para este efeito, considera-se que tal referencial de mercado grossista corresponde ao mercado diário do MIBEL, com entrega na área portuguesa desse mesmo mercado.

O mercado diário do MIBEL, enquanto mercado à vista para Portugal, funciona na base de regras que definem o seu preço como sendo o preço marginal da última unidade de oferta de venda necessária à satisfação da procura dirigida a mercado, sendo o preço formado nesse processo de encontro entre ofertas de compra (procura) e de venda único para todas as transações que daí resultem, no que é descrito como um modelo de mercado assente em *single marginal price*. De forma genérica e simplificada, o algoritmo de encontro do preço de mercado grossista pressupõe, para cada hora, a hierarquização crescente das ofertas de venda e a hierarquização decrescente das ofertas de compra, sendo que estas última observam tipicamente uma menor variabilidade.

Ora, sendo o preço de mercado o resultado do encontro das ofertas de venda e de compra, com a mencionada hierarquização em valor ofertado (de forma simétrica umas das outras), o seu nível é determinado pelo valor da última oferta de venda que assegura a cobertura da procura (inelástica) dirigida a mercado. Por outro lado, a estrutura das ofertas de venda de eletricidade refletem necessariamente a estrutura de custos de produção da respetiva tecnologia, muito comumente, a estrutura de custos de curto prazo (custos marginais), razão pela qual se podem identificar as tecnologias que mais frequentemente são tomadoras de preço (tecnologias de base, para as quais os custos marginais resultam inferiores ao preço de mercado na totalidade ou grande parte do tempo) e outras que, com maior probabilidade e frequência, são as que definem o preço a que o mercado fecha (tecnologias marginais, para as quais o preço de mercado reflete diretamente o valor da oferta colocada a mercado).

Neste contexto, uma vez que o presente estudo se centra na tecnologia de produção de eletricidade com recurso a gás natural (centrais de ciclo combinado a gás natural, CCGT), a análise aqui efetuada é centrada nessa mesma tecnologia, sendo critico aferir a evolução no tempo da sua estrutura de custos marginais e a presença, mais ou menos frequente, desta tecnologia na referida formação do preço de mercado (probabilidade da tecnologia CCGT ser marginalista na formação de preço). Em todo o caso, uma vez que uma parte do recurso hídrico é avaliada para oferta em mercado ao custo de oportunidade da tecnologia marginal que pode, potencialmente, substituir, a análise que este estudo faz considera, de forma combinada, a tecnologia térmica marginalista e a parcela da hídrica que é valorizada ao referido custo de oportunidade ou de substituição. Necessariamente, como atrás referido, a existência de maior ou menor disponibilidade do recurso hídrico (regime de hidraulicidade) afeta a presença de cada recurso na fronteira

marginal de formação do preço em mercado, sendo que em regimes mais húmidos, a produção hidroelétrica é avaliada tendencialmente a preços submarginais e, em regimes mais secos, com maior presença na zona marginalista de preço.

Assim, para a estimação dos impactes em preço de mercado grossista decorrentes da modulação do regime de ISP aplicado à produção de eletricidade com recurso a gás natural, considera-se não apenas a presença desta tecnologia na zona marginalista da curva de oferta – que depende da referida hierarquização da oferta em preço ofertado, com o estabelecimento da correspondente ordem de mérito para despacho económico –, como a parcela da produção hídrica que é valorizada a custo de oportunidade, tendo o regime de hidraulicidade como condicionante. O impacte diretamente atribuível à diferente modulação do regime de ISP é apurado como a alteração do preço marginal e mercado que decorra da alteração do preço ofertado das centrais de ciclo combinado (e hídrica assim valorizada), ponderado em volume pela quantidade de energia em zona marginalista da curva de oferta de centrais de ciclo combinado (e hídrica valorizada a esta referência) para o total da procura satisfeita em mercado.

Para consideração da proporção de energia a considerar como participação da tecnologia CCGT e hídrica valorizada neste referencial no contexto global de mercado, considera-se a informação histórica das ofertas de cada tecnologia colocadas em mercado diário nos últimos 10 anos completos (2010 a 2019), apurando a parcela da oferta colocada (ou oferta casada) que é colocada entre 95% e 100% do preço de mercado.

### 3.2.4 EFEITOS DA INCORPORAÇÃO DE GASES RENOVÁVEIS NO SNGN

No que concerne à integração dos efeitos da incorporação e gases renováveis no SNGN, como atrás referido, este estudo centra-se apenas nos impactes que tal incorporação possa pressupor diretamente na modulação do regime de ISP aplicável ao gás natural. De forma genérica, sendo o regime fiscal em causa aplicável ao gás natural por força da sua natureza emitente de $CO_2$, a introdução de gases renováveis tenderá a mitigar parcialmente a vertente de custo adicional que o ISP representa para a produção de energia elétrica através daquelas centrais. Na realidade, também de forma simplista, uma incorporação de gases renováveis na ordem dos 5% do total de gás utilizado para a produção de eletricidade corresponde a uma redução de igual proporção no volume sujeito a tributação em sede de ISP e adicional de $CO_2$.

Do ponto de vista metodológico, deve ainda assim, referir-se o seguinte conjunto de simplificações que, a respeito da incorporação de gases renováveis no SNGN, se assume para este estudo:

1. É considerada uma incorporação linear de gases renováveis entre 2020 e 2030, como referido na caracterização dos cenários de estudo, que se aplica aos limites mínimo, de 5%, e máximo, de 30%, definidos nos termos de referência do estudo;

2. É considerado que o gás utilizado para a produção de eletricidade por cada uma das centrais que integram o parque electroprodutor tem a mesma base de incorporação de gases renováveis que o assumido para o contexto global do SNGN, ou seja, se, por exemplo, se presumir que há uma incorporação de 5% de gases renováveis no âmbito do SNGN, essa será exatamente a mesma proporção que se encontra à entrada da central de ciclo combinado;

3. Assume-se que o valor de incorporação considerado é expresso em valor percentual volumétrico, com a assunção do mesmo poder calorífico para efeitos de produção de eletricidade entre as situações de total ausência de gases renováveis e a da sua incorporação (na percentagem definida);

4. Assume-se que a incorporação de gases renováveis não afeta, nem positiva, nem negativamente, o rendimento técnico de cada central de ciclo combinado e que tal acontece sem custos de conversão que se espelhem no custo operacional das centrais de ciclo combinado; e,

5. Assume-se que a incorporação de gases renováveis não altera nem o diagrama de produção (e, portanto, a parcela da procura satisfeita com a produção de eletricidade pelas centrais de ciclo combinado) nem o custo marginal de produção com gás natural (misturado com gases renováveis).

É assim neste contexto de simplificação metodológica que se assumem os efeitos da incorporação de gases renováveis na decisão de modulação do regime de ISP como sendo expressos apenas e só na (diminuição) base tributável deste regime fiscal.

Importa, em todo o caso, referir que os efeitos da incorporação de gases renováveis, em particular o hidrogénio, além das questões de eventuais ações de conversão técnica que seja necessário efetuar para viabilizar a queima de uma mistura alterada de gás (gás natural e gases renováveis) na produção de eletricidade, de rendimento dos grupos geradores e diferenças de poder calorífico, já atrás brevemente referidas, coloca questões de custo global do gás utilizado na geração de energia elétrica, cujas magnitudes de variação podem ser substanciais, pelo menos com a informação atualmente existente sobre o custo de hidrogénio. Tais repercussões no custo do gás utilizado terão, necessariamente, implicações na estrutura de custos marginais das centrais de ciclo combinado e, consequentemente, na composição do diagrama de produção por tecnologia e/ou no preço marginal do mercado elétrico.

Importa circunstanciar que a informação atualmente disponível sobre os custos de gases renováveis para incorporação nas redes de gás natural, em especial o hidrogénio, explicitam uma significativa variabilidade das condições de preço que se podem inferir para os gases renováveis, as quais, por sua vez, podem, com informação atual de um mercado muito pouco líquido, fazer variar entre 70 €/MWh[12] e 160 €/MWh[13] o preço de produção de eletricidade a partir do hidrogénio. Necessariamente, tal magnitude de variação pode alterar de forma igualmente significativa a ordem de mérito dos custos de produção de eletricidade. No entender da ERSE, a aferição dos potenciais impactes em preço final do gás, que decorra das metas de incorporação de gases renováveis pode justificar um estudo autónomo, já que o presente documento pretende dar resposta à mencionada modulação do regime de ISP.

[12] Tendo como referência o preço médio ponderado adjudicado no 1.º leilão solar, realizado em julho de 2019, no regime de tarifa garantida, no valor de 20,33 €/MWh e considerando uma eficiência combinada do processo de geração de hidrogénio através da electrólise a partir da água e o seu consumo por uma central de ciclo combinado a gás natural em redor dos 29%.

[13] Tendo como referência a cotação do hidrogénio no mercado holandês no referencial *Hydrogen Netherlands PEM Electrolysis (incl CAPEX)* MA, verificada a 22 de maio de 2020, divulgada pela S&P Global Platts, no valor de 2,4523 €/kg e considerando um poder calorífico de 33,3 kWht/kg e uma eficiência padrão de 51% de uma central de ciclo combinado a gás natural.

