HIDROGÊNIO VERDE NO BRASIL

# Preço da molécula e caminhos para a viabilidade do hidrogênio verde no Brasil



PAPER

PAPER

# HIDROGÊNIO VERDE NO BRASIL

**Data de Emissão do Relatório:** 25 de outubro de 2026
**Revisão:** 00

OUTUBRO 2026

ALVAREZ & MARSAL

ABEEólica

# SUMÁRIO


| | | |
|---|---|---|
| **1** | **FATORES-CHAVE PARA A VIABILIDADE DO HIDROGÊNIO VERDE** | **04** |
| 1.1 | Situação atual | 05 |
| 1.2 | Por que o Brasil: vantagens estruturais | 06 |
| 1.3 | Fatores que condicionam a viabilidade do projeto | 09 |
| 1.3.1 | Fator ambiental | 09 |
| 1.3.1.1 | Licenciamento ambiental como condicionante estrutural | 10 |
| 1.3.1.2 | Disponibilidade e regularização hídrica como condicionante de investimento | 10 |
| 1.3.2 | Certificação e análise do ciclo de vida como condicionantes de acesso ao mercado | 13 |
| 1.3.2.1 | O que é a análise do ciclo de vida | 13 |
| 1.3.2.2 | O regulamento brasileiro de ACV para $H_2V$ | 14 |
| 1.3.2.3 | A assimetria com os padrões europeus e sua implicação estratégica | 14 |
| 1.3.3 | Marco legal | 17 |
| 1.3.4 | Energia e competitividade | 19 |
| **2** | **MODELAGEM** | **21** |
| 2.1 | Preço da energia como variável determinante | 22 |
| 2.2 | Custo da energia | 22 |
| 2.3 | CAPEX do ativo | 23 |
| 2.4 | OPEX do ativo | 23 |
| 2.5 | Parâmetros técnicos | 23 |
| 2.6 | Custo de capital | 23 |
| 2.7 | Modelagem e preço atual | 24 |
| **3** | **ALTERNATIVA DE INCENTIVOS** | **26** |
| 3.1 | Demanda | 27 |
| 3.2 | Fiscal | 29 |
| 3.3 | Capital e competitividade internacional | 31 |
| 3.4 | Caminhos para viabilização | 32 |


**LISTA DE FIGURAS**


| | | |
|---|---|---|
| Fig. 1 | Contratos anuais de compra e venda assinados para hidrogênio de baixa emissão, 2021-2025 | 05 |



**FONTES CITADAS NO TEXTO** 34



# 1 FATORES-CHAVE PARA A VIABILIDADE DO HIDROGÊNIO VERDE


| | | |
|---|---|---|
| **1** | **FATORES-CHAVE PARA A VIABILIDADE DO HIDROGÊNIO VERDE** | **04** |
| **1.1** | Situação atual | **05** |
| **1.2** | Por que o Brasil: vantagens estruturais | **06** |
| **1.3** | Fatores que condicionam a viabilidade do projeto | **09** |
| **1.3.1** | Fator ambiental | **09** |
| **1.3.2** | Certificação e análise do ciclo de vida como condicionantes de acesso ao mercado | **13** |
| **1.3.3** | Marco legal | **17** |
| **1.3.4** | Energia e competitividade | **19** |

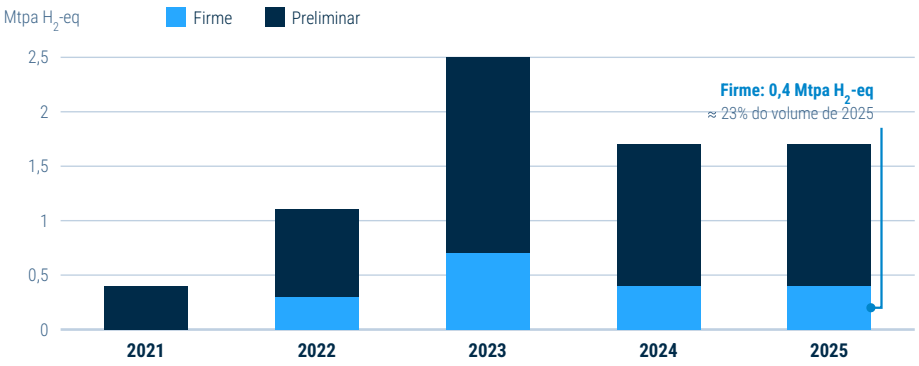
1.1

# SITUAÇÃO ATUAL

O hidrogênio verde ($H_2V$) vem ganhando espaço nas estratégias de descarbonização industrial e energética, impulsionado pela perspectiva de utilização da molécula em setores de difícil eletrificação e pela expansão dos compromissos de redução de emissões. Nos últimos três anos, entretanto, a evolução do mercado global evidenciou uma diferença relevante entre o volume de projetos anunciados e aqueles que efetivamente avançaram para etapas de desenvolvimento, decisão final de investimento (FID) e implantação. A experiência recente demonstra que a disponibilidade de recursos renováveis, embora necessária, não é suficiente para viabilizar projetos de $H_2V$ em escala comercial.

Entre 2023 e 2025, o desenvolvimento do mercado foi condicionado principalmente pela dificuldade de redução dos custos de produção, pela estruturação de contratos de *offtake*, pelo acesso à infraestrutura, pelas condições de financiamento e pela evolução dos marcos regulatórios. A Agência Internacional de Energia (IEA) destaca que esses fatores continuam limitando a expansão do hidrogênio de baixa emissão, cuja produção permanece significativamente inferior ao volume projetado a partir dos projetos anunciados. A demanda contratada permanece como um dos principais desafios: em 2025, aproximadamente 23% dos novos volumes de contratos de compra de hidrogênio de baixa emissão estavam respaldados por compromissos firmes, evidenciando a dificuldade de transformar projetos anunciados em negócios com demanda efetivamente estruturada (Figura 1).

**FIGURA 1 | CONTRATOS ANUAIS DE COMPRA E VENDA ASSINADOS PARA HIDROGÊNIO DE BAIXA EMISSÃO, 2021-2025**




Fonte: IEA.

### 1.1 SITUAÇÃO ATUAL

No Brasil, o período também foi marcado por avanços na estruturação do mercado, especialmente no âmbito regulatório e institucional, acompanhados pela divulgação de diversos projetos de produção de $H_2V$, particularmente associados à geração renovável e a complexos portuários voltados à exportação. A criação do marco legal do hidrogênio verde e os avanços recentes na estruturação da governança deste mercado representam etapas relevantes para a redução das incertezas regulatórias. Entretanto, assim como observado no mercado internacional, a transformação dos projetos anunciados em empreendimentos efetivamente financiados e implantados permanece condicionada à resolução de aspectos econômicos, técnicos, ambientais e regulatórios.

## 1.2 POR QUE O BRASIL: VANTAGENS ESTRUTURAIS

O Brasil reúne um conjunto de condições estruturais para a produção de hidrogênio verde que se traduzem em vantagens potenciais para o desenvolvimento de projetos, especialmente pela combinação entre disponibilidade de recursos renováveis, diversidade da matriz elétrica e localização estratégica de complexos portuários.

A primeira vantagem está relacionada à composição da matriz elétrica. Em 2025, 86,8% da matriz elétrica brasileira foi composta por fontes renováveis, segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) 2026, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em parceria com o Ministério de Minas e Energia (MME). Esse perfil constitui uma vantagem para a produção de $H_2V$, ao ampliar a disponibilidade de eletricidade de menor intensidade de emissões.

Entretanto, a elevada participação de renováveis na matriz elétrica, por si só, não garante a baixa intensidade de emissões do hidrogênio produzido, uma vez que essa característica depende das condições específicas de fornecimento da eletricidade e da metodologia adotada para contabilização das emissões ao longo do ciclo de vida da molécula.

