



Transição Energética Europeia

## Hidrogênio Verde e Derivados Navegando as Exigências Europeias

Análise dos Requisitos RFNBO e RED III  
Cenários de Produção de Metanol



E-mail

[luiz.filho@h2verde.com](mailto:luiz.filho@h2verde.com)



Contact

+351-938 074 432  
+55 61-9 9981 7720

Portugal  
Brasil

## Luiz Piauhylino Filho

- ✓ Diretor presidente/CEO da H2 Verde, empresa luso-brasileira estrategista em projetos de H2V e seus derivados.
- ✓ Secretário de Hidrogênio Verde do Instituto Nacional de Energia Limpa (INEL)
- ✓ Advogado Mestre(LL.M) em Direito Internacional pela The George Washington University, atuando como assessor legal e regulatório no setor de energias renováveis.
- ✓ Empreendedor em Energias Renováveis, Hidrogênio renovável e Hidrogênio de baixo carbono.

## Sobre a H2 Verde

**Empresa luso-brasileira estratégia em projetos de H2V e seus derivados (amônia, metanol e SAF).**

Com soluções eficazes e estudos detalhados de cálculo do custo nivelado de produção (LCOH), garantimos que nossos clientes tenham uma visão clara e precisa dos investimentos necessários.

## Sobre o INEL

**Instituto Nacional de Energia Limpa (INEL)**

Centro de Inteligência com sede em Brasília-DF

Apoia e realiza esforços em prol das fontes energéticas limpas e renováveis

# O Contexto Europeu: RFNBO e RED III

## Acesso ao Mercado Europeu

Para que o hidrogênio e seus derivados brasileiros accessem o mercado da União Europeia, é essencial a certificação de **Combustível Renovável de Origem Não Biológica (RFNBO)** em conformidade com a Diretiva de Energias Renováveis (RED III).

## RED III

**Renewable Energy Directive III** é a diretiva da UE que estabelece metas e regras para a promoção da energia renovável. Define a **metodologia para calcular emissões de GEE** e como a eletricidade da rede pode ser contabilizada como renovável para produção de RFNBO.

## RFNBO

**Renewable Fuel of Non-Biological Origin** são combustíveis produzidos a partir de energia renovável, mas que não são de origem biológica. O foco principal é a eletricidade renovável para a produção de hidrogênio e seus derivados.

## Importância Estratégica

A certificação RFNBO é um requisito **mandatório** para acesso ao mercado europeu, representando uma oportunidade significativa para o Brasil **exportar hidrogênio verde** e seus derivados.

# RFNBO: Contabilizando Eletricidade da Rede como Renovável

## Critério Principal

1

A eletricidade retirada da rede pode ser considerada totalmente renovável para a produção de RFNBO se o eletrolisador estiver localizado em uma zona de licitação cuja participação média de energia renovável no ano anterior seja de  $\geq 90\%$

## Validade do Critério

2

Uma vez atingido o limiar de 90%, este critério se aplica pelos **5 anos consecutivos** seguintes, garantindo estabilidade regulatória para os produtores.

## Equivalência de Zonas de Licitação para o Brasil

3

Para países terceiros, é verificada a existência de regras que estabelecem **preços horários de eletricidade** para uma área geográfica. Os quatro submercados brasileiros (N, NE, SE/CO, S) atendem a esse critério através do **PLD horário**, sendo tratados como zonas de licitação equivalentes.

# Requisitos Adicionais: Adicionalidade, Temporalidade e Regionalidade

## Quando Estes Requisitos Se Aplicam

Quando a energia da rede em uma zona de licitação está **abaixo de 90% de renovável**, a eletricidade retirada da rede não pode ser contabilizada como totalmente renovável. Neste caso, três requisitos adicionais devem ser aplicados para garantir a conformidade com RFNBO sob RED III.

### 1 Adicionalidade

A energia renovável utilizada deve ser adicional à capacidade existente.

A energia renovável consumida pelo eletrolisador deve provir de **novas instalações de geração renovável** ou de **capacidade expandida**.

Não é permitido utilizar energia de plantas renováveis já existentes que já estavam operacionais antes do projeto RFNBO.

**Objetivo:** Garantir que o projeto estimule a expansão da capacidade renovável.

*Requer investimento em novas plantas renováveis ou expansão de capacidade existente.*

### 2 Temporalidade

Alinhamento horário entre produção e consumo de energia renovável.

A produção de energia renovável e o consumo do eletrolisador devem ser **alinhados em base horária**.