# 4 ESTIMAÇÃO DE IMPACTES

No quadro do que é solicitado à ERSE nos termos de referência deste estudo, são apresentados neste capítulo os impactes que se podem atribuir diretamente a uma modulação diferenciada no regime de ISP e adicional de $CO_2$ aplicável à produção de eletricidade a partir de gás natural. Por uma questão de organização metodológica, os impactes aqui explicitados são-no numa sequência que se pretende poder contribuir para a sua compreensão integrada. Ou seja, os impactes no preço de mercado grossista para a eletricidade explicitam-se após a apresentação dos efeitos estimados nos custos marginais de produção e na composição do diagrama de produção de eletricidade, porque deles decorrem diretamente como consequência operativa.

Importa ainda ter em consideração que os impactes aqui apresentados são consequência também de um conjunto de princípios e pressupostos metodológicos, que atrás se expressaram, o que naturalmente leva a que devam ser lidos e tidos em perspetiva dos mesmos. Isso é particularmente verdade para as situações de impacte aqui referidas e que se prendam de forma mais direta com o preço do mercado grossista de eletricidade (vide informação de base da capacidade instalada, evolução dos custos *forward* das energias primárias e do $CO_2$, etc.) e as implicações de incorporação de gases renováveis (limitações técnicas, custo global da energia primária ou o próprio rendimento das centrais).

## 4.1 IMPACTES NOS CUSTOS MARGINAIS DE PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE

A metodologia seguida passa por estimar os custos associados às tecnologias térmicas (carvão e CCGT), que corresponde ao custo marginal associado a cada uma das tecnologias, calculado a partir da referência de custeio de energia primária, que melhor se adequa à construção do custo variável da tecnologia, e o custo das emissões de dióxido de carbono, ao qual se adicionou os encargos suportados com o ISP. Na estimação dos encargos com o ISP, assumiu-se 3 os cenários em linha com os termos de referência do estudo solicitado pelo Senhor Secretário de Estado Adjunto e da Energia: o cenário base, cenário alternativo 1 e cenário alternativo 2.

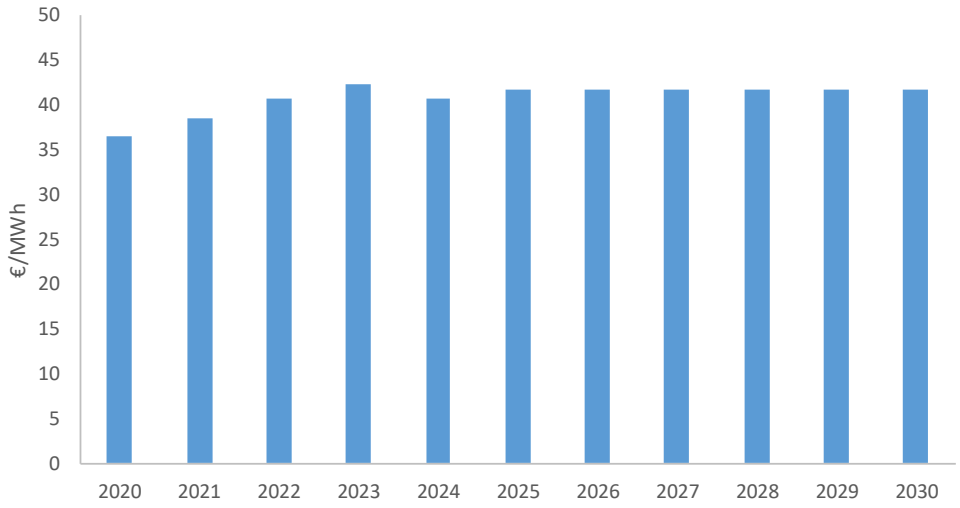
### CUSTOS MARGINAIS

Os custos marginais da tecnologia Carvão foram determinados a partir dos custos da energia primária, utilizando como referência as cotações API2. Ao custo da energia primária acresce ainda o valor do custo

das licenças de emissão de $CO_2$. Assim, e tendo como ponto de partida, as curvas de preço a futuro do índica API2 e das licenças de emissão de $CO_2$, previamente apresentadas na Tabela 3-7, o custo marginal do carvão evolui de 36,44 €/MWh em 2020 para 41,81 €/MWh em 2025, mantendo-se constante a partir desse ano até 2030.

Visualizando a Figura 4-1, é possível constatar que durante o período de análise, o preço médio do custo marginal da tecnologia carvão apresenta um valor em torno dos 40,88 €/MWh, sendo o valor mínimo observado em 2020, no valor de 36,44 €/MWh, e o valor máximo observado entre 2025 e 2030, no valor de 41,81 €/MWh.

Figura 4-1 - Estimativa do Custo marginal da tecnologia Carvão

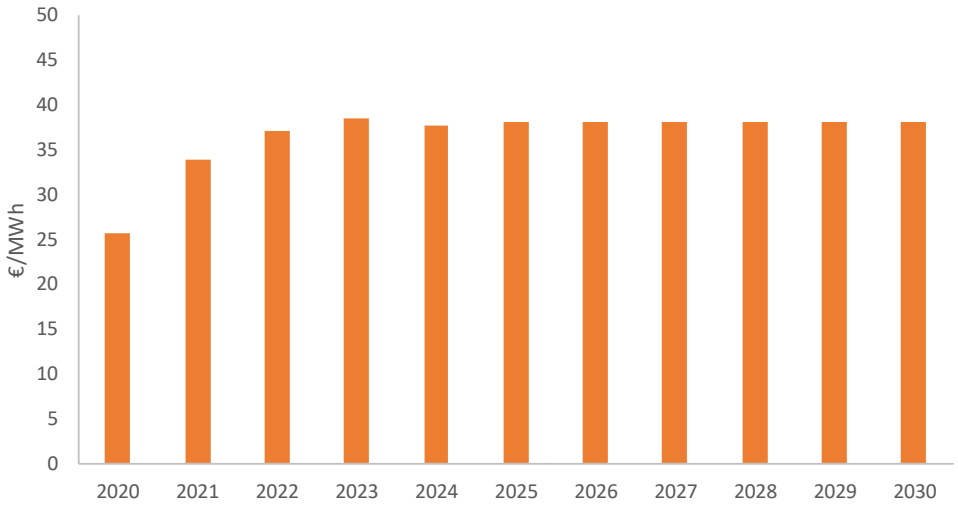



Fonte: Elaboração ERSE a partir da Thomson Reuters.

Em relação à tecnologia CCGT os custos marginais foram calculados usando como referência uma *proxy* do custos *forward* do gás natural para o PVB, previamente apresentadas na Tabela 3-7. Ao custo da energia primária acresce ainda o valor do custo das licenças de $CO_2$. De acordo com o cálculo, e assumindo uma eficiência relativa de 51% para as CCGT, o custo marginal para o gás natural evolui de 25,69 €/MWh em 2020 para 38,18 €/MWh em 2025, mantendo-se constante a partir desse ano até 2030.

Visualizando a Figura 4-2, é possível constatar que durante o período de análise, o preço médio do custo marginal da tecnologia CCGT apresenta um valor em redor dos 36,53 €/MWh, sendo o valor mínimo observado em 2020, no valor de 25,69 €/MWh, e o valor máximo observado em 2023, no valor de 38,49 €/MWh.

Figura 4-2 - Estimativa do custo marginal da tecnologia CCGT

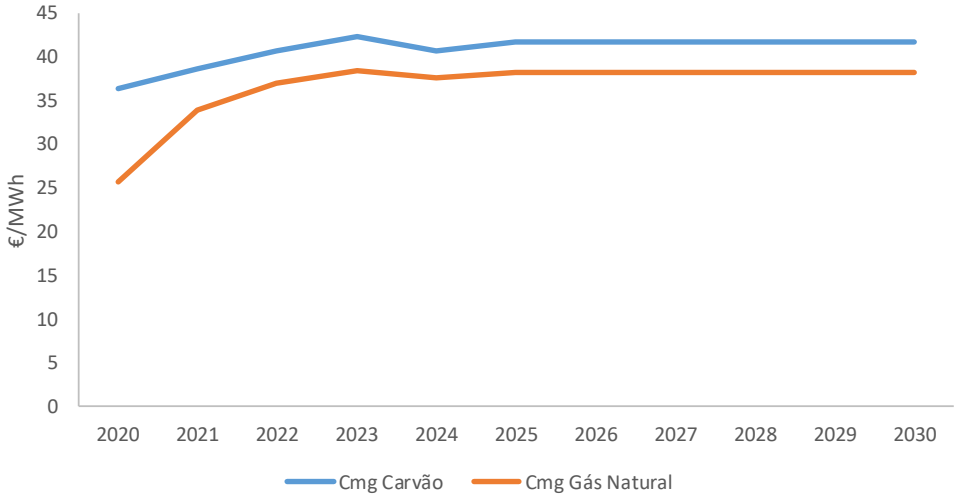



Fonte: Elaboração ERSE a partir da Thomson Reuters.

Pelo exposto e através da análise do Figura 4-3 verifica-se que o custo marginal da tecnologia carvão é sempre superior custo marginal de uma CCGT em todo o horizonte de análise (2020 a 2030), apesar desta diferença diminuir ao longo de horizonte da análise em especial entre 2020 e 2021, onde a diferença passa de 10,75 €/MWh para 4,71 €/MWh, explicada pelos preços baixos do gás natural verificado no *hub* PVB motivado essencialmente pela redução de procura dirigida ao mercado, devido à situação de pandemia que atualmente vivemos e excesso de oferta de gás natural nos mercados.