## 1.2 POR QUE O BRASIL: VANTAGENS ESTRUTURAIS

**1ª VANTAGEM**
**COMPOSIÇÃO DA MATRIZ ELÉTRICA**
86,8% renovável em 2025, segundo o BEN 2026

**2ª VANTAGEM**
**QUALIDADE DOS RECURSOS RENOVÁVEIS**
Nordeste, com oportunidades para projetos híbridos eólica e solar

**3ª VANTAGEM**
**INFRAESTRUTURA LOGÍSTICA E LOCALIZAÇÃO**
Complexos como Pecém (CE) e Suape (PE)

A segunda vantagem está relacionada à qualidade dos recursos renováveis, particularmente no Nordeste. A região concentra parcela relevante da capacidade eólica instalada no país e apresenta condições favoráveis para novos projetos. A combinação entre geração eólica e solar cria oportunidades para projetos híbridos, explorando diferentes perfis temporais e ampliando a utilização da infraestrutura elétrica.

Para $H_2V$, essa característica é relevante porque a disponibilidade e o custo da eletricidade constituem elementos diretamente relacionados à competitividade da produção. A energia representa, portanto, não apenas uma vantagem estrutural brasileira, mas também um dos principais fatores que precisam ser equacionados na configuração de cada projeto.

A terceira vantagem está associada à infraestrutura logística e à localização geográfica. A concentração de iniciativas em complexos como Pecém (CE) e Suape (PE) reflete a possibilidade de integração entre geração renovável, produção de hidrogênio e derivados, infraestrutura industrial, armazenamento e exportação.

Essa integração é particularmente relevante para projetos direcionados ao mercado internacional, nos quais a localização do empreendimento pode aproximar produção, infraestrutura logística e potenciais mercados consumidores.

Dessa forma, as vantagens brasileiras não estão associadas a um único recurso, mas à possibilidade de integração de diferentes elementos da cadeia de valor.

Entretanto, potencial não é sinônimo de viabilidade. A existência de recursos renováveis e de infraestrutura potencialmente favorável precisa ser convertida em condições concretas de desenvolvimento do projeto. É a partir dessa perspectiva que devem ser analisados os principais fatores que podem habilitar ou restringir o investimento.



$H_2V$

1.2 POR QUE O BRASIL

# 86,8%

da matriz elétrica brasileira foi composta por fontes renováveis em 2025.

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL (BEN) 2026 · EPE / MME

> Entretanto, potencial não é sinônimo de viabilidade.

1.3

# FATORES QUE CONDICIONAM A VIABILIDADE DO PROJETO

A viabilidade de um projeto de $H_2V$ depende da combinação de diferentes condições. Recursos renováveis, embora fundamentais, precisam estar associados à disponibilidade de água, regularização ambiental e territorial, certificação, segurança regulatória, energia competitiva, infraestrutura e demanda.

Esses fatores não são independentes. Uma restrição em qualquer uma dessas frentes pode alterar o escopo, o cronograma, o investimento necessário ou a capacidade de comercialização do produto.

Nesse contexto, os fatores de viabilidade podem ser organizados em quatro grandes dimensões:




A análise dessas dimensões permite compreender quais condições precisam ser resolvidas antes que um projeto possa avançar para sua avaliação financeira e, posteriormente, para uma decisão de investimento.

## 1.3.1 FATOR AMBIENTAL

A dimensão ambiental é um dos fatores que condicionam diretamente a viabilidade de projetos de hidrogênio verde no Brasil. Mais do que uma etapa de conformidade, as questões ambientais podem influenciar, em determinadas situações, a própria decisão final de investimento.

Além disso, para projetos direcionados ao mercado internacional, a comprovação das características ambientais da molécula produzida é necessária para atender aos critérios de elegibilidade e certificação exigidos pelos potenciais compradores.

Nesse contexto, três aspectos assumem papel central. O primeiro é o licenciamento ambiental, que estabelece as condições para implantação e operação do empreendimento e pode representar um caminho crítico do cronograma. O segundo é a disponibilidade e regularização dos recursos hídricos, que condicionam fisicamente a operação da planta. O terceiro está relacionado às demais questões territoriais e de segurança necessárias para implantação e operação do empreendimento.

### 1.3.1 FATOR AMBIENTAL

#### 1.3.1.1 LICENCIAMENTO AMBIENTAL COMO CONDICIONANTE ESTRUTURAL

O licenciamento ambiental constitui uma das principais condicionantes para a implantação de projetos de hidrogênio verde no Brasil. Regido pela Lei nº 6.938/1981 e disciplinado pela Resolução do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) nº 237/1997, o processo estabelece as condições para localização, implantação e operação dos empreendimentos, por meio das etapas de Licença Prévia (LP), Licença de Instalação (LI) e Licença de Operação (LO).

| | |
|---|---|
| **LP** | LICENÇA PRÉVIA |
| **LI** | LICENÇA DE INSTALAÇÃO |
| **LO** | LICENÇA DE OPERAÇÃO |

A competência pelo licenciamento depende das características e da abrangência dos impactos do projeto, podendo ser federal, estadual ou municipal. Em projetos de $H_2V$ de maior porte, especialmente aqueles integrados a estruturas portuárias ou destinados à exportação, a definição da autoridade licenciadora e o enquadramento ambiental devem ser tratados desde as etapas iniciais de desenvolvimento.

Dependendo do porte e do potencial de impacto, o empreendimento poderá demandar estudos ambientais mais abrangentes, enquanto projetos de menor porte podem seguir procedimentos simplificados.

Nesse sentido, o licenciamento ambiental não deve ser tratado como uma etapa posterior à estruturação do projeto, mas como uma frente que precisa avançar de forma coordenada com as demais áreas de desenvolvimento. Essa abordagem permite identificar antecipadamente restrições que podem alterar o escopo, o cronograma ou o custo do empreendimento e, consequentemente, sua viabilidade econômica.

#### 1.3.1.2 DISPONIBILIDADE E REGULARIZAÇÃO HÍDRICA COMO CONDICIONANTE DE INVESTIMENTO

A disponibilidade de água constitui outro condicionante relevante para projetos de $H_2V$. A cadeia produtiva é sequencialmente dependente desse insumo:



#### 1.3.1.2 DISPONIBILIDADE E REGULARIZAÇÃO HÍDRICA

O processo eletrolítico exige água de alta pureza. Embora o consumo estequiométrico seja de aproximadamente 9 L/kg$H_2$, o consumo efetivo da planta tende a ser superior quando considerados o tratamento do insumo, os rejeitos do processo de desmineralização e os usos auxiliares, o que amplia a demanda hídrica declarada e, consequentemente, a vazão a ser regularizada.

O regime jurídico aplicável depende do domínio do corpo hídrico. Corpos hídricos de domínio da União são regulados pela Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), enquanto águas de domínio estadual são administradas pelo órgão hídrico do respectivo estado. Em bacias com maior competição pelo recurso, a autoridade avalia a disponibilidade hídrica remanescente e os usos existentes e previstos, podendo limitar a vazão autorizável.

São cinco os mecanismos pelos quais a questão hídrica pode afetar a viabilidade do projeto:

1. sem disponibilidade hídrica assegurada, não há produção; disponibilidade física não equivale a disponibilidade legal;
2. a regularização é condicionada à disponibilidade e à concorrência de usuários;
3. restrições hídricas podem obrigar fonte alternativa, armazenamento, reuso ou redimensionamento, com impacto em CAPEX (despesas de capital), OPEX (despesas operacionais) e cronograma;
4. a incerteza hídrica permanece como risco de investimento até ser equacionada.




A disponibilidade e regularização hídrica constituem potencial caminho crítico para FID, especialmente no semiárido nordestino, que concentra bons recursos renováveis, mas maiores restrições de disponibilidade hídrica per capita.