A eletricidade consumida em cada hora deve corresponder à energia renovável produzida na mesma hora (ou em período de até 1 hora de diferença).

**Objetivo:** Garantir que a energia renovável seja realmente utilizada para a produção de RFNBO, não apenas contabilizada.

*Requer monitoramento horário e sistemas de rastreamento de energia em tempo real.*

### 3 Regionalidade

Proximidade geográfica entre geração e consumo de energia.

A energia renovável deve ser gerada **na mesma zona de licitação** ou em zona **adjacente** onde o eletrolisador está localizado.

Reduc perdas de transmissão e garante que a energia renovável local seja utilizada para a produção de RFNBO.

**Objetivo:** Fortalecer a ligação entre geração renovável local e produção de hidrogênio verde.

*Requer localização estratégica do eletrolisador próximo a fontes renováveis.*

# Principais Exigências do RED III

## Diretiva de Energias Renováveis III

Metas, Mecanismos de Flexibilidade e Condições Habilitadoras para Hidrogênio Verde

# Objetivo e Contexto da RED III

## ■ Objetivo Geral

A Diretiva de Energias Renováveis (RED III) visa **promover energia de fontes renováveis** criando um marco regulatório favorável que acelere a redução de emissões e reduza a dependência de combustíveis fósseis.

## ■ Foco na Indústria

A RED III introduz **mudanças notáveis** ao obrigar o setor industrial a aumentar o uso de **Combustíveis Renováveis de Origem Não Biológica (RFNBO)**, particularmente hidrogênio verde.

### Pilar 1: Transição Energética

Reducir a dependência de combustíveis fósseis na indústria através da adoção de fontes renováveis.

### Pilar 2: Descarbonização Industrial

Reducir emissões de gases de efeito estufa nos processos industriais através de hidrogênio verde e derivados.

### Pilar 3: Marco Regulatório

Criar um ambiente regulatório estável e previsível que incentive investimentos em tecnologias limpas.

# Metas de Consumo de RFNBO na Indústria

Meta 2030

**42%**

Pelo menos 42% de RFNBO no hidrogênio utilizado para fins energéticos e não-energéticos na indústria europeia até 2030.

Meta 2035

**60%**

Pelo menos 60% de RFNBO no hidrogênio utilizado para fins energéticos e não-energéticos na indústria europeia até 2035.

## Escopo das Metas

As metas cobrem hidrogênio utilizado para fins energéticos e não-energéticos em setores industriais específicos (Mineração, Manufatura, Construção, Serviços de Informação).

## Ambição das Metas

As metas são ambiciosas e desafiadoras, exigindo uma transformação significativa da indústria europeia em um período relativamente curto (5-10 anos).



# Setores Industriais Cobertos pela RED III

**Classificação NACE REV.2:** A RED III cobre setores específicos da classificação estatística de atividades econômicas. Os Estados-Membros devem garantir que as metas de RFNBO sejam atingidas em todos esses setores.

## B

### Setor B

#### Mineração e Pedreiras

Extração de minérios, pedras e outros materiais naturais utilizados na indústria.

#### Exemplos:

- Extração de carvão
- Mineração de metais
- Pedreiras

## C

### Setor C

#### Manufatura

Transformação de matérias-primas em produtos acabados através de processos industriais.

#### Exemplos:

- Siderurgia
- Química
- Refinarias
- Alimentos

## F

### Setor F

#### Construção

Construção de edifícios, infraestruturas e obras de engenharia civil.

#### Exemplos:

- Construção civil
- Obras de engenharia
- Instalações especializadas

## J

### Setor J

#### Serviços de Informação

Atividades de processamento, armazenamento e transmissão de informações.

#### Exemplos:

- Data centers
- Telecomunicações
- Serviços de TI

# Condições Habilitadoras para Sucesso da RED III

Independentemente da estratégia de transposição adotada pelos Estados-Membros, existem cinco condições essenciais que são críticas para garantir o sucesso da implementação da RED III e a adoção de RFNBO na indústria europeia.

1

Marco Regulatório Previsível

Clareza nas regras e estabilidade a longo prazo para investimentos.

- Regras claras e consistentes
- Estabilidade regulatória
- Visibilidade de longo prazo

2

Infraestrutura Robusta

Capacidade de transportar e distribuir RFNBO na Europa.

- Redes de transporte
- Armazenamento
- Distribuição local

3

Suporte de Financiamento

Mecanismos adequados de desrisking para projetos RFNBO.

