

O *Dashboard* INFRA-G apresenta dados atualizados sobre a utilização das infraestruturas do Sistema Nacional de Gás

Consulte o *Dashboard* INFRA-G, onde pode ver gráficos dinâmicos e informação histórica agregada ou desagregada.

Aceda [aquí](#)

## Índice

1. Terminal de GNL de Sines .....	1
2. Armazenamento Subterrâneo de Gás .....	2
3. Interligação com Espanha .....	3
4. Rede Nacional de Transporte de Gás .....	4
5. Indicadores da RNTIAT .....	4
6. Balanço Global na RNTIAT .....	5
7. Regulamentação .....	5

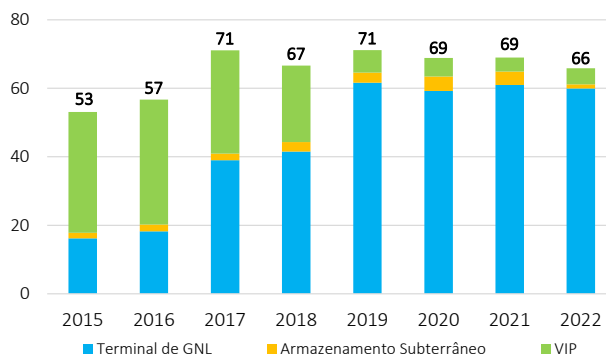
## DESTAQUE

Nesta edição do boletim é apresentado o balanço anual da utilização das infraestruturas de gás integradas no Sistema Nacional de Gás (SNG), nomeadamente a Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), o Armazenamento Subterrâneo de Gás (AS), o Terminal de Gás Natural Liquefeito (GNL) e a Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG). São também analisados os resultados alcançados nos níveis de enchimento das infraestruturas de AS de gás para assegurar o consumo no inverno, face aos objetivos definidos pela Comissão Europeia para enfrentar a atual crise energética do gás. Adicionalmente, é apresentado o balanço energético das infraestruturas do SNG. Finalmente, é elencada a principal regulamentação aplicada ao setor do gás.

### 1 TERMINAL DE GNL DE SINES

O Terminal de GNL de Sines foi a principal infraestrutura de entrada de gás natural no SNG. Em 2022, o Terminal de GNL de Sines representou cerca de 60 TWh e 93% do gás natural importado e injetado na RNTG, conforme apresentado na Figura 1.

Figura 1 – Entrada de gás na RNTG, em TWh

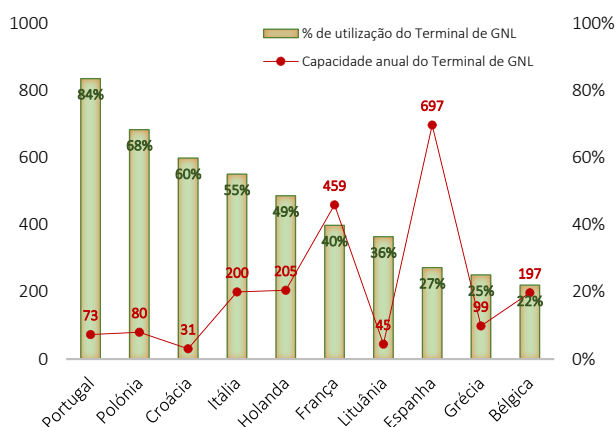


O Terminal de GNL de Sines realizou 70 operações de descarga de navios metaneiros, sendo este o valor mais elevado de sempre e representando um aumento em 9,4%, face a 2021. A receção de GNL foi de 63,3 TWh.

O gás recebido no Terminal de GNL teve diferentes origens, com destaque para a Nigéria (34 navios metaneiros), EUA (24), Trinidad & Tobago (8), Rússia (3) e Guiné Equatorial (1).