Além da outorga hídrica, dois outros elementos podem constituir caminhos críticos: a regularização fundiária, especialmente em zonas portuárias envolvendo terrenos de marinha sob gestão da Secretaria do Patrimônio da União (SPU), e a aprovação de risco do Corpo de Bombeiros, necessária em função das características de segurança associadas ao hidrogênio.

$H_2V$

### 1.3.2 CERTIFICAÇÃO E ANÁLISE DO CICLO DE VIDA

# Sem certificação, não há premium; há apenas hidrogênio.

É A CERTIFICAÇÃO QUE SUSTENTA O CHAMADO 'PREMIUM VERDE'

### 1.3.2 CERTIFICAÇÃO E ANÁLISE DO CICLO DE VIDA COMO CONDICIONANTES DE ACESSO AO MERCADO

Superadas as condições físicas e ambientais, outro requisito passa a ser determinante: demonstrar que a molécula produzida atende aos critérios ambientais do mercado ao qual se destina.

A certificação representa, portanto, a conexão entre o processo produtivo e a capacidade de comercialização do $H_2V$. É ela que sustenta o chamado '*premium* verde': quimicamente idêntica ao hidrogênio de origem fóssil, a molécula produzida a partir de renováveis só adquire valor diferenciado de mercado quando um sistema de certificação reconhecido atesta, com base na análise do ciclo de vida, as emissões evitadas em seu processo de produção. Sem certificação, não há premium; há apenas hidrogênio.

#### 1.3.2.1 O QUE É A ANÁLISE DO CICLO DE VIDA

A análise do ciclo de vida (ACV) é uma metodologia utilizada para avaliar os impactos ambientais associados às diferentes etapas de um produto, desde a obtenção das matérias-primas até as etapas finais consideradas na fronteira de análise.

No caso do hidrogênio, a metodologia permite avaliar as emissões associadas aos diferentes componentes da cadeia produtiva, e não apenas aquelas diretamente relacionadas ao processo de eletrólise.

Entre os elementos que podem ser considerados estão:

1. a produção ou aquisição da energia elétrica renovável;
2. o processo de eletrólise;
3. o tratamento da água de processo;
4. a compressão, purificação e armazenamento;
5. o transporte da molécula;
6. quando aplicável, a síntese de derivados como a amônia verde.

A intensidade de emissões é expressa em $kgCO_2eq/kgH_2$ e constitui um dos principais parâmetros para caracterização ambiental da molécula.

1.3.2 CERTIFICAÇÃO E ANÁLISE DO CICLO DE VIDA

### 1.3.2.2 O REGULAMENTO BRASILEIRO DE ACV PARA $H_2V$

A legislação brasileira estabeleceu critérios para a mensuração da intensidade de emissões do hidrogênio e criou o Sistema Brasileiro de Certificação de Hidrogênio ($SBCH_2$).

A Lei nº 14.948/2024 estabelece o marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono e utiliza a análise do ciclo de vida como base para caracterização das emissões da molécula. Para esse enquadramento, a legislação estabelece inicialmente um limite de 7 $kgCO_2eq/kgH_2$, considerando a intensidade de emissões de gases de efeito estufa ao longo do ciclo de vida.

Nesse contexto, a certificação passa a desempenhar papel relevante não apenas ambiental, mas também comercial, uma vez que permite comprovar a intensidade de emissões do produto perante potenciais compradores e verificar seu enquadramento nos critérios estabelecidos pela regulamentação brasileira.

### 1.3.2.3 A ASSIMETRIA COM OS PADRÕES EUROPEUS E SUA IMPLICAÇÃO ESTRATÉGICA

Para projetos direcionados à exportação, o atendimento aos critérios brasileiros não significa automaticamente atendimento aos requisitos dos mercados internacionais.

A União Europeia, por exemplo, estabelece critérios específicos para o enquadramento do hidrogênio renovável como RFNBO (*Renewable Fuels of Non-Biological Origin*, combustível renovável de origem não biológica), incluindo redução mínima de 70% das emissões em relação ao combustível fóssil de referência, equivalente a aproximadamente 3,38 $kgCO_2eq/kgH_2$, além de requisitos relacionados à origem renovável da eletricidade, adicionalidade e correlação temporal e geográfica com a produção.

**LIMITE DE INTENSIDADE DE EMISSÕES DO HIDROGÊNIO ($KGCO_2EQ/KGH_2$)**




Essa diferença em relação ao limite brasileiro de 7 $kgCO_2eq/kgH_2$ cria uma questão estratégica para projetos brasileiros: a configuração do empreendimento precisa considerar o mercado de destino desde sua concepção.

#### 1.3.2.3 A ASSIMETRIA COM OS PADRÕES EUROPEUS

A certificação, portanto, não deve ser tratada como uma etapa posterior à produção, mas como uma condicionante que pode influenciar a escolha da fonte de energia, a estrutura contratual, a rastreabilidade e a própria configuração do projeto.

Para projetos exportadores, a capacidade de demonstrar conformidade com os requisitos do mercado consumidor é tão relevante quanto a capacidade física de produzir a molécula. Sem a certificação reconhecida pelo importador, a chance de contratação é extremamente reduzida.

Nesse contexto, o mecanismo H2Global, programa alemão de importação de hidrogênio renovável e derivados, ilustra concretamente como esse acesso se estrutura na prática. Por meio de uma entidade intermediária (HINT.CO), o programa adquire $H_2V$ de produtores globais via contratos de longo prazo e o revende no mercado europeu em leilões anuais, absorvendo o diferencial de preço com subsídio público. O Brasil já conta com projetos participantes desse mecanismo, o que demonstra que o caminho de exportação existe, mas é condicionado ao atendimento integral dos critérios RFNBO estabelecidos pela RED III e à rastreabilidade da cadeia produtiva via *Guarantees of Origin*.

Para o enquadramento como RFNBO, a eletricidade utilizada na eletrólise deve atender cumulativamente a três requisitos:

| | |
|---|---|
| **ADICIONALIDADE** | a energia renovável deve ser proveniente de instalações comissionadas até 36 meses antes do eletrolisador, não sendo suficiente o aproveitamento da geração renovável já existente na rede |
| **CORRELAÇÃO TEMPORAL** | a produção de $H_2V$ deve ser correlacionada com a geração renovável em base horária a partir de 2030; até essa data, a correlação mensal é aceita |
| **CORRELAÇÃO GEOGRÁFICA** | a energia deve ser produzida na mesma zona de licitação ou em zona conectada sem congestionamento sistêmico |

Além desses critérios, a intensidade de emissões do processo deve ser inferior a 3,38 $kgCO_2eq/kgH_2$ (redução mínima de 70% em relação ao combustível fóssil de referência), calculada com base em análise de ciclo de vida (ACV) segundo metodologia da Comissão Europeia.

### 1.3.2.3 A ASSIMETRIA COM OS PADRÕES EUROPEUS

O $SBCH_2$ brasileiro, instituído pelo Decreto nº 13.096/2026, não possui reconhecimento formal pela União Europeia. Com isso, projetos exportadores precisarão de dupla certificação, nacional e por esquema reconhecido pela UE, o que representa custo e complexidade adicionais a serem incorporados desde a concepção do empreendimento.