- Equity financing
- Fundos de transição
- Contratos por diferença

4

Certificação Transparente

Marco de certificação compatível e reconhecido internacionalmente

- Padrões RFNBO
- Rastreabilidade
- Reconhecimento mútuo

5

Rotulagem de Produtos

Iniciativas para identificar produtos renováveis no mercado.

- Comunicação clara
- Demanda de mercado
- Diferenciação de preço

# Prazos e Recomendações Principais

## Recomendações Estratégicas

Prazo Crítico

**21 de Maio  
2025**

Data limite para Estados-Membros transporem a RED III em lei nacional e decidirem como alcançar as metas de RFNBO na indústria.

### Por que este prazo é crítico?

Os Estados-Membros devem estabelecer suas estratégias de implementação, infraestrutura e mecanismos de desrisking **antes deste prazo** para que a indústria tenha tempo de se preparar e executar os investimentos necessários para cumprir as metas de 2030.

### 1. Transposição Rápida

Hydrogen Europe recomenda **transposição célere** da RED III em marcos legais nacionais para garantir previsibilidade regulatória.

### 2. Trabalho Coordenado

Esforço **coordenado entre Estados-Membros, stakeholders industriais e órgãos reguladores** é essencial para sucesso.

### 3. Condições Habilitadoras

Atenção dedicada às **cinco condições habilitadoras** (regulação, infraestrutura, financiamento, certificação, rotulagem) para promover sustentabilidade e competitividade.

### 4. Avaliação de Importações

Comissão Europeia deve **avaliar impacto de aplicar mesmas obrigações** de quota RFNBO a hidrogênio e derivados importados.

### 5. Abordagem de Portfólio

Estados-Membros podem **combinar elementos das duas opções** de transposição para criar abordagem híbrida otimizada.

### 6. Pré-Requisitos Críticos

Dois pré-requisitos para impor obrigações: **estratégia clara de infraestrutura** e **esquema de desrisking** específico para hidrogênio.

# CO<sub>2</sub> Biogênico vs CO<sub>2</sub> Fóssil

## Prazos de Utilização em RFNBOs

Legislação Europeia: RED, Ato Delegado 2023/1184 e ReFuelEU Aviation 2023/2405

# Regra Geral: CO2 não fóssil

## Princípio Fundamental

A legislação europeia estabelece que o CO2 usado para criar RFNBOs deve ser de **origem não fóssil**

Isto significa que o CO2 não deve vir de combustíveis fósseis (carvão, petróleo, gás natural).

## Objetivo

Garantir que os RFNBOs tenham uma **pegada de carbono significativamente reduzida** em comparação com combustíveis fósseis convencionais.

Contribuir para **descarbonização do transporte** e neutralidade climática europeia.

## Conformidade

Usar CO2 não fóssil é **totalmente conforme** a legislação RED III e não tem **prazos limite**

## Tipos de CO2 Aceitos

### CO2 Biogênico

Originário de fontes biológicas renováveis: fermentação de resíduos, decomposição de biomassa, combustão de biomassa, resíduos florestais.

### CO2 de Captura Direta do Ar (DAC)

Extraído diretamente da atmosfera através de processos tecnológicos. Reduz CO2 atmosférico e contribui ativamente para descarbonização.

## Vantagem

**Sem prazos limite** para utilização de CO2 não fóssil. Pode ser utilizado continuamente para produção de RFNBOs sustentáveis.

# Exceção Temporária: CO2 Fóssil

## Contexto da Exceção

Para impulsionar produção inicial de RFNBOs a legislação europeia abriu uma **exceção temporária**

Esta exceção permite o uso de **CO2 fóssil capturado** de fontes industriais até **prazos específicos**

## Objetivo da Exceção

Aproveitar a **infraestrutura de captura de CO2** já existente em fontes industriais.

Permitir **transição gradual** para CO2 não fóssil (biogênico ou DAC).

## Importante

Esta exceção é **TEMPORÁRIA** e tem **prazos limite específicos** que variam conforme a fonte industrial e tipo de combustível.

## Processo: CCU

CCU significa **Captura e Utilização de Carbono**

1. CO2 fóssil é capturado de emissões industriais
2. CO2 capturado é utilizado como matéria-prima para RFNBOs
3. Em vez de ser liberado na atmosfera, o CO2 é transformado em combustível
4. Reduz emissões líquidas mesmo usando CO2 fóssil

## Vantagem

Utiliza CO2 que seria liberado naturalmente, reduzindo emissões de GEE.