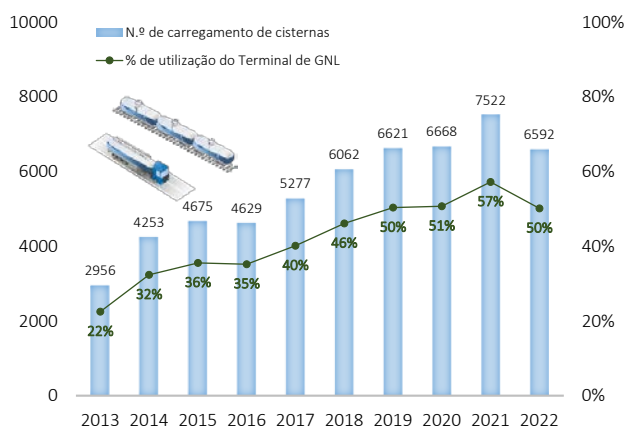
A utilização do Terminal de GNL de Sines tem sido praticamente plena, sendo a capacidade firme de regaseificação totalmente contratada pelo quarto ano-gás consecutivo. Em 46% dos dias, a regaseificação atingiu mais de 90% da capacidade disponível. A taxa de utilização da capacidade de regaseificação de GNL em Portugal (84%) foi a maior da Europa em 2022, conforme apresentado na Figura 2 [fonte: GIE].

**Figura 2 – Taxa de utilização (%) e capacidade de regaseificação (TWh) na Europa em 2022**



Além da regaseificação para a RNTG, o Terminal de GNL oferece outros serviços, como o carregamento de cisternas. Em 2022, foram abastecidas 6 592 cisternas de GNL, correspondentes a 1,9 TWh (vd. Figura 3). O número de enchimentos de cisternas diminuiu 12,4% face a 2021.

**Figura 3 – Número de carregamentos de cisternas e utilização da capacidade de carga no Terminal de GNL**

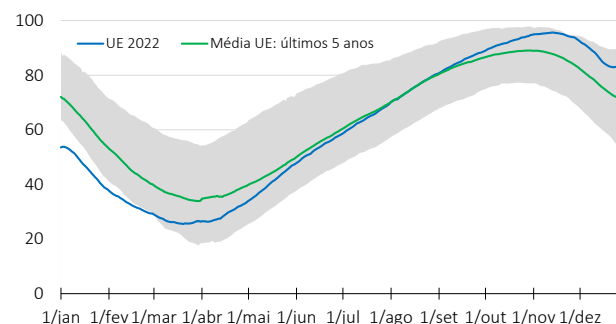


## 2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS

Em resposta à crise energética do gás, a Comissão Europeia publicou o plano REPowerEU, com medidas para economizar energia, diversificar o aprovisionamento e acelerar a transição da Europa para as energias limpas. Uma das medidas foi fixar em 80% o nível mínimo de reservas de gás em instalações subterrâneas até 1 de novembro de 2022, aumentando para 90% nos anos seguintes.

A nível europeu, o valor do gás armazenado em cavernas atingiu 94%, em 1 de novembro de 2022, em linha com a meta prevista no plano REPowerEU, sendo este valor de 83% no final de ano (vd. Figura 4).

**Figura 4 - Stock no armazen. subterrâneo na UE (%)**

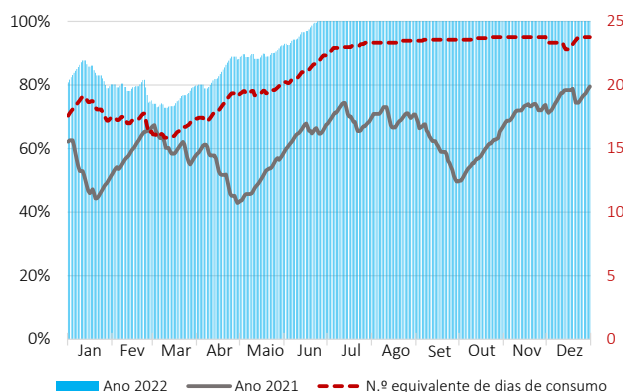


Em Portugal, o *stock* de gás armazenado em cavernas, situadas na região de Leiria, em 1 de novembro de 2022, foi de 109% da capacidade comercial firme disponível em base anual, mantendo-se até ao final de 2022 (vd. Figura 5), o que equivale 24 dias de consumo médio nacional.

A capacidade de armazenamento e de injeção foram utilizadas a mais de 90% da sua capacidade máxima em 61% e 42%, respetivamente.