**TABELA 1 | OPÇÕES DE CRITÉRIOS PARA QUALIFICAÇÃO DA ENERGIA: RFNBO (RED III)**

Ref.: Ato Delegado da Comissão Europeia, abril/2023

| MODALIDADE | CONDIÇÕES | % $H_2$ RENOVÁVEL | CRITÉRIOS | TIPO DE $H_2$ |
|---|---|---|---|---|
| CONEXÃO GRID | 1 PPA com critérios | 100% | • Adicionalidade<br>• Correlação temporal<br>• Correlação geográfica<br>• Pegada de carbono ≤ 3,38 $kgCO_2e/kgH_2$ | RFNBO |
| | 2 Share de Renováveis > 90% ER BRASIL ✓ | 100% Se a carga do eletrolisador não exceder a cota de ER | • Cota ER/FE em pelo menos um ano no submercado entre intervalo de 5 anos<br>• Pegada de carbono ≤ 3,38 $kgCO_2e/kgH_2$ | RFNBO |
| | 3 FE > 18 $gCO_2eq/MJ$ | 100% Se a carga do eletrolisador não exceder a cota de ER | • Pegada de carbono ≤ 3,38 $kgCO_2e/kgH_2$ | RFNBO |
| | 4 Constrained-off | 100% Se a carga do eletrolisador não exceder a cota de ER | • Pegada de carbono ≤ 3,38 $kgCO_2e/kgH_2$ | RFNBO |
| | 5 Share de Renováveis < 90% ER | X% Proporcional à ER no país (2 anos antes) | • Pegada de carbono ≤ 3,38 $kgCO_2e/kgH_2$ | RFNBO + $H_2$ não RFNBO |
| CONEXÃO DIRETA | 6 Conexão direta à rede ou offgrid BRASIL ✓ | 100% | • Adicionalidade<br>• Correlação temporal<br>• Correlação geográfica<br>• Pegada de carbono ≤ 3,38 $kgCO_2e/kgH_2$ | RFNBO |

Modalidades 2 e 6 são as mais favoráveis ao contexto brasileiro, considerando a matriz elétrica com participação de renováveis acima de 90% e o potencial de geração dedicada no Nordeste. A correlação temporal horária será exigida a partir de 2030.

### 1.3.3 MARCO LEGAL

A evolução do marco regulatório constitui outro elemento fundamental para transformar as vantagens estruturais do Brasil em condições concretas de investimento.

O marco regulatório brasileiro para o hidrogênio avançou de forma significativa nos últimos anos, passando de uma agenda predominantemente voltada à formulação de políticas públicas para uma estrutura legal e institucional mais definida.

**2022**
**RESOLUÇÃO CNPE Nº 6/2022**
Institui o $PNH_2$ e seu Comitê Gestor

**2024**
**LEI Nº 14.948/2024**
Marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono

**2024**
**LEI Nº 14.990/2024**
Institui o PHBC

**Ago 2026**
**DECRETO Nº 13.096/2026**
Regulamenta as Leis nº 14.948/2024 e nº 14.990/2024

Um dos principais marcos foi a Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) nº 6/2022, que instituiu o Programa Nacional do Hidrogênio ($PNH_2$) e seu Comitê Gestor, estabelecendo as bases para a coordenação das políticas relacionadas ao desenvolvimento do setor.

O avanço seguinte ocorreu com a Lei nº 14.948/2024, que estabeleceu o marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono e criou instrumentos relacionados à produção, certificação e desenvolvimento do mercado.

No mesmo período, a Lei nº 14.990/2024 instituiu o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC), estabelecendo mecanismos de incentivo ao desenvolvimento do setor.

O avanço mais recente ocorreu em agosto de 2026, com a publicação do Decreto nº 13.096/2026, que regulamentou a Lei nº 14.948/2024 e a Lei nº 14.990/2024. O decreto detalhou a governança do setor, as regras do $SBCH_2$, o Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (REHIDRO) e os procedimentos relacionados ao PHBC.

### 1.3.3 MARCO LEGAL

No âmbito do $SBCH_2$, foram definidas quatro funções institucionais principais: o Comitê Gestor do $PNH_2$ (Coges-$PNH_2$), como autoridade competente; a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), como autoridade reguladora; o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro), como instituição acreditadora; e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), como gestora dos registros de certificados.

| | | | |
|---|---|---|---|
| **COGES-$PNH_2$** | **ANP** | **INMETRO** | **CCEE** |
| Autoridade competente | Autoridade reguladora | Instituição acreditadora | Gestora dos registros de certificados |

A regulamentação também avançou na definição da sistemática de certificação. A intensidade de emissões de gases de efeito estufa deverá ser determinada com base em análise de ciclo de vida, expressa em $kgCO_2eq/kgH_2$.

Apesar dos avanços, a estrutura regulatória ainda possui etapas de implementação. A efetividade dos instrumentos dependerá da consolidação dos procedimentos, da atuação dos agentes responsáveis e da capacidade de integração do sistema brasileiro aos requisitos dos mercados internacionais.

Para projetos de $H_2V$, portanto, o marco regulatório deve ser analisado não apenas pela existência das normas, mas pela capacidade de essas normas reduzirem incertezas, estabelecerem critérios previsíveis de certificação e viabilizarem o acesso aos mecanismos de incentivo e aos mercados consumidores.

No âmbito da demanda doméstica, destaca-se também a Lei nº 14.993/2024, que estabelece metas progressivas de redução de emissões de GEE nas operações aéreas domésticas por meio do uso de Combustível de Aviação Sustentável (SAF), com início em 1% em 2027 e alcançando 10% em 2037. A norma contribui para estruturar uma demanda crescente por SAF no País e abre caminho para o desenvolvimento de rotas de e-SAF, combustível sintético produzido a partir de eletricidade renovável e $CO_2$ capturado, o que poderá impulsionar a demanda por hidrogênio de baixa emissão como insumo produtivo.

### 1.3.4 ENERGIA E COMPETITIVIDADE

Uma vez estabelecidas as condições ambientais, de certificação e regulatórias, o projeto precisa demonstrar que possui uma configuração energética capaz de sustentar sua operação de forma competitiva.

A energia elétrica constitui um dos principais fatores de produção do $H_2V$. O processo de eletrólise é intensivo em eletricidade e, portanto, o preço e a disponibilidade da energia influenciam diretamente a competitividade da molécula.

No Brasil, a elevada participação de fontes renováveis representa uma vantagem estrutural. Entretanto, essa vantagem precisa ser convertida em uma solução concreta de suprimento energético para cada projeto.

Entre as possibilidades estão a aquisição de energia no mercado, contratos de longo prazo, geração renovável dedicada e combinações entre diferentes fontes.

| 01 | 02 | 03 | 04 |
|---|---|---|---|
| AQUISIÇÃO DE ENERGIA NO MERCADO | CONTRATOS DE LONGO PRAZO | GERAÇÃO RENOVÁVEL DEDICADA | COMBINAÇÕES ENTRE DIFERENTES FONTES |

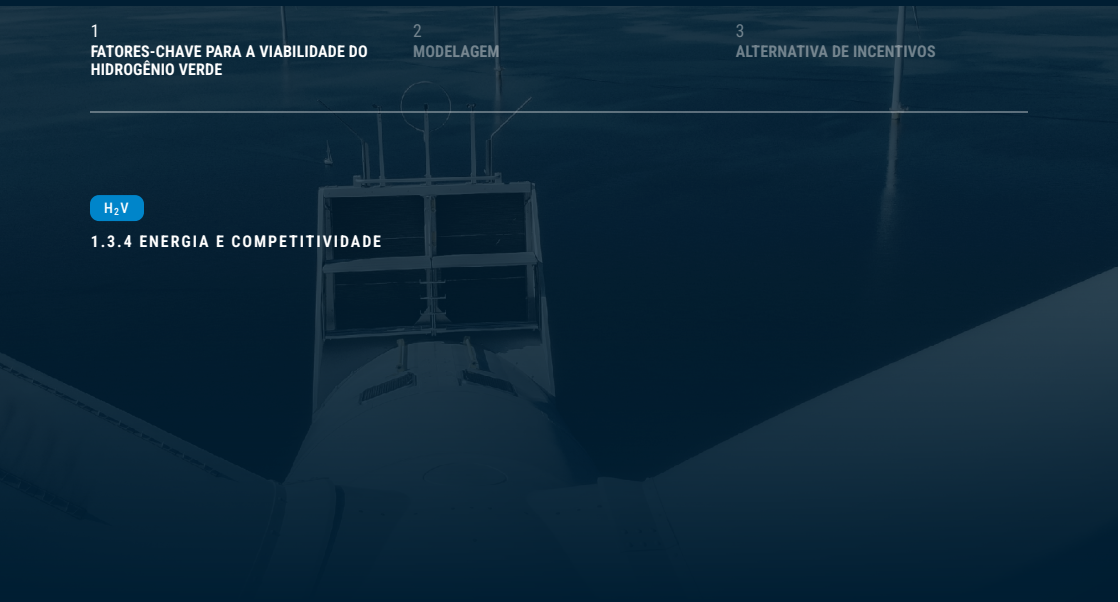
A escolha da configuração energética envolve um equilíbrio entre preço, disponibilidade, perfil de geração, utilização dos eletrolisadores, necessidade de armazenamento, conexão à rede e requisitos de certificação.