## Razão dos Prazos Limite

- ✓ **Transição Planejada:** Permite tempo para desenvolver alternativas com CO2 não fóssil
- ✓ **Investimento:** Tempo para investir em tecnologias de captura de CO2 biogênico e DAC
- ✓ **Conformidade:** Garante que RFNBOs sejam 100% sustentáveis após prazos
- ✓ **Neutralidade:** Alinha-se com objetivo de neutralidade climática europeia

## Prazos Variam

Os prazos dependem da **fonte industrial** (combustão vs. processo) e do **tipo de combustível** (e-Metanol vs. e-SAF).

# Fonte 1: Combustão Industrial

## Origem

CO<sub>2</sub> capturado da queima de combustíveis fósseis para geração de energia ou calor:

- Usinas térmicas a gás natural
- Usinas térmicas a carvão
- Caldeiras em refinarias
- Fornos industriais de combustão

## Características

CO<sub>2</sub> é emitido pela **combustão de combustíveis fósseis** para produzir energia.

Pode ser **evitado mudando para fontes de energia renovável** (solar, eólica, hidro).

É uma emissão "evitável" em longo prazo.

## Processo CCU

CO<sub>2</sub> fóssil é **capturado das emissões** e utilizado para produção de RFNBOs em vez de ser liberado na atmosfera.

## e-Metanol (Marítimo)

**31 dez 2035**

Prazo limite para utilização de CO<sub>2</sub> fóssil de combustão industrial

## e-SAF (Aviação)

**31 dez 2040**

Prazo limite para utilização de CO<sub>2</sub> fóssil de combustão industrial

## Razão dos Prazos Diferentes

**e-Metanol (2035):** Prazo mais curto para incentivar transição rápida para CO<sub>2</sub> não fóssil.

**e-SAF (2040):** Prazo mais longo para permitir desenvolvimento da indústria de aviação.

## Legislação

Ato Delegado (UE) 2023/1184 para e-Metanol

ReFuelEU Aviation 2023/2405 para e-SAF

## Fonte 2: Processos Industriais

### Origem

CO<sub>2</sub> capturado de **processos industriais** onde as emissões são **inerentes ao processo químico**.

Não podem ser evitadas simplesmente mudando de combustível.

### Características

CO<sub>2</sub> é parte **integral do processo químico** industrial.

Emissão "**inevitável**" com tecnologia atual.

Requer mudanças tecnológicas fundamentais para evitar.

### Exemplos Principais

**Cimenteiras:** Calcinação do calcário ( $\text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaO} + \text{CO}_2$ )

**Siderurgia:** Uso de coque na produção de aço

**Indústria Química:** Processos de síntese que geram CO<sub>2</sub>

### Prazo Aceitável

**31 dez 2040**

Para e-Metanol e e-SAF

### Razão do Prazo Igual para Ambos

Processos industriais requerem **investimentos tecnológicos significativos** para mudança.

Prazo de **2040 permite tempo para desenvolvimento** de soluções alternativas (captura de CO<sub>2</sub>, processos sem emissões).

Mesmo prazo para e-Metanol e e-SAF reconhece a **dificuldade técnica equivalente** de descarbonizar estes processos.

## Tabela Resumida: prazos para CO2 Fóssil

**Resumo comparativo** de todas as fontes de CO2 fóssil, seus prazos de utilização para e-Metanol e e-SAF conforme legislação europeia, e legislação aplicável.

Fonte do CO2 Fóssil	Tipo de Emissão	Prazo para e-Metanol	Prazo para e-SAF	Legislação
Usinas Térmicas (Gás, Carvão)	Combustão para geração de energia	<b>31 dez 2035</b>	<b>31 dez 2040</b>	Ato Delegado 2023/1184 / ReFuelEU Aviation 2023/2405
Refinarias (Caldeiras)	Combustão para calor e vapor	<b>31 dez 2035</b>	<b>31 dez 2040</b>	Ato Delegado 2023/1184 / ReFuelEU Aviation 2023/2405
Cimenteiras	Processo (Calcinação de calcário)	<b>31 dez 2040</b>	<b>31 dez 2040</b>	Ato Delegado 2023/1184 / ReFuelEU Aviation 2023/2405
Siderurgia	Processo (Uso de coque)	<b>31 dez 2040</b>	<b>31 dez 2040</b>	Ato Delegado 2023/1184 / ReFuelEU Aviation 2023/2405

# Comparação: CO2 Biogênico vs Fóssil

Resumo comparativo entre CO2 biogênico e CO2 fóssil, incluindo origem, prazos de utilização, razões, conformidade regulatória e objetivos.