As CCGT ao apresentarem um custo marginal inferior às centrais térmicas a carvão em todo o horizonte, em termos de ordem de mérito, será sempre a tecnologia térmica preferencial a integrar o *mix* tecnológico na produção de eletricidade para satisfação da procura, em detrimento das centrais térmicas a carvão, assegurando desta forma que até à descontinuidade destas em 2025, estas centrais não serão utilizadas ou se são, só em situações muito excecionais, na produção de eletricidade, por apresentarem custos marginais superiores às CCGT.

Figura 4-3 - Custo marginal da tecnologia carvão e CCGT




Fonte: Elaboração ERSE a partir da Thomson Reuters.

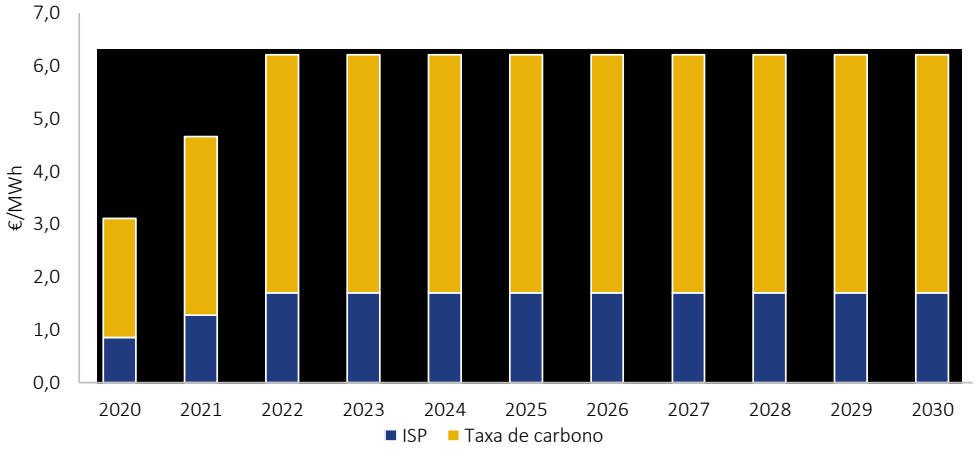
### IMPACTO DO ISP NOS CUSTOS MARGINAIS DE CARVÃO E GÁS NATURAL

Na análise dos custos marginais subjacentes a cada uma das tecnologias carvão e CCGT, para além do custo marginal inerente a cada uma das energias térmicas, é necessário levar em consideração o encargo associado ao ISP sobre o carvão e CCGT.

Para o cálculo do impacto do ISP do carvão para período de 2020 a 2030, considerou-se um valor de ISP aplicável ao carvão consumido para produção de eletricidade de 4,26 €/ton de carvão, de acordo com o previsto pela Portaria n.º 320-D/2011, de 30 de dezembro. O adicional de $CO_2$ foi apurado pela diferença entre um valor de referência, estabelecido em 25 €/t$CO_2$, de acordo com o artigo 349º da Lei n.º 2/2020, de 31 de março, e o índice de preço de licenças de emissão de $CO_2$ detalhado no n.º 2 do artigo 92.º-A do código IEC. Para efeitos da taxa de adicionamento para o carvão foi considerado o valor de 2,26567 t$CO_2$/t, dado pelo artigo 3.º da Portaria n.º 42/2020, de 14 de fevereiro. Por outro lado, e em termos de fator de incidência, a diferença atrás mencionada é limitada a um valor máximo de 5 €/t$CO_2$, e a repercussão das duas componentes é limitada a 50% do seu valor em 2020, aumentando de forma linear: 75% em 2021 e atingindo os 100% em 2023, ao abrigo do n.º 1 do artigo 349.º da Lei do Orçamento de Estado para 2020.

Como é possível observar pela Figura 4-4, o ISP global evolui de 3,11 €/MWh em 2020, explicado essencialmente pelo adicional do ISP (2,26 €/MWh), para um valor de 6,21 €/MWh em 2022 e mantendo-se inalterado até 2030.

Figura 4-4 - Evolução ISP aplicado ao carvão entre 2020 e 2030




Fonte: elaboração ERSE.

Na estimação do impacte do ISP gás natural em termos unitários foram assumidos 3 cenários de evolução da taxa de ISP e de adicionamento sobre as emissões de $CO_2$, de acordo com o exposto na Secção **Erro! A origem da referência não foi encontrada.** deste documento, e em linha com a solicitação do Senhor Secretário de Estado Adjunto e da Energia.

De notar que, por se tratarem de impactes em valores unitários, independente de volumes de energia, são somente considerados os 3 cenários de taxas ISP (CB, $CA_1$ e $CA_2$), não havendo necessidade de se assumir cenários de hidraulicidade.

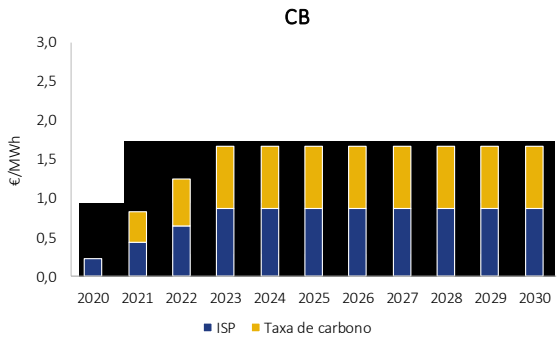
No CB foram considerados os pressupostos previstos na Lei do OE 2020, onde se prevê no n.º 7 do artigo 349.º que estes produtos sejam tributados com uma taxa de incidência sobre a taxa de ISP de 10% em 2020, aumentando de forma linear nos anos subsequentes para 20% em 2021, 30% em 2022 até 40% em 2023, assumindo-se que se mantêm constante em 40% até 2030. O fator de incidência sobre o adicional de ISP segue os mesmos percentuais para cada um dos anos, em linha com os artigos 92.º e 92.º-A do Código IEC. O adicional sobre o ISP foi determinado pela diferença entre um valor de referência e o índice de preços de preço de licenças de emissão de $CO_2$ (detalhado no n.º 2 do artigo 92.º-A do Código IEC), o fator de adicionamento considerado para o gás natural foi 0,0561 $tCO_2/GJ$, em conformidade com o disposto no artigo 3.º da Portaria n.º 42/2020, de 14 de fevereiro. De notar, contudo, que o gás natural utilizado em instalações abrangidas pelo regime do Comércio Europeu de Licenças de Emissão de $CO_2$ (CELE), incluindo as compreendidas pela Exclusão Opcional prevista neste regime, estão isentas da taxa de

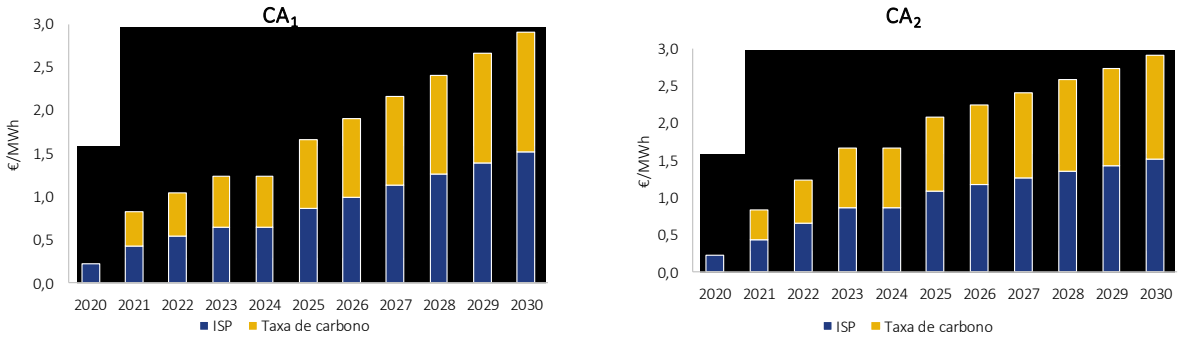
adicionamento sobre as emissões do $CO_2$, sendo apenas aplicada a taxa de ISP, como estabelecido n.º 8 do artigo 349.º da Lei n.º 2/2020, de 31 de março.

Pela análise da Figura 4-5 verificamos que o ISP global para o gás natural no CB vai evoluir de 0,22 €/MWh em 2020, explicado pelo ISP final de 0,22 €/MWh, para 1,66 €/MWh em 2023, mantendo-se constante entre 2024 e 2030. Os cenários alternativos $CA_1$ e $CA_2$, distinguem-se do cenário base CB pelo fator de incidência sobre a taxa de ISP e do adicional de ISP. Em ambos os cenários alternativos a taxa evolui de forma gradual de 20% em 2021 para 70% em 2030. Contudo, os cenários alternativos $CA_1$ e $CA_2$ apresentam uma progressividade distinta, como é possível verificar na Figura 4-5, enquanto o cenário alternativo $CA_2$ apresenta uma progressividade na taxa de adicionamento mais elevada no início no período da análise (passando de 20% em 2021 para 50% em 2025), no final do horizonte temporal apresenta uma progressividade linear mais baixa (de 54% em 2026 para 70% em 2030), o cenário alternativo $CA_1$ por sua vez apresenta um aumento linear constante ao longo do horizonte de análise.