Nesse contexto, a análise deve considerar conjuntamente:

**PREÇO DA ENERGIA** + **DISPONIBILIDADE** + **PERFIL DE GERAÇÃO** + **FATOR DE UTILIZAÇÃO** + **CERTIFICAÇÃO** + **INFRAESTRUTURA ELÉTRICA**

A complementaridade entre fontes eólica e solar pode assumir papel relevante nesse contexto, especialmente em regiões com elevado potencial renovável.

Assim, a vantagem brasileira relacionada à disponibilidade de recursos renováveis somente se transforma em vantagem econômica quando esses recursos podem ser contratados ou desenvolvidos em condições compatíveis com a operação da planta e com os requisitos de certificação.



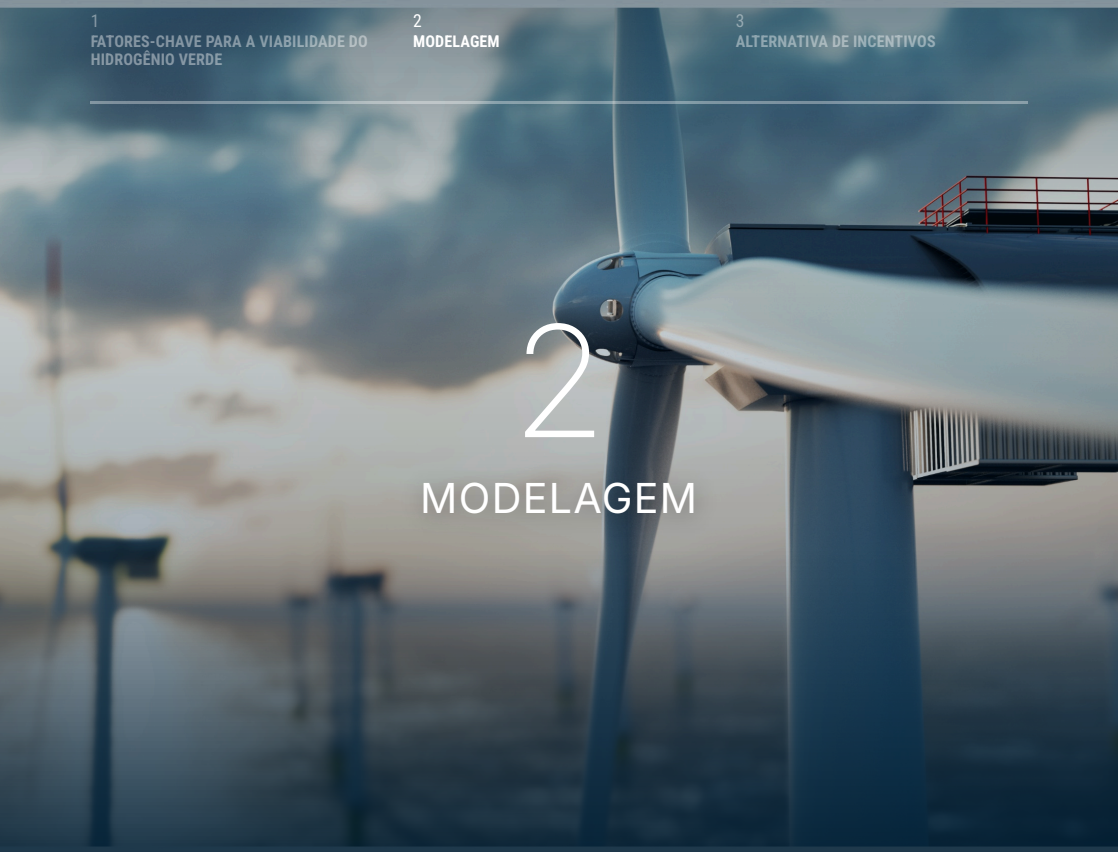
$H_2V$

### 1.3.4 ENERGIA E COMPETITIVIDADE

> A análise apresentada demonstra que a viabilidade de um projeto de $H_2V$ não depende de uma única variável.

Entretanto, essas vantagens constituem condições necessárias, mas não suficientes para transformar o potencial nacional em projetos efetivamente financiáveis e implantados.

Nesse sentido, o principal desafio para o desenvolvimento do $H_2V$ no Brasil não está apenas em demonstrar a existência de recursos para sua produção, mas em integrar esses recursos às condições necessárias para transformar o potencial técnico em um projeto comercialmente estruturado e apto a alcançar o FID.



# 2 MODELAGEM


| | | |
|---|---|---|
| **2** | **MODELAGEM** | **21** |
| **2.1** | Preço da energia como variável determinante | **22** |
| **2.2** | Custo da energia | **22** |
| **2.3** | CAPEX do ativo | **23** |
| **2.4** | OPEX do ativo | **23** |
| **2.5** | Parâmetros técnicos | **23** |
| **2.6** | Custo de capital | **23** |
| **2.7** | Modelagem e preço atual | **24** |

2.1

# PREÇO DA ENERGIA COMO VARIÁVEL DETERMINANTE

Como todo investimento, a viabilidade financeira é um dos fatores mais relevantes para a tomada de decisão. Para o caso do $H_2V$, essa componente pode ser detalhada nos seguintes fatores:

| 2.2 | 2.3 | 2.4 | 2.5 | 2.6 |
|---|---|---|---|---|
| CUSTO DA ENERGIA | CAPEX DO ATIVO | OPEX DO ATIVO | PARÂMETROS TÉCNICOS | CUSTO DE CAPITAL |

## 2.2 CUSTO DA ENERGIA

**50% e 70%** é a faixa de participação do custo da energia elétrica no LCOH, principal componente do custo de produção do hidrogênio verde

O custo da energia elétrica é o principal componente do custo de produção do hidrogênio verde, respondendo por entre 50% e 70% do LCOH (*Levelized Cost of Hydrogen*, Custo Nivelado do Hidrogênio).

Nesse aspecto, o Brasil apresenta vantagem competitiva em relação a outros países pelo baixo custo de comercialização de energia, porém, internamente, esse valor pode ser impactado a partir do modelo de contratação, sazonalidade, perfil de cargas e demais componentes de preço do segmento.

Ainda assim, ativos de $H_2V$ poderiam operar fora do *grid* de maneira isolada para reduzir o preço ao não arcar com despesas da rede, porém estariam sujeitos às dificuldades de intermitências de redes isoladas.

## 2.3 CAPEX DO ATIVO

O custo do investimento do ativo também é significativo na viabilidade financeira e hoje ainda é impactado pela falta de escala e especificidade dos ativos. Além disso, plantas de $H_2V$ carecem, muitas vezes, de complexos interligados que gerem energia, façam tratamento prévio da água e todo o processo de utilização da molécula para torná-la transportável.

## 2.4 OPEX DO ATIVO

Analogamente, os valores de OpEx são determinantes para a viabilidade da operação e são influenciados principalmente pelo custo da água tratada, consumo de *spare parts*, custos de manutenção e consumo de energia, conforme já citado.