Critério	CO2 Biogênico	CO2 Fóssil (Exceção Temporária)
Origem	<b>Fontes Renováveis:</b> Fermentação de resíduos, decomposição de biomassa, combustão de biomassa, resíduos florestais, captura direta do ar (DACP)	<b>Emissões Industriais:</b> Usinas térmicas (gás, carvão), refinarias, cimenteiras, siderurgia
Prazo de Utilização	<b>Sem Limite</b> - Pode ser utilizado continuamente para produção de RFNBOs	<b>Com Limite Temporal:</b> Até 31 dez 2035 (combustão) ou 31 dez 2040 (processo/SAF)
Razão do Prazo	<b>Renovável:</b> Não adiciona CO2 líquido à atmosfera. Ciclo fechado de carbono	<b>Exceção Temporária:</b> Impulsionar produção inicial de RFNBOs aproveitando infraestrutura existente de captura de CO2
Conformidade Regulatória	<b>Totalmente Conforme:</b> RED III, Ato Delegado 2023/1184, ReFuelEU Aviation 2023/2405	<b>Permitido até Prazos:</b> Conforme Ato Delegado 2023/1184 e ReFuelEU Aviation 2023/2405, com prazos específicos
Objetivo	<b>Produção Sustentável:</b> RFNBOs 100% sustentáveis com pegada de carbono reduzida	<b>Transição Gradual:</b> Permitir desenvolvimento de indústria de RFNBOs até transição para CO2 não fóssil

# Implicações Práticas

## Produtores de e-Metanol

### Prazo Disponível

Podem usar CO2 fóssil até **31 de dezembro de 2035**

✓ **Planejamento:** Necessário planejar transição para CO2 não fóssil

✓ **Investimento:** Investir em tecnologias de captura de CO2 biogênico e DAC

✓ **Infraestrutura:** Desenvolver parcerias com fornecedores de CO2 renovável

✓ **Conformidade:** Após 2035, 100% do CO2 deve ser de origem não fóssil

### Desafio Principal

Prazo **mais curto (2035)** requer ação imediata para transição tecnológica

## Produtores de e-SAF

### Prazo Disponível

Podem usar CO2 fóssil até **31 de dezembro de 2040**

✓ **Desenvolvimento:** Prazo mais longo permite desenvolvimento tecnológico

✓ **Flexibilidade:** Maior flexibilidade comparado a e-Metanol

✓ **Investimento:** Tempo para amortizar investimentos em captura de CO2

✓ **Conformidade:** Após 2040, 100% do CO2 deve ser de origem não fóssil

### Vantagem

Prazo **mais longo (2040)** permite transição gradual e planejada

## Indústrias de Captura

### Oportunidade

Monetizar emissões de CO2 fóssil a **2035-2040**

✓ **Receita:** Gerar receita vendendo CO2 capturado para RFNBOs

✓ **Investimento:** Incentivo para investir em tecnologias de captura

✓ **Infraestrutura:** Desenvolver redes de captura e transporte de CO2

✓ **Transição:** Preparar transição para captura de CO2 biogênico/DAC

### Desafio

Necessário preparar **transição tecnológica** antes de 2035-2040

# Conclusão: Estratégia de Transição

## Curto Prazo

Até 2035-2040

Permitir uso de **CO2 fóssil capturado** de fontes industriais para impulsionar produção inicial de RFNBOs.

✓ **Objetivos:** Desenvolver indústria de RFNBOs

✓ **Aproveitar:** Infraestrutura de captura existente

✓ **Investir:** Em tecnologias de CO2 não fóssil

✓ **Prazos:** 2035 (e-Metanol), 2040 (e-SAF/Processo)

## Médio Prazo

Após 2035-2040

Transição **obrigatória para CO2 não fóssil** (biogênico ou DAC) para produção de RFNBOs.