O cenário $CA_2$ por apresentar uma progressividade da taxa de incidência do ISP e do adicional ISP maior entre 2022 e 2026 vai registar valores para o ISP Global superiores face ao cenário $CA_1$, entre 2022 e 2029 (1,24 €/MWh e 2,74 €/MWh, que compara com 1,04€/MWh e 2,66€/MWh no $CA_1$, respetivamente). Por comparação com o CB, ambos os cenários alternativos apresentam um valor de ISP superior em 2030 (1,66 €/MWh face a 2,91 €/MWh).

Figura 4-5 - Evolução ISP aplicado ao Gás natural entre 2020 e 2030



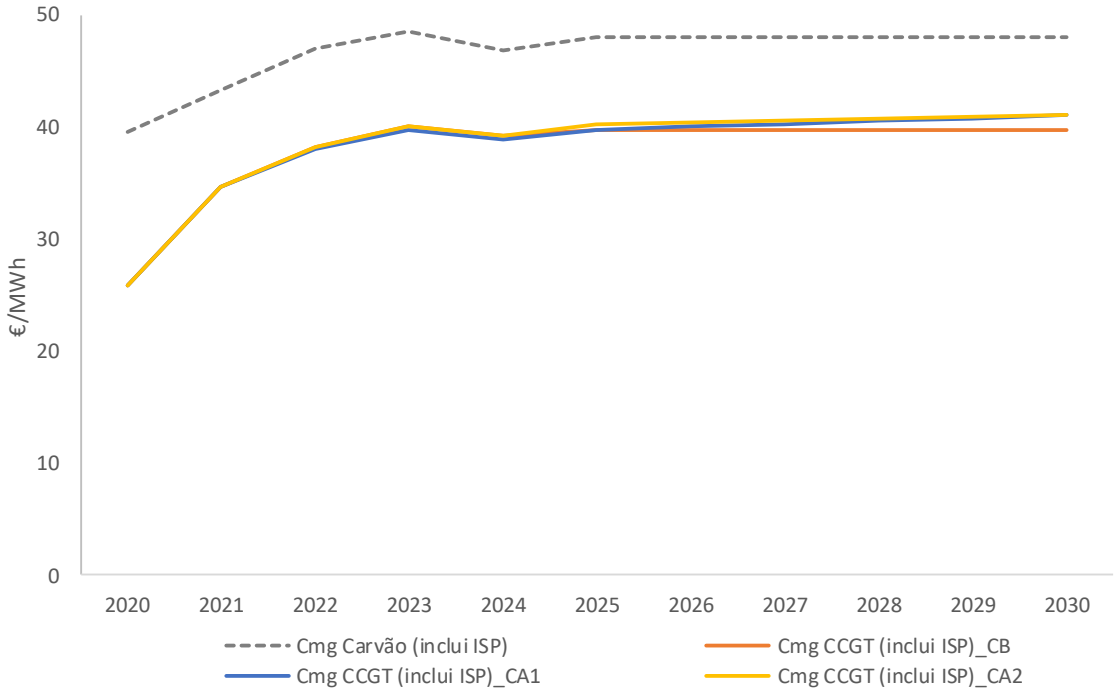



Fonte: elaboração ERSE.

Os encargos unitários com o ISP do carvão, em €/MWh, são sempre superiores aos custos com o ISP do gás natural em todos os cenários. Para 2021 estima-se que o ISP do carvão tenha um custo de 4,66 €/MWh, o que compara com 0,83 €/MWh nos 3 cenários de ISP do gás natural. A partir de 2022 o ISP do carvão atinge o valor máximo, ao alcançar um fator de incidência sobre a taxa de ISP e o adicional de ISP de 100%, registando um encargo de 6,21 €/MWh que se mantém até 2030. Em relação ao ISP do gás natural em 2020 e 2021, apresenta os mesmos custos nos 3 cenários (0,22 €/MWh e 0,83 €/MWh, respetivamente), já em 2023 no CB o ISP atinge o seu valor máximo de 1,66 €/MWh mantendo-se constante até 2030. A partir 2026, os encargos com o ISP do gás natural estimado nos cenários $CA_1$e $CA_2$ ultrapassam o valor do cenário CB, registando nesse ano 1,91 €/MWh e 2,24 €/MWh. Em 2030, ambos os cenários alternativos atingem o máximo de 2,91 €/MWh.

Na avaliação do custo marginal inerente a cada tecnologia (carvão e CCGT), e na questão de ordem de mérito das tecnologias térmicas, é importante considerar não só o custo de custeio de energia primária incluindo o custo das licenças de emissão de $CO_2$ como também o encargo global com o ISP. Assim, a definição do custo marginal do carvão e da CCGT deve incorporar estas duas componentes de custeio, assumindo-se os 3 cenários distintos CB, $CA_1$ e $CA_2$, como é possível verificar na Figura 4-6.

Figura 4-6 – Custo marginal do Carvão e CCGT incluindo encargos com ISP




Fonte: elaboração ERSE.

Pela análise da Figura 4-6 é possível verificar que o custo marginal do carvão incluindo os encargos com ISP é sempre superior ao da CCGT nos 3 cenários analisados. Neste contexto, e uma vez que o carvão apresenta para todo o horizonte da análise um custo superior ao da CCGT, em termos de ordem de mérito a CCGT por apresentar custos mais baixos irá integrar o *mix* de produção de eletricidade em detrimento do carvão, mesmo no $CA_2$ onde a progressão da taxa de ISP é maior.

Importa referir que o cenário CB, por apresentar uma taxa de ISP constante a partir de 2023, será aquele que apresentará custos marginais mais baixos e nesse sentido o preço de mercado neste cenário comparativamente aos demais será o mais baixo, *ceteris paribus*.

Ao assumir uma progressão linear no cenário CB até atingir 70% em termos de ISP em 2030 dimana obter um resultado muito similar ao cenário $CA_2$, pela razão que não se decidiu considerar este pressuposto e assumir que a taxa do ISP no cenário CB se mantem constante em 40% entre 2023 até 2030.

### IMPACTES ESPECÍFICOS ATRIBUÍDOS A INCORPORAÇÃO DE GASES RENOVÁVEIS

No quadro dos termos de referência do estudo solicitado à ERSE foi igualmente solicitado que se apurasse o impacto de se efetuar uma modulação do regime de ISP em simultâneo com metas de incorporação de gases renováveis, em particular o hidrogénio. Ora, como atrás se referiu, tal conceptualização acarreta duas vertentes de impacte nos custos marginais das centrais de ciclo combinado a gás natural: (i) o custo do gás queimado no processo de produção de eletricidade, que resulta numa mistura de volumes de gás natural e de gases renováveis e numa combinação de preços de aprovisionamento; e (ii) a redução da base de tributação do gás utilizado, na medida em que os gases renováveis não estarão abrangidos pela aplicação do regime de ISP e da taxa de adicional de $CO_2$. Também como se referiu, o primeiro dos efeitos é de complexa estimação com base na informação atualmente existente, sendo a variabilidade de valores de preços dos gases renováveis muito significativa, o que concorre para que os efeitos aqui estimados e apresentados se reportem à redução da base de incidência do regime de ISP (segundo efeito).

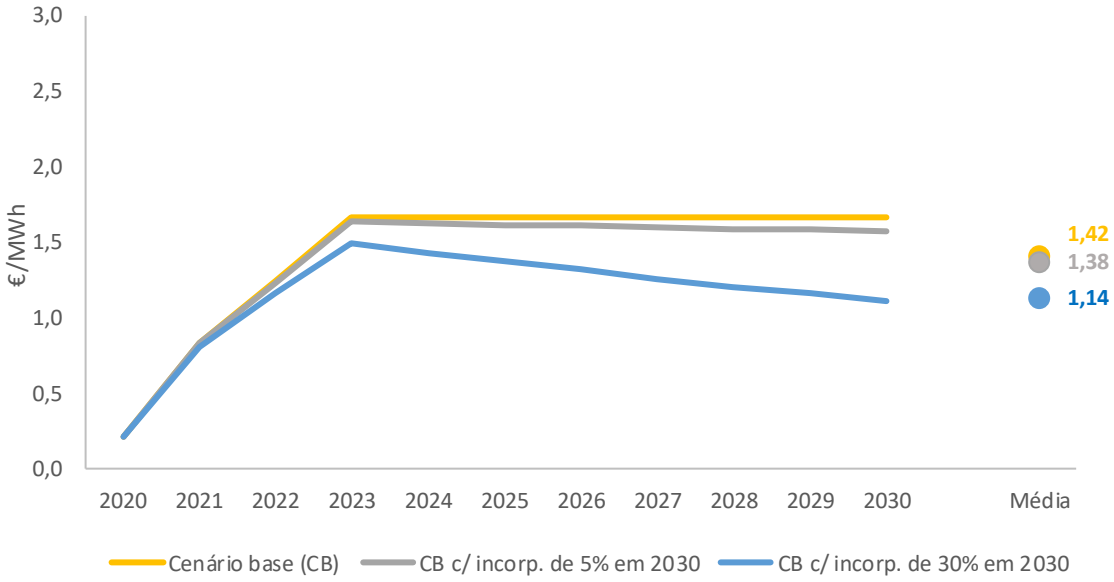
A Figura 4-5 apresentou a estimação dos efeitos de custo adicional decorrente do regime de ISP e adicional de taxa de $CO_2$ para os três cenários constantes dos termos de referência do presente estudo. Nesse contexto, o valor médio entre 2020 e 2030 para o sobrecusto fiscal decorrente do regime de ISP e taxa de adicional de $CO_2$ é de 1,42 €/MWh para o cenário CB e de 1,66 €/MWh e 1,87 €/MWh, respetivamente para o cenário $CA_1$ e cenário $CA_2$. Partindo destes valores, a Figura 4-7, a Figura 4-8 e a Figura 4-9 apresentam os valores que se estimam com a redução da base de incidência de ISP por força de incorporação de gases renováveis em 5% e 30% até 2030[14].