## 2.5 PARÂMETROS TÉCNICOS

Para a modelagem financeira, parâmetros técnicos dos equipamentos passam a ser relevantes ao definir vida útil dos equipamentos, fator de capacidade, consumo de energia de cada equipamento, uma vez que definem o prazo para remuneração do capital e os custos de investimentos e receita durante a operação do ativo.

## 2.6 CUSTO DE CAPITAL

Como qualquer investimento a ser realizado, o custo do capital é fator crítico de análise. Para o cenário atual brasileiro de juros altos, a dificuldade de capital em níveis atrativos se torna desafiadora, apesar do interesse internacional no tema e dos objetivos governamentais de geração de investimento.

Além disso, a curva de desembolso, devido ao tempo elevado de implantação, é bastante significativa nos fatores de fluxo de caixa da implantação.

## 2.7 MODELAGEM E PREÇO ATUAL

A partir desses fatores, foi desenvolvido um estudo de estimativas e probabilidades sobre o valor de cada fator no cenário atual, conforme apresentado abaixo:

**VIDA ÚTIL**
**20 anos**

**WACC**
(*Weighted Average Cost of Capital*, custo médio ponderado de capital)
**12%**

**CAPEX**
**2.000 - 6.000 R$/kWh**
(varia em projetos conectados ou geração dedicada)

**FATOR DE CAPACIDADE**
**75%**

**PREÇO DA ENERGIA**
**R$ 450/MWh**
(varia em projetos conectados ou geração dedicada)

**O&M**
(operação e manutenção)
**2,0%**

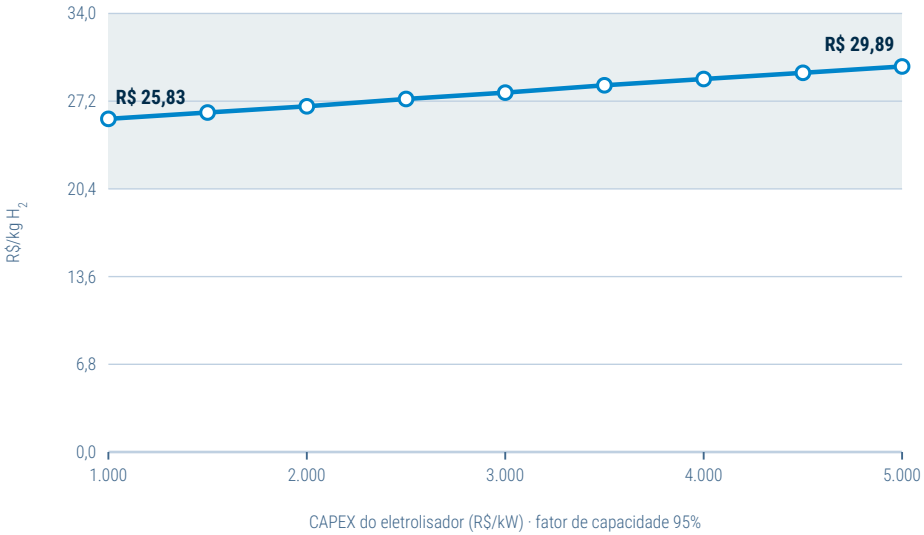
**CUSTO DA ÁGUA**
**R$ 6,0/m³**

O que resulta em um preço da molécula de aproximadamente

**R$ 33,00** por kg de $H_2V$.

## 2.7 MODELAGEM E PREÇO ATUAL

Para teste, a partir da incerteza sobre o CapEx atual, também foram gerados a cenarização abaixo.




Ainda que comparável a preços de energia no mercado internacional, essa faixa de preço para o uso como fonte de energia não é viável no Brasil hoje e os custos logísticos geram perda de competitividade no preço final da molécula ao se avaliar a exportação.

Para os próximos anos, considerando-se longo prazo, a viabilidade do mercado pode ser alterada a partir a variação de fatores, como o aumento de encargos setoriais, aumento de preço de energia para regiões específicas e aumento do consumo total.



# 3 ALTERNATIVA DE INCENTIVOS


| | | |
|---|---|---|
| **3** | **ALTERNATIVA DE INCENTIVOS** | **26** |
| **3.1** | Demanda | **27** |
| **3.2** | Fiscal | **29** |
| **3.3** | Capital e competitividade internacional | **31** |
| **3.4** | Caminhos para viabilização | **32** |

Assim, para a autonomia financeira do setor, faz-se necessária a criação de instrumentos que possibilitem o ganho de escala e a estruturação da indústria para a redução dos preços de CapEx, analogamente ao que foi realizado para os setores de energia solar e eólica nos seus primórdios no Brasil e em diversos outros mercados com novas tecnologias e alternativas para a transição energética. Esses instrumentos podem se dar de diferentes maneiras e por diferentes incentivadores.

### 3.1

## DEMANDA

Quando olhamos para um contexto global e histórico do hidrogênio verde, é possível notar que os obstáculos tendem a ser mais econômicos e mercadológicos do que de fato tecnológicos. Os principais pontos responsáveis por essa análise são a interdependência entre preço, infraestrutura para operar e transacionar e a própria demanda. O que é visto é que a incerteza com respeito ao preço e à capacidade de entrega faz com que potenciais grandes compradores não se comprometam com a compra em escala e longos contratos de fornecimento. Entretanto, por serem projetos de infraestrutura e capital intensivo, o preço tende a andar junto com a escala, o que acaba gerando um ciclo vicioso.

O marco brasileiro atua sobre apenas um lado desse ciclo. A Lei nº 14.948/2024 e o REHIDRO concentram-se na oferta, acompanhados de isenções fiscais e crédito ao produtor, sem prever, entretanto, mandatos de consumo ou mecanismo equivalente gerador de demanda. Nos Estados Unidos, é possível visualizar que mesmo com créditos de produção de até US$ 3 por quilo, sendo este um dos mais atrativos já apresentados, apenas 1,6 milhão de toneladas haviam atingido decisão final de investimento até meados de 2024.

Dessa forma, é possível entender que a demanda é um elo essencial para que incentivos sejam verdadeiramente eficazes e que, sem ela, projetos dessa magnitude possuem dificuldades em serem perenes.

**60% a 80%**

do volume previsto em cláusula *take-or-pay* nos contratos H2SPA

OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES

**< 1%**

do consumo mundial de hidrogênio corresponde à mobilidade

IEA

### 3.1 DEMANDA

Por outro lado, um instrumento mercadológico que pode eventualmente suprir essa necessidade são os contratos de H2SPA (*Hydrogen Sale and Purchase Agreement*), que são contratos de longo prazo com cláusula *take-or-pay* entre 60% e 80% do volume previsto, apontado pelo Oxford Institute for Energy Studies como um potencial caminho para viabilidade. Neste tipo de veículo, o comprador se compromete a pagar por um volume mínimo, independentemente da utilização ou não da energia, compartilhando parte do risco e responsabilidade para o comprador. Conforme apontado pela IEA, a demanda mundial se concentra quase exclusivamente em setores industriais já estabelecidos, como amônia, metanol e siderurgia, enquanto a mobilidade responde por menos de 1% do consumo total. Portanto, a exportação e a indústria pesada podem ser tomadas como ponto de partida mais realista para o Brasil, ainda que ambas dependam de infraestrutura ainda aquém do que seria necessário para viabilizar este caminho, além de o Brasil possuir a produção de energias renováveis concentradas no Nordeste, distante do consumo no Sul e no Sudeste.