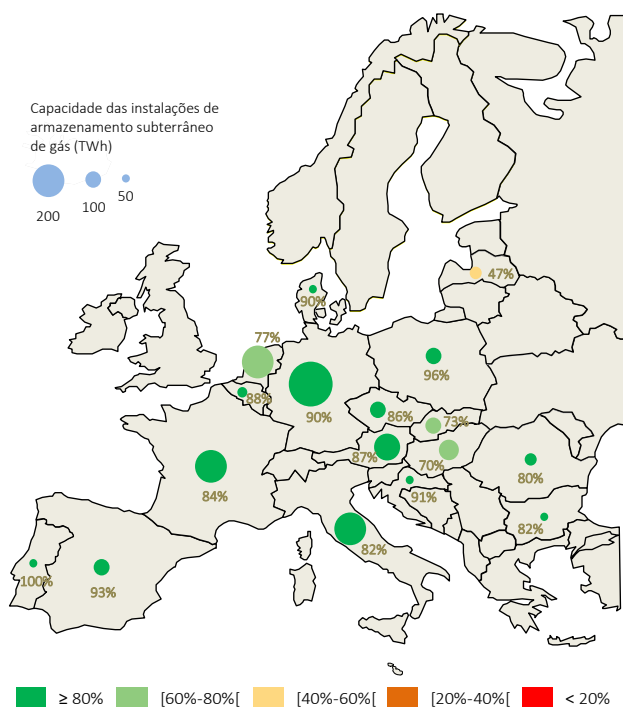
No final de 2022, o Governo Português anunciou uma nova estratégia que visa a criação de reservas estratégicas de gás natural, à semelhança do que acontece já com os combustíveis. Nesta decisão foi incluída a construção de novas cavernas de armazenamento de gás.

**Figura 5 - Níveis de *stock* nas instalações de armazenamento subterrâneo em Portugal, em %**



Na Europa Central, os níveis de *stock* de gás são ligeiramente mais baixos (vd. Figura 6).

**Figura 6 – Níveis de *stock* nas instalações de armazenamento subterrâneo, 31 de dezembro de 2022**



Fonte: GIE

### 3 INTERLIGAÇÃO COM ESPANHA

A Rede Nacional de Transporte de Gás tem um Ponto Virtual de Interligação (VIP Ibérico) na fronteira com a rede espanhola. O VIP Ibérico consiste na união de duas interligações na fronteira Portugal-Espanha,

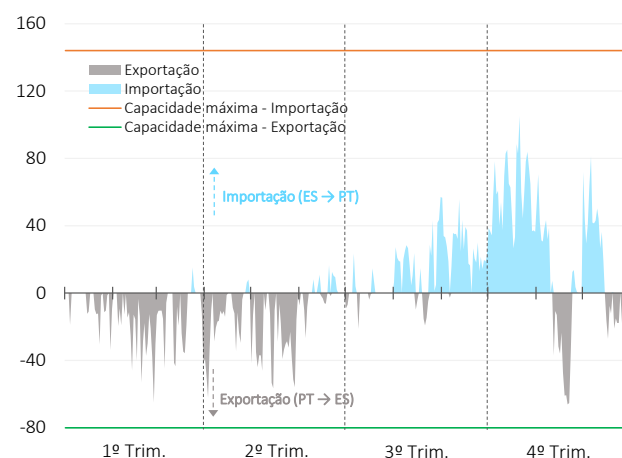
nomeadamente as interligações de Campo Maior-Badajoz e Valença-Tuy.

Em 2022, o volume exportado de gás a partir de Portugal totalizou 3,5 TWh, correspondendo a um aumento de 30% face ao período homólogo. O gás destinado à exportação entrou em Portugal através do Terminal de GNL de Sines, onde foi regaseificado e injetado na rede de transporte de gás.

Por sua vez, o volume de importação de gás a partir do VIP Ibérico totalizou de 4,7 TWh, representando um aumento na importação de gás de 14% relativamente ao período homólogo.