Para o cenário base, a incorporação de gases renováveis pressupõe uma redução da base de tributação do ISP que, por sua vez, pressupõe uma redução do impacte de custo do ISP entre 0,04 €/MWh (incorporação de 5% até 2030) e 0,28 €/MWh (incorporação de 30% até 2030).

[14] A opção metodológica passa por considerar incorporações constantes e lineares entre 2020 e 2030, partindo de valor nulo em 2020 e chegando a cada uma das duas metas limites de 5% (meta limite inferior) e de 30% (meta limite superior).

Figura 4-7 – Efeito de incorporação de gases renováveis entre 5% e 30% até 2030

Cenário CB de ISP



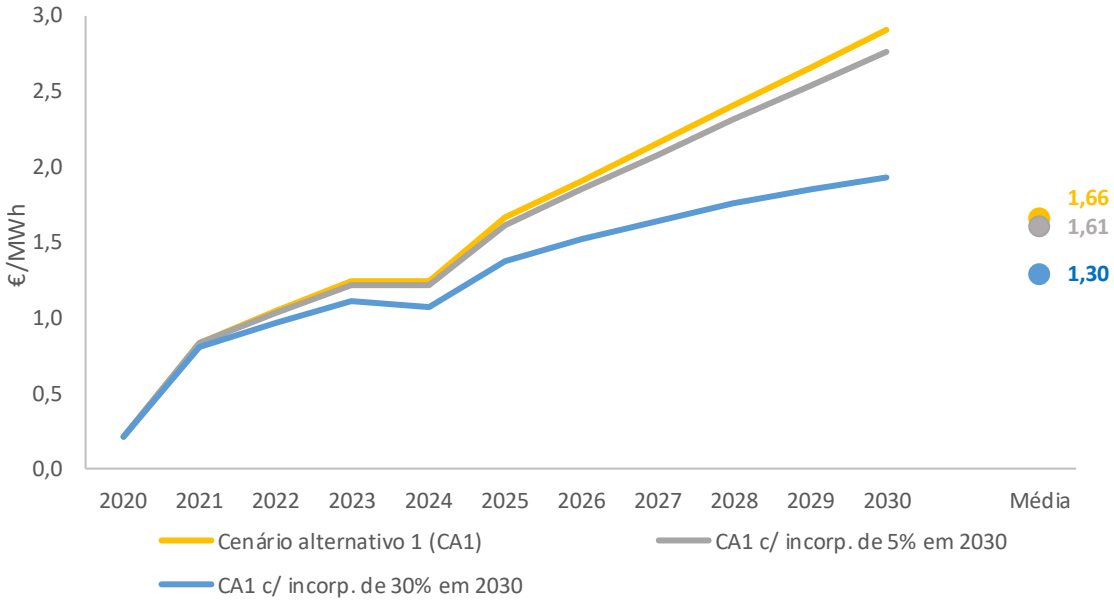

Fonte: elaboração ERSE.

Importa relembrar que o cenário base tem como pressuposto uma manutenção do nível de tributação a partir de 2023, pelo que os valores médios que se obtêm para o período 2020-2030 são necessariamente os que mais aproximados entre si se estimam para os 3 cenários.

Para o cenário $CA_1$, a incorporação de gases renováveis pressupõe uma redução do impacte de custo do ISP entre 0,05 €/MWh (incorporação de 5% até 2030) e 0,36 €/MWh (incorporação de 30% até 2030).

Figura 4-8 - Efeito de incorporação de gases renováveis entre 5% e 30% até 2030

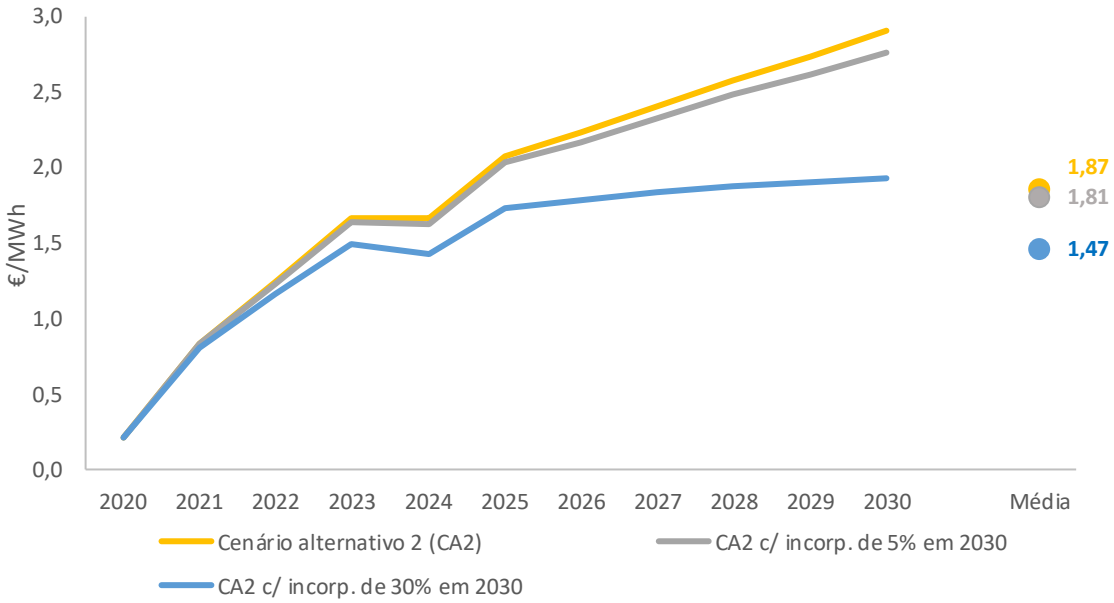
Cenário $CA_1$ de ISP




Fonte: elaboração ERSE.

Figura 4-9 - Efeito de incorporação de gases renováveis entre 5% e 30% até 2030

Cenário $CA_2$ de ISP




Fonte: elaboração ERSE.

Para o cenário alternativo 2, a incorporação de gases renováveis pressupõe uma redução do impacte de custo do ISP entre 0,06 €/MWh (incorporação de 5% até 2030) e 0,40 €/MWh (incorporação de 30% até 2030).

## 4.2 IMPACTES NA COMPOSIÇÃO ESTIMADA DO DIAGRAMA DE PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE

Na Secção **Erro! A origem da referência não foi encontrada.** foi possível concluir, com o contexto metodológico e de pressupostos apresentado, a não ocorrência de uma inversão ordem de mérito entre as centrais CCGT e as centrais a carvão, que se possa diretamente atribuir a repercussão do ISP e da respetiva taxa de adicionamento na definição do custo marginal de cada uma destas tecnologia, para cada um dos cenários do presente estudo (base CB e alternativos $CA_1$ e $CA_2$).

Deve ter-se em conta o que se mencionou relativamente a eventuais impactes da incorporação de gases renováveis na estrutura de custos e, consequentemente, na colocação das centrais CCGT no diagrama de produção de mercado. Todavia, tais efeitos não decorrem diretamente da modulação da progressividade do regime de ISP aplicável à produção a partir de gás natural, estimando-se, inclusivamente, uma diminuição do fator de custeio direto por redução da base tributável.

Neste âmbito e face ao contexto metodológico explicitado na Secção **Erro! A origem da referência não foi encontrada.** do presente estudo, não se estima que a introdução e modulação do regime de ISP às centrais de ciclo combinado a gás natural altere de forma substancial o contexto base apresentado naquela secção. Esta consideração é válida para cada um dos regimes hidrológicos considerados no presente estudo, bem como para cada cenário de trabalho requerido nos termos de referência do estudo. Tal assim sucede porque, como referido, não se altera, por via da introdução e modulação da progressividade do regime de ISP para a produção de eletricidade a partir de gás natural, a ordem de mérito das diferentes tecnologias que, do lado da oferta, concorrem para a satisfação do consumo nacional.

Na Tabela 4-1 é apresentada a estrutura do diagrama de consumo que se estima, na base dos pressupostos enunciados, para o regime hidrológico médio, o qual é válido para cada um dos cenários de estudo (cenário CB, cenário $CA_1$ e cenário $CA_2$).