Quando olhamos para países com investimentos significativos em hidrogênio verde, como Japão, Índia e a União Europeia, vemos as estratégias postas acima consolidadas em alguns potenciais caminhos que o Brasil poderia adotar. No Japão, a JOGMEC (Japan Organization for Metals and Energy Security) concedeu em fevereiro de 2026 à JERA (*joint venture* entre a Tokyo Electric Power Company e a Chubu Electric Power) subsídio de *price gap support*, que cobre por até quinze anos a diferença entre o custo de produção e transporte da amônia de baixo carbono e o preço do combustível convencional. A União Europeia, entretanto, seguiu pelo caminho do leilão, em que o European Hydrogen Bank já realizou duas rodadas, com subsídio médio por quilo em queda entre elas. Já a Índia propôs trabalhar com a oferta e a demanda de forma conjunta e concluiu em março de 2025 o primeiro leilão de incentivo à produção, com 450 mil toneladas anuais alocadas entre nove produtores. Do lado comprador, publicou a taxonomia oficial de aço verde e mantém em consulta uma política de compra pública que reservaria parte da demanda governamental a essa *commodity*.

**JAPÃO**
**PRICE GAP SUPPORT**
JOGMEC concedeu à JERA subsídio que cobre por até quinze anos a diferença de custo da amônia de baixo carbono
FEVEREIRO DE 2026

**UNIÃO EUROPEIA**
**LEILÃO**
European Hydrogen Bank já realizou duas rodadas, com subsídio médio por quilo em queda entre elas
DUAS RODADAS

**ÍNDIA**
**OFERTA E DEMANDA**
Leilão de incentivo à produção com 450 mil toneladas anuais entre nove produtores; taxonomia de aço verde
MARÇO DE 2025

3.1 DEMANDA

Soma-se a estes históricos o prazo elevado necessário para a instalação desse tipo de ativo, o que eleva a incerteza de mercado sobre os resultados esperados. Assim, uma maneira de viabilizar o investimento é a garantia de preço dos *offtakers*, o que poderia ocorrer com parcerias institucionais incentivadas.

## 3.2 FISCAL

**31/12/2026** fim do prazo para uso do benefício fiscal do REHIDRO pelo produtor, já no período de teste da reforma tributária (IBS e CBS)
DECRETO Nº 13.096/2026

No cenário regulatório brasileiro, o Decreto nº 13.096/2026 tece em um único marco a produção, certificação, incentivo tributário e conteúdo local. O que ainda é um ponto a se considerar é como o que foi desenhado conversará com a reforma tributária em curso. A Lei nº 14.948/2024 criou a empresa coabilitada ao REHIDRO, que estende o benefício fiscal do produtor também ao armazenamento, transporte e distribuição. O decreto estabelece que o prazo durante o qual as empresas podem usar do benefício fiscal do REHIDRO termina em 31 de dezembro de 2026, data em que já recai sobre o período de teste da reforma, quando o Imposto sobre Bens e Serviços (IBS) e a Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS) começam a ser cobrados em paralelo ao sistema atual. Portanto, o benefício ao produtor tem prazo próximo, enquanto o benefício dos demais elos da cadeia (armazenamento, transporte e distribuição) ainda não tem prazo definido, e esse intervalo entre os dois coincide justamente com a virada do sistema tributário.

Quando é analisado o caso nos Estados Unidos, vê-se que a lei tributária antecipou em cinco anos o prazo de elegibilidade do crédito do produtor de hidrogênio de baixo carbono. Com isso, os projetos devem iniciar as obras até 31 de dezembro de 2027 para terem acesso ao crédito durante dez anos, versus o prazo inicial de 2032. O que é possível entender com o caso americano é que o incentivo fiscal pode ser revogado e possui uma certa dependência com o atual governo em exercício. Por outro lado, o H2SPA e o contrato por diferença tratado anteriormente criam a obrigação definida entre as partes. Dessa forma, um cenário que combine o incentivo governamental com mecanismos geradores de demanda parece ser um caminho mais seguro e viável para o Brasil.

$H_2V$

**3.2 FISCAL · *Curtailment* NO NORDESTE**

# 2.843 MW médios

cortados por limitação de rede entre janeiro e abril de 2026, 17,2% da produção potencial das usinas afetadas.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS)

> Sendo produzido na região, o hidrogênio verde poderia se utilizar da energia excedente sem disputar com o espaço de rede.

### 3.2 FISCAL

Há ainda uma vertente pouco explorada para a utilização do crédito do REHIDRO. O Nordeste, que é a região que possui maiores avanços na frente do hidrogênio verde no país, é também a região mais impactada pelo *Curtailment*. De acordo com o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), foram 2.843 MW médios cortados por limitação de rede entre janeiro e abril de 2026, 17,2% da produção potencial das usinas afetadas. Sendo produzido na região, o hidrogênio verde poderia se utilizar da energia excedente sem disputar com o espaço de rede. É nessa lacuna que o crédito poderia prestar sua utilidade, cobrindo a diferença entre o mercado e o hidrogênio de *Curtailment*.

## 3.3 CAPITAL E COMPETITIVIDADE INTERNACIONAL

Partindo de uma avaliação inicial do cenário da oferta, demanda, fiscal e governamental, vale também explorar a ótica de custo de capital e atratividade internacional frente a competidores de países emergentes. O que é possível notar é que o hidrogênio verde já foi capaz de atrair investidores, mas até então pouco capital foi de fato desembolsado. Parte dessa explicação está no custo do dinheiro em países em desenvolvimento (BRICS), considerados como investimentos mais arriscados frente a países desenvolvidos. O Brasil atualmente é classificado em grau especulativo pelas três principais agências de risco, Standard & Poor's e Fitch em BB e Moody's em Ba1. Em 2024, o custo de capital de projetos de energia nos emergentes pesquisados pela IEA foi de duas a três vezes o das economias avançadas, chegando a cerca de 14% no Brasil.

**8**
primeiros pedidos de acesso de plantas de $H_2V$ negados pelo ONS no início de 2025

**R$ 66 bi**
previstos nos seis projetos mais avançados da ABIHV

**509**
outorgas eólicas e solares revogadas pela ANEEL em 2025, cerca de 22 GW

**77**
projetos anunciados no Chile, nenhum com FID em escala comercial até setembro de 2026

A esse custo mais elevado de capital, faz sentido ainda adicionar o risco de rede. No início de 2025, o ONS negou os oito primeiros pedidos de acesso de plantas de hidrogênio verde por entender que o sistema não seria capaz de comportar com segurança as cargas adicionais. A Associação Brasileira da Indústria do Hidrogênio Verde (ABIHV) fez questão de pontuar justamente o risco de perda desses investimentos para outros países, onde apenas os seis projetos mais avançados da associação somam R$ 66 bilhões de investimentos previstos.

### 3.3 CAPITAL E COMPETITIVIDADE INTERNACIONAL

Em paralelo, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) revogou em 2025, a pedido dos investidores dos projetos, 509 outorgas de usinas eólicas e solares, com cerca de 22 GW, por inviabilidade técnica ou econômica. Os acontecimentos acima, somados ao risco cambial e soberano de países emergentes já explicitados pelo grau de investimento das agências avaliadoras, fazem com que a atratividade internacional de investidores estrangeiros seja reduzida. O Chile, que é uma referência regional no cenário de políticas que incentivem o hidrogênio verde no país, viveu um desfecho semelhante a esse. O país lançou sua estratégia em 2020, com a meta de estar entre os três maiores exportadores do mundo até 2040. Entretanto, possui 77 projetos anunciados e, até setembro de 2026, nenhum deles com decisão final de investimento em escala comercial. Para o Brasil, a lição a ser tirada é que o marco regulatório sozinho não garante investimentos, que também dependem de infraestrutura de escoamento, complexa e cara, custo competitivo da energia e demanda com contratos de longo prazo.