A Figura 7 mostra a evolução diária do saldo importador de gás no VIP Ibérico em 2022. Para o período em análise, o saldo importador foi de 1 185 GWh (valor pouco superior ao equivalente à descarga de um navio metaneiro), mas menos 17% do que em 2021. Os períodos do ano em que a importação de gás foi mais expressiva foram o terceiro e quarto trimestres.

**Figura 7 – Evolução do fluxo diário de gás no VIP Ibérico, em 2022, em GWh**



A atual utilização do VIP Ibérico é bastante diferente do passado recente, em que chegou a ser o principal ponto de entrada de gás em Portugal.

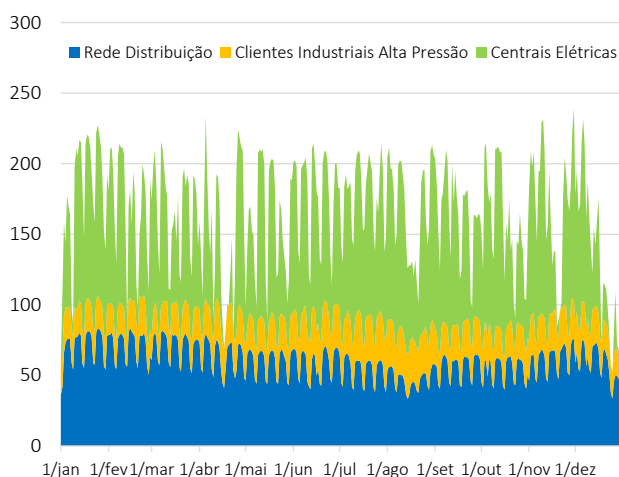
#### 4 REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS

O consumo de gás em Portugal, em 2022, foi de 61,8 TWh (59,9 TWh, excluindo as redes abastecidas por UAG), menos 3,3% do que no mesmo período do ano anterior. Este decréscimo do consumo de gás é especialmente visível no segmento industrial (-32,7% no consumo industrial em alta pressão), mas também nos consumidores mais pequenos (-11,5% no consumo das redes de distribuição). O consumo final de gás (“consumo convencional”) regista, portanto, uma variação homóloga negativa de 23%, atingindo 33,7 TWh (31,8 TWh sem as redes de UAG). Este período está preponderantemente marcado pela elevada volatilidade nos preços de gás, no contexto da agressão militar da Rússia na Ucrânia.

No caso do consumo de gás para produção de energia elétrica, o valor foi de 28,1 TWh em 2022, correspondendo a um crescimento de 26% face ao período homólogo de 2021. O aumento do consumo das centrais a gás está associado ao prolongado período de seca e à desativação das centrais a carvão.

O ano de 2022 foi marcado pela primeira injeção de hidrogénio nas redes de gás em Portugal, através do projeto-piloto da Setgás (“[GreenPipeline](#)”).

**Figura 8 – Evolução do consumo diário de gás, em GWh, em 2022**



#### 5 INDICADORES DA RNTIAT

##### Balanço da RNTG e outros indicadores (valores acumulados desde janeiro)

	Unidades: GWh		
	Dezembro 2022	Dezembro 2021	Var. [%]
<b>Entradas RNTG</b>	65 848	69 004	-4,6
Interligações	4 709	4 138	13,8
Campo Maior	4 376	3 252	34,6
Valença	333	886	-62,4
Terminal de GNL	59 939	60 974	-1,7
Armaz. Sub.	1 200	3 892	-69,2
<b>Saídas RNTG</b>	65 647	68 979	-4,8
Interligações	3 524	2 709	30,1
Campo Maior	3 019	2 244	34,5
Valença	505	465	8,6
Armaz. Sub.	2 229	4 586	-51,4
<b>Saídas Consumo</b>	59 894	61 684	-2,9
Rede Distrib.	22 121	25 009	-11,5
C. Elétricas	28 110	22 327	25,9
Industriais AP	9 663	14 348	-32,7
<b>Saldo importador da interligação</b>	-1 185	1 429	-17,1
<b>Saldo extração AS</b>	-1 029	-694	48,3
<b>Nível de stock Armaz. Sub <sup>(1)</sup></b>	3 899 (>100%)	2 840 (79,5%)	37,3