Tabela 4-1 - Evolução da procura por tecnologia, em GWh, 2020-2030

| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **TOTAL** | **48 899** | **49 168** | **49 452** | **49 745** | **50 043** | **50 345** | **50 646** | **50 783** | **51 272** | **51 595** | **51 926** |
| Hídrica | 12 227 | 12 227 | 12 227 | 12 227 | 12 227 | 12 227 | 12 227 | 12 227 | 12 227 | 12 227 | 12 227 |
| Eólica | 11 988 | 12 142 | 12 301 | 12 464 | 12 628 | 12 795 | 12 963 | 13 089 | 13 308 | 13 484 | 13 667 |
| Solar | 2 501 | 3 764 | 5 042 | 6 335 | 7 644 | 8 969 | 10 694 | 12 399 | 14 210 | 16 002 | 17 821 |
| Outra renovável | 3 968 | 3 992 | 4 016 | 4 039 | 4 063 | 4 085 | 4 090 | 4 080 | 4 099 | 4 104 | 4 113 |
| Outra não renovável | 4 066 | 4 078 | 4 092 | 4 106 | 4 121 | 4 136 | 3 978 | 3 806 | 3 658 | 3 496 | 3 334 |
| Importação | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Carvão | 346 | 346 | 346 | 346 | 346 | 346 | - | - | - | - | - |
| Gás natural | 13 803 | 12 618 | 11 429 | 10 228 | 9 013 | 7 787 | 6 694 | 5 181 | 3 770 | 2 282 | 765 |

Fonte: RMSA-E 2018, elaboração ERSE.

## 4.3 IMPACTES NO PREÇO GROSSISTA DA ELETRICIDADE

A evolução do preço grossista de eletricidade segue, como atrás se mencionou, a regra de um mercado marginalista, em que o custo da última unidade de produção necessária à satisfação da procura é determinante no preço que se forma nesse mesmo mercado. Esta é também a regra de formação de preço que está implícita no algoritmo de mercado para o mercado diário do MIBEL, que serve de mercado grossista à vista para Portugal, nos termos da sua designação como tal no quadro de regras europeias.

Como também já se referiu, o preço de mercado grossista depende da conjugação de vários fatores, dos quais a composição em tecnologia de produção do parque electroprodutor, a estrutura de custos de produção de curto prazo (custos marginais) e o grau de integração com o mercado adjacente, são aspetos essenciais. Em secções anteriores deste estudo já se abordaram as questões de composição, não apenas do parque electroprodutor nacional – que, para o período abrangido pelo estudo, se considerou como tendo por base o RMSA-E 2018 -, como igualmente do *mix* de mercado que é expectável que, conjugado com a estrutura de custos marginais, daí resulte.

Como se verificou, os custos marginais de produção de eletricidade a partir de centrais de ciclo combinado a gás natural são impactados pela modulação que se efetue do regime fiscal de ISP e de adicional da taxa de $CO_2$. As magnitudes de alteração do custo marginal de produção com gás natural variam entre 1,42 €/MWh no cenário CB e 1,87 €/MWh no cenário $CA_2$.

Todavia, as variações apuradas nos custos marginais de produção com gás natural não são os impactes no preço marginal de mercado grossista de eletricidade, na medida em que é necessário que se considerem apenas as horas em que a produção a gás natural assume a condição marcadora de preço (é a última

unidade de produção necessária à satisfação da procura). Por outro lado, importa reter que há um efeito indireto do custeio da produção com gás natural na valia do recurso hídrico de modulação de fecho de mercado, que reflete o custo de oportunidade da sua utilização pelo valor de utilização da tecnologia que substitui ou evita.

Deste modo, para se aferir os impactes em preço de mercado grossista de eletricidade produzida a partir de centrais de ciclo combinado a gás natural é necessário estabelecer a percentagem do tempo em que é esta tecnologia a marcar preço em mercado marginalista, bem como a percentagem do tempo em que é o recurso hídrico a fazê-lo, mas refletindo a valorização das centrais de ciclo combinado.

O regime de funcionamento do mercado grossista do MIBEL tem demonstrado, ao longo dos últimos 10 anos completos (2010 a 2019, inclusive) que a produção de eletricidade a partir de centrais de ciclo combinado tem assumido claramente um papel marginalista em regime médio, com utilizações reduzidas sempre que o diagrama de produção reflete abundância do recurso hídrico e eólico. Marcadamente, a produção a partir de centrais de carvão tem assumido um papel submarginal, o que equivale a dizer que, de forma reiterada, não é a tecnologia que marca o preço de mercado. Ora, da avaliação de impactes na composição do *mix* de produção de eletricidade para o período 2020 a 2030, resulta que, embora por razões diferentes, o carvão continuará a não ser uma tecnologia marcadora de preço, e o gás natural assumirá o papel de tecnologia de fecho do diagrama com relativa frequência.

Alguma semelhança de padrões de presença na zona marginalista da curva de oferta, entre o regime passado e o regime que se espera vir a concretizar-se no período 2020 a 2030, permite que se utilize como melhor aproximação da estimação do tempo em que o custo da produção com gás natural determina a marcação do preço do mercado marginalista, seja diretamente, seja por via indireta como guia de valorização para o recurso hídrico. Assim, entre 2010 e 2019, considerando todos os blocos de oferta com preço ofertado entre 95% e 100% do preço de mercado que se veio a registar (o segmento de oferta marginalista), observou-se que, em regime médio, a produção a gás natural ou hídrica assim valorizada se encontrava presente nesse segmento de oferta em 66% do tempo. Nos anos em que se considera ter havido um regime húmido, esse valor desce para 58% e nos anos em que se observou um regime seco sobe para 68%. A Tabela 4-2 explicita esses valores.

Tabela 4-2 – Presença das tecnologias CCGT e hídrica de substituição na zona marginal do preço de mercado grossista de eletricidade

| Regime hidrológico | Anos em consideração | Presença de CCGT e hídrica marginal (em % do tempo) |
|---|---|---|
| Regime húmido | 2010, 2013, 2014, 2016 | 57,9% |
| Regime médio | 2010 a 2019 | 66,1% |
| Regime seco | 2012, 2015, 2017, 2019 | 68,1% |

Fonte: dados OMIE, elaboração ERSE.

Neste contexto, tendo presente que a composição do *mix* de produção estimada para o período de 2020 a 2030, com os pressupostos anteriormente explicitados, explicita a presença das duas tecnologias de forma persistente no diagrama de mercado e com uma hierarquização dos custos que é consistente com a sua condição marginalista, bem assim como a avaliação da presença destas tecnologias no segmento de oferta marginalista nos últimos 10 anos completos – a melhor estimativa que se pode efetuar para o comportamento futuro -, a variação do custo marginal de produção a partir de centrais de ciclo combinado a gás natural que se apura para cada cenário de trabalho solicitado à ERSE é aqui estimada, para regime hidrológico médio, na relação de 1 para 0,66. Ou seja, uma vez que se estima que, para o cenário base, o valor médio de incremento do custo marginal por força do regime de ISP seja de 1,42 €/MWh, o seu reflexo no preço marginal de mercado assumindo o regime hidrológico médio será de 0,94 €/MWh. O mesmo raciocínio pode fazer-se para a totalidade das variações de cenários, isto é, para todas as combinações dos cenários constantes dos termos de referência com os três regimes hidrológicos aqui trabalhados. A Tabela 4-3 apresenta a súmula dos impactes em preço de mercado nas diferentes combinações de cenários.

Tabela 4-3 – Impactes em preço de mercado grossista de eletricidade

| Regime Hidrológico | Cenário base CB<br><br>*ISP e taxa de carbono com taxas correspondentes a 20% em 2021, 30% em 2022 e 40% em 2023* | Cenário alternativo 1 CA1<br><br>*ISP e taxa de carbono com taxas correspondentes a 20% em 2021, 25% em 2022, 30% em 2023, 40% em 2025 e 70% em 2030* | Cenário alternativo 2 CA2<br><br>*ISP e taxa de carbono com taxas correspondentes a 20% em 2021, 30% em 2022, 40% em 2023, 50% em 2025 e 70% em 2030* |
|---|---|---|---|
| Regime húmido | 0,82 €/MWh | 0,96 €/MWh | 1,08 €/MWh |
| Regime médio | 0,94 €/MWh | 1,10 €/MWh | 1,24 €/MWh |
| Regime seco | 0,96 €/MWh | 1,13 €/MWh | 1,27 €/MWh |

## 4.4 IMPACTES NOS VOLUMES DE GÁS NATURAL CONTRATADO PARA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE

A mobilização de volumes de gás natural para produção de eletricidade depende necessariamente da extrapolação que se efetua para a composição do diagrama de produção despachada em mercado grossista de eletricidade, o qual é, de forma resumida, o resultado da interação da procura e da oferta, com esta última a observar o critério de ordenação pelo mérito económico do custo de produção, dada uma determinada estrutura de composição de partida para o parque electroprodutor. Para as CCGT resulta particularmente relevante a aferição da evolução dos custos da energia primária (gás natural) e da sua confrontação com a evolução da restante produção térmica despachável (carvão, no caso do sistema português).

Como atrás se referiu e se apresentou de modo relativamente extensivo, a composição do parque electroprodutor é, neste estudo, considerada tendo por base a evolução traçada no RMSA-E 2018, desde logo quanto ao comissionamento de nova produção renovável e à saída de centrais térmicas a carvão. Neste contexto, importa reter as considerações de base que se efetuaram a respeito da evolução futura dos custos marginais de produção de eletricidade, desde logo tendo presente a evolução dos preços a futuro de carvão e de gás natural, bem como a abordagem seguida no tratamento de incorporação de gases renováveis no SNGN, cujos impactes se avaliam exclusivamente a respeito da sua repercussão direta na base tributável de ISP e do adicional de $CO_2$.