Apesar dos desafios de competitividade por capital internacional, o Brasil parte de uma vantagem significativa na matriz energética e na geração renovável. Em 2025, 86,8% da eletricidade e 49,5% de toda a energia ofertada no país vieram de fontes renováveis. O país concentra ainda cerca de 90% do comércio de minério de ferro da América Latina, cenário favorável para a produção de ferro com energia de hidrogênio de baixa emissão. O desafio principal, entretanto, é fazer com que essas vantagens se convertam em execução mais rápida que a dos concorrentes, antes que o capital disponível se concentre em outros países.

## 3.4 CAMINHOS PARA VIABILIZAÇÃO

Com base nas frentes de análise postas nas seções anteriores, é possível perceber que não há ação única e exclusiva a ser tomada, mas sim um conjunto de fatores que se conectam, complementam e criam um ambiente mais favorável para o desenvolvimento e implantação bem-sucedida de projetos de hidrogênio verde no Brasil. A escala que a tecnologia precisa para reduzir custos de infraestrutura não virá de um instrumento isolado, mas da forma com que a demanda, o incentivo governamental e fiscal e a atratividade do capital se reforçam.

### 3.4 CAMINHOS PARA VIABILIZAÇÃO

A relação entre as frentes traça um racional que segue a lógica de investimento, em que sem um comprador comprometido com volumes de longo prazo, o incentivo ao produtor de forma isolada não garante a escala necessária para reduzir os custos a ponto de se tornar competitivo, frente a outras fontes de energia disponíveis no país, também limpas.

Entende-se que a viabilidade depende menos de ampliar o incentivo existente e mais de repartir e alongar o compromisso que ele representa, tendo o Estado seu papel de cobrir por um período a diferença de custo, compradores assumindo volumes com contratos seguros e de longo prazo e uma regra fiscal compatível com o horizonte de investimento.

Na prática, o cenário brasileiro passaria por três movimentos, nesta ordem. O primeiro é criar demanda com volume e previsibilidade, tendo como destino principal a indústria pesada, que consome grandes quantidades de energia em seus processos de transformação, por meio de contratos de longa duração (H2SPA), complementados por incentivos também na ponta compradora. Um segundo movimento é direcionar parte do montante dedicado ao crédito fiscal do PHBC ao hidrogênio produzido com a energia cortada no Nordeste do país, aproveitando a geração já instalada, sem disputar capacidade de transmissão da rede e convertendo parte das perdas do sistema em produção. Como essa energia é intermitente, o arranjo exige complemento de fonte estável de energia para sustentar a oferta contratada. Por fim, um terceiro movimento é dar ao incentivo fiscal um horizonte que o investidor consiga precificar. Atualmente, a janela de aquisições do REHIDRO se encerra em 31 de dezembro de 2026 e a situação das empresas coabilitadas na transição para o IBS e a CBS segue em aberto, o que exige definir a prorrogação ou o sucessor do benefício e a regra de transição antes de 2027.

**1**

**CRIAR DEMANDA**

Volume e previsibilidade, com contratos de longa duração (H2SPA) e destino principal na indústria pesada

**2**

**DIRECIONAR O CRÉDITO**

Parte do crédito fiscal do PHBC ao hidrogênio produzido com a energia cortada no Nordeste

**3**

**DAR HORIZONTE AO INCENTIVO**

Prorrogação ou sucessor do REHIDRO e regra de transição para IBS e CBS antes de 2027

### 3.4 CAMINHOS PARA VIABILIZAÇÃO

Com demanda contratada, crédito direcionado e regra estável, a incerteza de receita tende a ser menos relevante sobre o custo de capital e o investidor passa a precificar essencialmente o risco do projeto e do país. Essa combinação, mais do que a abundância de energia renovável, é que poderia levar os projetos brasileiros à decisão final de investimento antes dos países concorrentes.

Além disso, o Brasil precisa superar alguns desafios técnicos, como:

**CONEXÃO À REDE**

filas de acesso longas e custos de reforço de transmissão que podem inviabilizar projetos em regiões com melhor recurso renovável

**ENCARGOS SISTÊMICOS**

TUSD, TUST e encargos setoriais encarecem o custo final mesmo quando a geração é barata

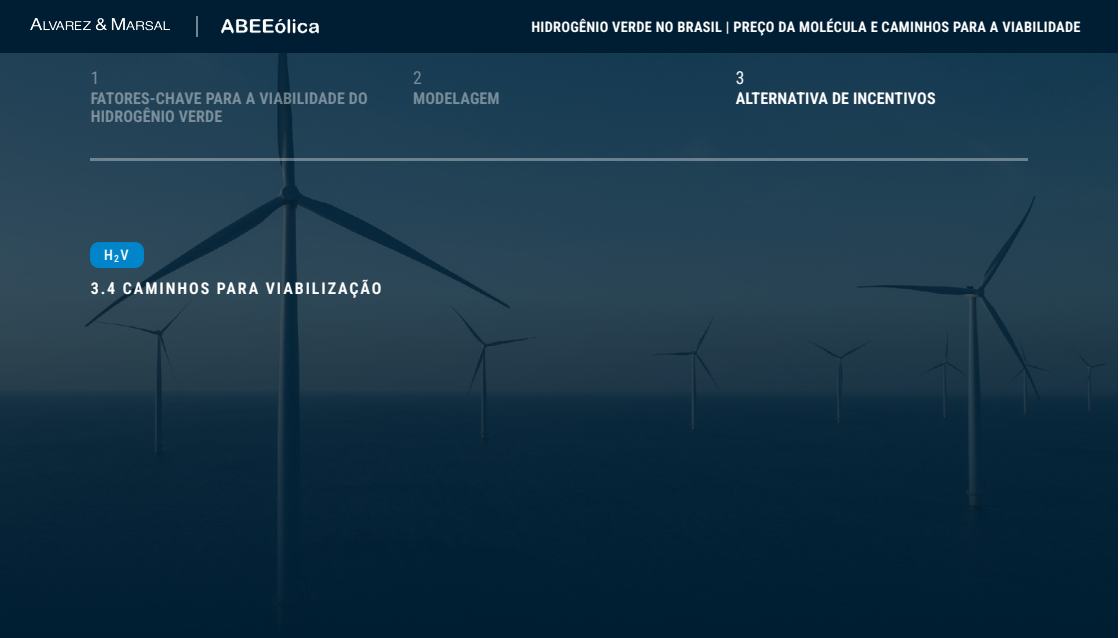
**PERFIL DE GERAÇÃO VS. OPERAÇÃO CONTÍNUA**

eletrolisadores operam melhor em regime contínuo, mas renováveis são intermitentes, o gap exige armazenamento ou complementação, que adicionam custo

## FONTES CITADAS NO TEXTO

Relação das instituições, documentos e normas mencionados no corpo do artigo, na forma em que são citados.

1. Agência Internacional de Energia (IEA)
2. Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Ministério de Minas e Energia (MME). Balanço Energético Nacional (BEN) 2026
3. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)
4. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)
5. Associação Brasileira da Indústria do Hidrogênio Verde (ABIHV)
6. Oxford Institute for Energy Studies
7. Standard & Poor's, Fitch e Moody's (classificação de risco soberano)
8. Comissão Europeia. Ato Delegado, abril/2023 (RED III)
9. Lei nº 6.938/1981
10. Resolução CONAMA nº 237/1997
11. Resolução CNPE nº 6/2022
12. Lei nº 14.948/2024
13. Lei nº 14.990/2024
14. Lei nº 14.993/2024
15. Decreto nº 13.096/2026



$H_2V$

### 3.4 CAMINHOS PARA VIABILIZAÇÃO

> Essa combinação, mais do que a abundância de energia renovável, é que poderia levar os projetos brasileiros à decisão final de investimento antes dos países concorrentes.

DEMANDA CONTRATADA, CRÉDITO DIRECIONADO E REGRA ESTÁVEL


A&M
INFRA
& CAPITAL PROJECTS
BY ALVAREZ & MARSAL
ABEEólica
www.alvarezandmarsal.com