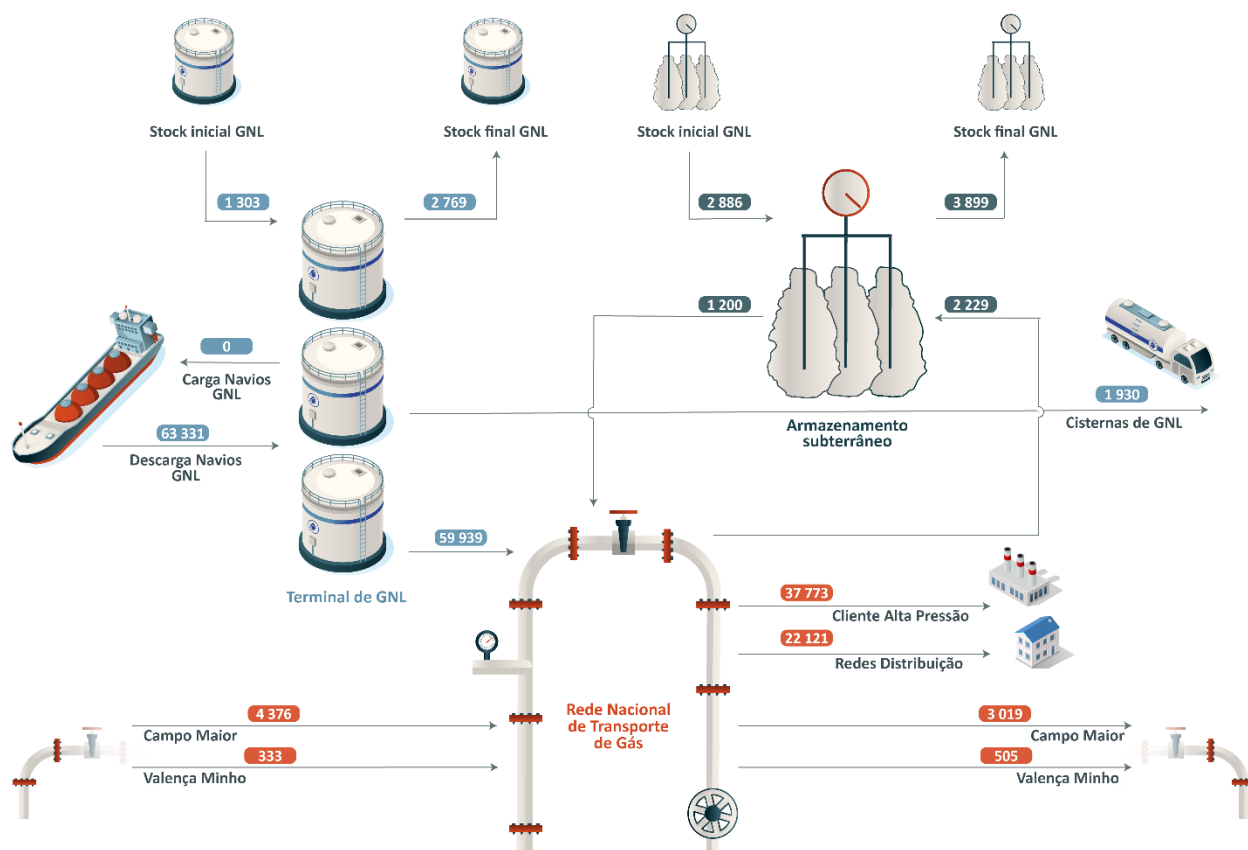
Valores no último dia do período. O valor percentual é calculado com base na capacidade disponível para fins comerciais no produto anual de armazenamento (3 570 GWh).

## 6 BALANÇO GLOBAL NA RNTIAT

O SNG possui quatro entradas, nomeadamente duas interligações internacionais por gasoduto, uma entrada a partir do Terminal de GNL de Sines e uma

ligação ao AS, situado na região de Leiria. É ainda composto por várias saídas, sendo elas os pontos de saída para consumo e distribuição e, também, de acesso às interligações internacionais e à ligação ao armazenamento subterrâneo (vd. Figura 9).