Assim, limitando as repercussões em preço da referida incorporação de gases renováveis, a evolução esperada dos custos marginais de produção de eletricidade de fontes térmicas[15] não é suscetível que ocorram, no período 2020 a 2030, quaisquer alterações da ordem e mérito dos custos marginais entre carvão e gás natural, pelo que a produção de eletricidade com recurso a carvão se manterá residual até final do período de vida económica das centrais que utilizam esta tecnologia no SEN. Neste sentido, a produção despachada em mercado por centrais de ciclo combinado a gás natural assumirá quase em exclusivo o papel de tecnologia marginal em cenário hidrológico médio, sendo o seu custo a referência para a avaliação económica da produção hidroelétrica com recurso a armazenamentos hídricos.

Assumindo o despacho económico e o custo relativo da produção térmica, não se estima que a diferente modulação do regime de ISP e da taxa adicional de $CO_2$ sobre as CCGT, seja, por si só, suscetível de alterar o padrão de mobilização de quantidades de gás natural para produção de eletricidade. Com efeito, a alteração de volumes de gás natural para produção de eletricidade acontece apenas por força da alteração dos cenários hidrológicos, sendo que os impactes estimados na alteração do custo fiscal (com os diferentes cenários de ISP e da taxa de adicional de $CO_2$) apenas se refletem na curva de preços grossistas de eletricidade (como atrás apresentado), não sendo a sua magnitude suficiente para alterar a posição relativa dos custos marginais da produção térmica (a produção de eletricidade a gás natural continua a ser estruturalmente mais barata que a de carvão), o que significa uma não alteração do programa de mobilização de quantidades de gás natural.

Tendo presente a diferente cenarização da produção de eletricidade no período compreendido entre 2020 e 2030, que, recorde-se, não é alterada pela modulação do regime fiscal de ISP e da taxa de adicional e $CO_2$ aplicável ao gás natural, a mobilização de gás natural observa alterações em volume apenas atribuíveis ao regime hidrológico que se considere, variando entre um volume médio anual de 8,43 TWh/ano de gás natural no regime húmido e 22,49 TWh/ano de gás natural no regime seco, com o valor em regime médio a situar-se em 14,9 TWh/ano de gás natural. Estes valores são explicitados na Figura 4-10.

[15] Relevância particular para a evolução das cotações a futuro do carvão e do gás natural nos mercados internacionais com referência para a Europa, bem como a perspetiva de evolução *forward* do custo das licenças de emissão de $CO_2$.

Figura 4-10 – Volumes médios estimados de gás natural para produção de eletricidade

| | *2020-30* |
|---|---|
| **Procura total (MWh eletricidade)** | *50 352* |
| Vol. GN em cenário húmido [MWh (t)] | *8 430* |
| Vol. GN em cenário médio [MWh (t)] | *14 896* |
| Vol. GN em cenário seco [MWh (t)] | *22 489* |

## 4.5 IMPACTE NO NÍVEL DE PROVEITOS PERMITIDOS NO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Na secção anterior foi explicitado que, com o presente estudo, não se estimam alterações nos volumes de gás natural mobilizados para a produção de eletricidade e que se possam diretamente atribuir a uma diferente modulação do regime fiscal do ISP e da taxa de adicional do $CO_2$. Em concreto, para cada um dos regimes hidrológicos considerados, os volumes de gás natural a mobilizar para a produção de eletricidade são os mesmos nos três cenários considerados nos termos de referência deste estudo – cenário base (CB) e cenários alternativos 1 e 2 ($CA_1$ e $CA_2$).

Os impactes que a possível diferença existente na mobilização de gás natural para a produção de eletricidade no funcionamento do SNGN e, em particular, no que à receita tarifária decorrente da utilização das infraestruturas de transporte e de distribuição de gás natural, são identificáveis na medida em que a diferente modulação do regime fiscal que é objeto deste estudo possa ter nos trânsitos nestas infraestruturas. Ora, decorrente do que atrás se expôs relativamente à estimação de impactes em volumes contratados de gás natural para produção de eletricidade, que diretamente se possam atribuir a diferenciação da progressividade do regime de ISP e taxa de adicional de $CO_2$ aplicáveis às centrais de ciclo combinado a gás natural, que, como referido no ponto anterior, conclui por uma inexistência de impactes materiais neste aspeto específico, não se estima igualmente que possam ocorrer alterações no valor das receitas tarifárias de veiculação de gás natural nas redes do SNGN.

## 4.6 IMPACTES NO PREÇO GROSSISTA DO GÁS NATURAL

O mercado português de gás natural é, numa perspetiva europeia, um mercado de dimensão reduzida, como, de resto se observou atrás na secção relativa à sua caracterização neste documento. Por outro lado, ainda que não exista para já uma referência de preço de mercado organizado para a entrega de gás natural em Portugal, a sua concretização – que, como referido, se espera que ocorra a curto prazo, ainda que num regime de menor integração ibérica que o desejável – não é suscetível de alterar o regime de formação de preços nos *hub* existentes.

Com efeito, ainda que existissem excedentes de gás natural por força da alteração do regime fiscal de ISP que é aplicado a este vetor de energia – o que se viu anteriormente que não é o caso -, tais volumes, pela reduzida dimensão relativa do mercado português e da sua própria expressão não afetariam a formação do preço em mercado grossista. Como foi observado na caracterização do mercado grossista de gás natural, uma parte significativa do *trading* deste vetor energético e concretizado através do recurso a negociação OTC, em muitas situações com recurso a operações de troca de posições curtas e longas, incluindo no referencial temporal, o que implica uma maior fungibilidade dos mercados regionais, que é naturalmente favorecida pela maior capacidade de arbitragem que o GNL permite face aos trânsitos por gasoduto.

Em síntese, para todos os cenários abordados neste estudo, não se estima que ocorram alterações na formação do preço do gás natural com referência à área portuguesa, tanto por força da inexistência de alterações de volumes que se possam atribuir a alteração na modulação do regime fiscal de ISP, como da ação combinada da reduzida expressão relativa do mercado português e da maior fungibilidade dos mercados grossistas de gás natural quando comparados com outros vetores energéticos.

# 5 CONCLUSÕES

Tendo como ponto de partida os termos de referência existentes para a produção deste estudo (que se apresentam em anexo a este documento), procurou aqui concretizar-se quais os impactes que se podem estimar com a adoção de três cenários para a progressividade do regime de ISP aplicável ao gás natural e da taxa de adicional de $CO_2$.

Importa reter que foi solicitado que a ERSE considerasse neste estudo também os efeitos decorrentes de uma incorporação de gases renováveis no SNGN entre um valor mínimo de 5% e 30% até 2030. Por razões que atrás se expuseram, o estudo isola os efeitos desta incorporação no que diz respeito à modulação do regime fiscal, não se estimando os efeitos em preço de produção de eletricidade com uma combinação de gás natural e outros gases renováveis – o que se reveste de especial complexidade, não compatível com o objetivo do presente estudo e que pode, se assim for entendido, suscitar um estudo específico e autónomo.

Da análise aqui efetuada, expurgada como referido dos efeitos em preço final de gás natural com a incorporação de gases renováveis, foi possível concluir que a adoção de diferentes progressividades para o regime de aplicação de ISP ao gás natural consumido na produção de eletricidade tem efeitos materiais restringidos ao custo marginal de produção de eletricidade desta tecnologia e no preço grossista da eletricidade, não afetando genericamente o mercado de gás natural.

A Tabela 5-1 resume o conjunto de impactes apurados, sendo observável, como referido, que a diferente cenarização pedida à ERSE apenas se reflete no custeio das CCGT e no preço do mercado da eletricidade. Como se esperava, dada uma maior progressividade do imposto, o cenário alternativo $CA_2$ apresenta maiores impactes, tanto ao nível do incremento de custo marginal como do preço médio de mercado grossista de eletricidade. Do mesmo modo, em regime hidrológico seco, quando a produção térmica é mais presente para satisfação dos consumos, os impactes são também mais elevados, em particular no que ao preço de mercado diz respeito.

Com a manutenção de uma ordem de mérito de custos de produção que coloque a produção térmica a carvão mais cara que a produção a partir de centrais CCGT, não se estima que ocorram alterações no diagrama de produção de mercado por força de alterações de progressividade no ISP aplicado às centrais CCGT. Daqui decorre que os impactes na mobilização de gás natural para a geração elétrica não sofrem alterações, senão por força do regime hidrológico considerado, pelo que efeitos quer em receita tarifária

por utilização de infraestruturas de gás natural, quer em preço grossista desta energia não se produzem de forma material.