Figura 9 – Movimentação de gás na RNTIAT, em 2022, em GWh



Nota: No balanço apresentado não foram consideradas as perdas e autoconsumo e a variação de *linepack*.

## 7 REGULAMENTAÇÃO

### Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro

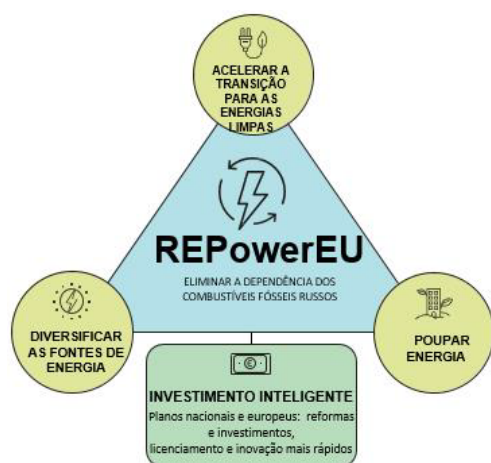
Em 28 janeiro de 2022, foi publicada a [Portaria n.º 59/2022](#) que determinou: i) a criação de uma quantidade global mínima de reservas de segurança de gás; ii) para o período entre 1 de outubro de 2022 e 31 de março de 2023, que os agentes de mercado com carteira de consumo de gás constituíssem uma reserva adicional no SNG na

infraestrutura de armazenamento subterrâneo para assegurar um abastecimento estável e ininterrupto de gás a todos os consumidores.

### Plano REPowerEU

A invasão da Ucrânia pela Rússia em fevereiro de 2022 mudou radicalmente a perceção europeia sobre o comércio de energia com a Rússia.

Em maio de 2022, a União Europeia anunciou o Plano [REPowerEU](#), que visa reduzir as importações de energia russa diversificando os parceiros comerciais, aumentando a eficiência energética e economizando e acelerando a transição energética. Este plano contém igualmente uma série de medidas destinadas a dar resposta ao aumento dos preços da energia na Europa e a reconstituir as reservas de gás para o inverno.



#### Portaria n.º 15/2023, de 4 de janeiro

Em 4 de janeiro de 2023, foi publicada a [Portaria n.º 15/2023](#) que estabelece o sistema de compra centralizada de biometano e hidrogénio verde produzido por eletrólise a partir da água, com recurso a eletricidade com origem em fontes de energia renovável.

O Comercializador de Último Recurso grossista (CURg) celebrará contratos de aquisição com os produtores. O preço será estabelecido em leilões para aquisição de biometano e hidrogénio, com licitações feitas por produtores majoradas por preços-base. Os contratos celebrados têm a duração de 10 anos e no ato da entrega dos gases

renováveis pelos produtores ao CURg devem ser também acompanhados pelas garantias de origem.

As peças do procedimento concorrencial são preparadas pela DGEG em coordenação com o CURg e submetidas a aprovação do Governo até 30 de maio de 2023. O anúncio do procedimento concorrencial de aquisição realiza-se até 30 de junho de 2023.