Tabela 5-1 - Resumo de impactes estimados

| Impactes estimados | Cenário base<br>CB<br><br>*ISP e taxa de carbono com taxas correspondentes a 20% em 2021, 30% em 2022 e 40% em 2023* | Cenário alternativo 1<br>$CA_1$<br><br>*ISP e taxa de carbono com taxas correspondentes a 20% em 2021, 25% em 2022, 30% em 2023, 40% em 2025 e 70% em 2030* | Cenário alternativo 2<br>$CA_2$<br><br>*ISP e taxa de carbono com taxas correspondentes a 20% em 2021, 30% em 2022, 40% em 2023, 50% em 2025 e 70% em 2030.* |
|---|---|---|---|
| Impactes na estrutura de custos marginais de CCGT | ISP acarreta aumento de 1,42 €/MWh | ISP acarreta aumento de 1,66 €/MWh | ISP acarreta aumento de 1,87 €/MWh |
| Impactes no *mix* de produção elétrico | Não se estimam alterações do *mix* de produção diretamente atribuíveis ao regime de ISP e adicional de $CO_2$ | Não se estimam alterações do *mix* de produção diretamente atribuíveis ao regime de ISP e adicional de $CO_2$ | Não se estimam alterações do *mix* de produção diretamente atribuíveis ao regime de ISP e adicional de $CO_2$ |
| Impactes no preço grossista de eletricidade | Preço médio de mercado grossista impactado entre 0,82 €/MWh (regime húmido) e 0,96 €/MWh (regime seco); em regime médio acréscimo de 0,94 €/MWh | Preço médio de mercado grossista impactado entre 0,96 €/MWh (regime húmido) e 1,13 €/MWh (regime seco); em regime médio acréscimo de 1,10 €/MWh | Preço médio de mercado grossista impactado entre 1,08 €/MWh (regime húmido) e 1,27 €/MWh (regime seco); em regime médio acréscimo de 1,24 €/MWh |
| Impactes no volume de gás natural mobilizado | Cen. Húmido – 8,43 TWh<br>Cen. Médio – 14,9 TWh<br>Cen. Seco – 22,49 TWh | Inexistentes - não se alteram volumes face a cenário base | Inexistentes - não se alteram volumes face a cenário base |
| Impactes na receitas tarifárias | n.a. | Inexistentes - não se alteram receitas face a cenário base | Inexistentes - não se alteram receitas face a cenário base |
| Impactes no preço grossista de gás natural | n.a. | Inexistentes – volumes não se alteram e dimensão relativa baixa do SNGN | Inexistentes – volumes não se alteram e dimensão relativa baixa do SNGN |

# 6 ANEXOS

## 6.1 ANEXO I - TERMOS DE REFERÊNCIA ENVIADOS À ERSE

### Operacionalização do Orçamento de Estado 2020

**Artigo 349.º, n.º 13 - Disposição transitória em matéria de produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade, eletricidade e calor ou gás de cidade**

**ESTUDO SOBRE OS IMPACTES DA ACELERAÇÃO DO FIM DA ISENÇÃO DE ISP E TAXA DE CARBONO SOBRE A GERAÇÃO DE ELETRICIDADE EM CENTRAIS TÉRMOELÉTRICAS A GÁS NATURAL**

**I. Objetivo**

O Orçamento de Estado para 2020, aprovado pela Lei n.º 2/2020, de 31 de março, inclui uma nova norma, a qual determina que "*durante o ano de 2020, os produtos classificados pelos códigos NC 2711, utilizados na produção de eletricidade, com exceção dos usados nas regiões autónomas, são tributados com uma taxa correspondente a 10% da taxa de ISP e com uma taxa correspondente a 10% da taxa de adicionamento sobre as emissões de $CO_2$, previstas, respetivamente, nos artigos 92.º e 92.º-A do Código dos IEC*" e que "*nos anos subsequentes, as percentagens previstas no número anterior são alteradas a partir de 1 de janeiro de cada ano, nos seguintes termos: a) 20% em 2021; b) 30% em 2022; c) 40% em 2023*".

Acresce que o n.º 13 deste artigo prevê que "durante o ano de 2020, o Governo estuda a melhor forma de acelerar a progressividade da diminuição da isenção em sede de ISP e taxa de adicionamento sobre as emissões de $CO_2$, por forma a alinhá-los com os estímulos à introdução no consumo de gases renováveis e assegurar a sua contribuição eficaz para o cumprimento das metas expressas no Roteiro para a Neutralidade Carbónica em 2050, no Plano Nacional Energia e Clima 2030 e os demais objetivos de ação climática e transição energética."

Assim, para reforçar a avaliação dos impactes decorrentes desta norma, mas sobretudo para fundamentar a possibilidade de aceleração, face ao atualmente determinado, do fim da isenção do imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos (ISP) e taxa de carbono, sobre o Gás Natural (GN) consumido na produção de eletricidade, conjugada com a progressiva injeção de gases renováveis no Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), importa efetuar um estudo que avalie e quantifique os impactes decorrentes destas medidas.

Face ao objeto de estudo, deverá ser solicitada à ERSE a sua execução.

II – Cenários de progressão

a) **Cenário base**: ISP e taxa de carbono com taxas correspondentes a 20% em 2021, 30% em 2022 e 40% em 2023.
b) **Cenários alternativos**: Simular diferentes ritmos de crescimento da tributação em sede de ISP e de taxa de carbono até se atingir a taxa correspondente a 70% da taxa de ISP e taxa correspondente a 70% da taxa de adicionamento sobre as emissões de $CO_2$ em 2030, nomeadamente CA1 - ISP e taxa de carbono com taxas correspondentes a 20% em 2021, 25% em 2022, 30% em 2023 e 40% em 2025; CA2 - ISP e taxa de carbono com taxas correspondentes a 20% em 2021, 30% em 2022, 40% em 2023 e 50% em 2025. Simultaneamente, efetuando incorporações crescentes de gases renováveis, nomeadamente hidrogénio, no SNGN, no mínimo de 5% até um máximo de 30% em 2030.

III. Impactes

Para efeitos do presente estudo, considera-se relevante que sejam estudados os impactes nas seguintes variáveis e a sua evolução no tempo:

- Preço do mercado grossista de eletricidade português;
- Consumo de GN;
- Tarifas de acesso à rede de GN;
- Preço do mercado grossista de gás natural português.

A lista de variáveis indicada não é exaustiva, pelo que os impactes das alterações, objeto do presente estudo, sobre outras variáveis relevantes deverão ser necessariamente incluídos.

## 6.2 LEI DO ORÇAMENTO DO ESTADO PARA 2020

*"Lei n.º 2/2020*
*de 31 de março*

*Orçamento do Estado para 2020*

*CAPÍTULO II*
*Impostos indiretos*

*SECÇÃO III*
*Impostos especiais de consumo*

***Artigo 349.º***

***Disposição transitória em matéria de produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade, eletricidade e calor ou gás de cidade***

*1 — Durante o ano de 2020, os produtos classificados pelos códigos NC 2701, 2702 e 2704, que sejam utilizados na produção de eletricidade, de eletricidade e calor (cogeração), ou de gás de cidade, por entidades que desenvolvam essas atividades como sua atividade principal, são tributados com uma taxa correspondente a 50 % da taxa de imposto sobre produtos petrolíferos e energéticos e com uma taxa correspondente a 50 % do adicionamento sobre as emissões de CO2 previstas, respetivamente, nos artigos 92.º e 92.º -A do Código dos IEC.*

*2 — O cálculo da taxa prevista na parte final do número anterior é feito com base num preço que resulta da diferença entre o preço de referência para o CO2 estabelecido em 25 €/tCO2 e o preço resultante da aplicação do n.º 2 do artigo 92.º -A do Código dos IEC, com o limite máximo de 5 €/tCO2.*

*3 — Nos anos subsequentes, as percentagens previstas no n.º 1 são alteradas a partir de 1 de janeiro de cada ano, nos seguintes termos:*
*a) 75 % em 2021;*
*b) 100 % em 2022.*

*(...)*

*6 — Durante o ano de 2020, os produtos classificados pelos códigos NC 2711, utilizados na produção de eletricidade, com exceção dos usados nas regiões autónomas, são tributados com uma taxa correspondente a 10 % da taxa de ISP e com uma taxa correspondente a 10 % da taxa de adicionamento sobre as emissões de CO2, previstas, respetivamente, nos artigos 92.º e 92.º -A do Código dos IEC.*

*7 — Nos anos subsequentes, as percentagens previstas no número anterior são alteradas a partir de 1 de janeiro de cada ano, nos seguintes termos:*
*a) 20 % em 2021;*
*b) 30 % em 2022;*
*c) 40 % em 2023.*

*8 — Aos produtos previstos nos n.os 4 e 6 utilizados em instalações abrangidas pelo Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), incluindo as abrangidas pela Exclusão Opcional prevista no CELE, não se aplica a taxa de adicionamento sobre as emissões de CO2.*

*9 — O disposto nos n.os 4 a 7 não é aplicável aos biocombustíveis, ao biometano, hidrogénio verde e outros gases renováveis.*

*(…)*

*13 — Durante o ano de 2020, o Governo estuda a melhor forma de acelerar a progressividade da diminuição da isenção em sede de ISP e taxa de adicionamento sobre as emissões de CO2, por forma a alinhá-los com os estímulos à introdução no consumo de gases renováveis e assegurar a sua contribuição eficaz para o cumprimento das metas expressas no Roteiro para a Neutralidade Carbónica em 2050, no Plano Nacional Energia e Clima 2030 e os demais objetivos de ação climática e transição energética."*

## 6.3 OUTRAS REFERÊNCIAS

Documentação em anexo