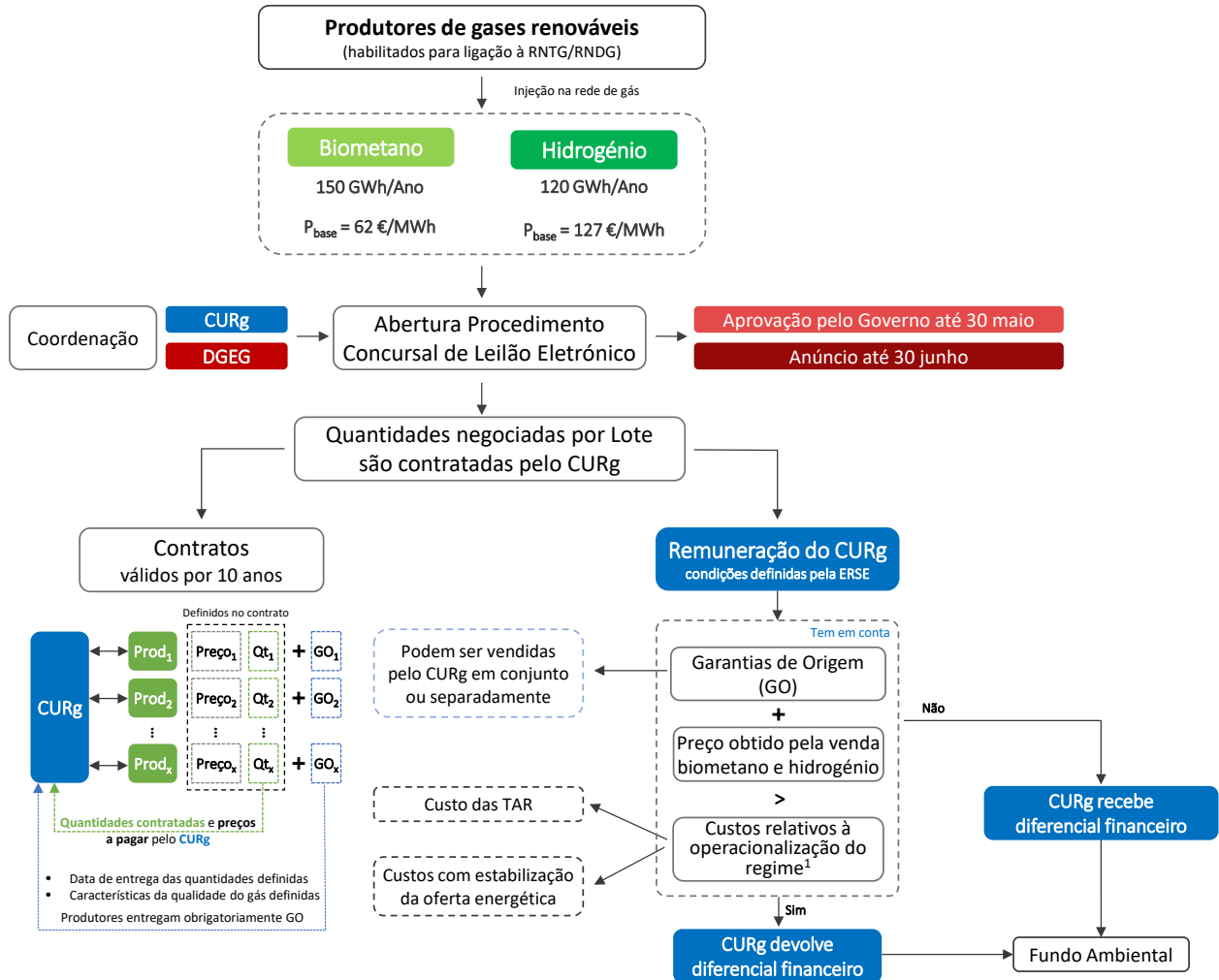
A quantidade total a licitar pelos produtores de biometano é até 150 GWh por ano, com um preço-base de 62 €/MWh. Enquanto, os produtores de hidrogénio podem licitar até 120 GWh por ano, com um preço-base de 127€/MWh.

O CURg revenderá o gás aos vários comercializadores, sendo que aqueles que tenham fornecimentos acima de 2000 GWh por ano devem injetar na rede de gás, pelo menos, 1% de biometano ou hidrogénio, conforme disposto no Decreto-Lei n.º 30-A/2022, de 18 de abril.

A remuneração do CURg, feita pelo Fundo Ambiental, corresponde ao sobrecusto da aquisição dos gases renováveis adquiridos no leilão, adicionada com os custos tarifários e de exploração relevantes, face ao preço de venda no mercado. As regras de remuneração do CURg são definidas pela ERSE. Quando a diferença entre o resultado da venda dos gases renováveis for superior aos custos de aquisição e respetivas tarifas, o remanescente será devolvido pelo CURg ao Fundo Ambiental.

O procedimento, associado ao sistema de compra centralizada de biometano e hidrogénio, é apresentado na Figura 10.

Figura 10 – Representação esquemática da Portaria n.º 15/2023



<sup>1)</sup> Custo de aquisição do biometano e hidrogénio

**ACEDA A EDIÇÕES ANTERIORES DO BOLETIM**