✓ **Conformidade:** 100% CO2 não fóssil

✓ **Tecnologias:** DAC e CO2 biogênico em escala

✓ **Sustentabilidade:** RFNBOs 100% sustentáveis

✓ **Descarbonização:** Redução significativa de GEE

## Longo Prazo

2050

**Neutralidade climática europeia** com RFNBOs 100% sustentáveis como combustíveis principais.

✓ **Objetivo:** Neutralidade climática

✓ **Transporte:** Descarbonizado (marítimo, aviação, rodoviário)

✓ **Economia:** Circular e sustentável

✓ **Liderança:** Europa líder em tecnologias limpas

## Síntese Final

A legislação europeia estabelece uma estratégia clara e equilibrada de transição para RFNBOs sustentáveis. A exceção temporária para CO2 fóssil reconhece a realidade técnica e econômica de que a transição requer tempo e investimento significativo. Os prazos específicos (2035 para e-Metanol, 2040 para processos industriais e e-SAF) refletem as diferentes realidades de cada setor. Esta abordagem permite impulsionar a produção inicial de RFNBOs enquanto garante que a longo prazo, todos os combustíveis sejam 100% sustentáveis, contribuindo para a neutralidade climática europeia até 2050.

# Produção de Metanol Verde: Cenários Comparativos

## Parâmetros Comuns

Para todos os casos, a capacidade de produção de metanol é de **250 toneladas por dia (t/d)**

A disponibilidade operacional varia conforme a complexidade tecnológica de cada rota.

### Cenário 1A

#### Biometanol com WGS

Gaseificação de biomassa (RDF) com Water-Gas Shift

**Disponibilidade:** 85%

### Cenário 1B

#### Biometanol com H<sub>2</sub> Eletrolítico

Gaseificação de biomassa com injeção de hidrogênio eletrolítico

**Disponibilidade:** 85%

### Cenário 2

#### E-metanol

Hidrogênio eletrolítico e CO<sub>2</sub> capturado

**Disponibilidade:** 95%

## Custo Nivelado de Produção

Representa o **preço mínimo de venda do metanol** necessário para **cobrir todos os custos de capital e operacionais** ao longo da vida útil da planta. Este é um indicador fundamental para avaliar a viabilidade econômica de cada cenário.

# Cenário 1A: Biometanol (Gaseificação de Biomassa com WGS)

## Tecnologia

Gaseificação de biomassa (RDF) para produzir gás de síntese, seguido por Water-Gas Shift (WGS) e síntese de metanol.

**€514.8M**

CAPEX Estimado

Capital Expenditure

## Consumo de Biomassa

Aproximadamente 520 t/d de biomassa seca (RDF) para produzir 250 t/d de metanol. O CO<sub>2</sub> é um subproduto da reação WGS e representa uma perda de carbono da biomassa.

**€1,066**

Custo Nivelado de Produção

por tonelada de metanol

## Emissão de CO<sub>2</sub>

548 t/d de CO<sub>2</sub> emitidos/ventilados do processo de tratamento de gás de síntese (AGRU). O CO<sub>2</sub> é um subproduto, não um insumo para a síntese de metanol nesta rota.

## Disponibilidade Operacional

85% (devido à complexidade e riscos tecnológicos associados ao tratamento de biomassa sólida e gaseificação)

## Consumo de Energia

Eletricidade: 22 MWe | Gás Natural: 22.5 GJ/h | Água: 189 m<sup>3</sup>/h

## Produção Anual

77,875 t/ano (baseado em 250 t/d com 85% de disponibilidade)

# Cenário 1B: Biometanol (Tecnologia e Consumos)

## Tecnologia

Gaseificação de biomassa (RDF) com **injeção de hidrogênio eletrolítico** para otimizar o gás de síntese e síntese de metanol. Esta abordagem híbrida melhora significativamente a eficiência do processo.

## Consumo de Biomassa

Aproximadamente **270 t/d** de biomassa seca (RDF) para produzir 250 t/d de metanol. A injeção de H<sub>2</sub> eletrolítico permite maior utilização do carbono da biomassa, reduzindo significativamente o consumo comparado ao Cenário 1A (520 t/d).

## Emissão de CO<sub>2</sub>

**194 t/d** de CO<sub>2</sub> emitidos/ventilados do processo de tratamento de gás de síntese (AGRU). Volume menor em comparação com o Cenário 1A (548 t/d) devido à injeção de H<sub>2</sub> eletrolítico que reduz a necessidade de WGS.

Consumo de Biomassa  
**270**  
toneladas por dia (t/d)

Emissão de CO<sub>2</sub>  
**194**  
toneladas por dia (t/d)

**Comparação com Cenário 1A:** Redução de 48% no consumo de biomassa e 65% na emissão de CO<sub>2</sub>, demonstrando a eficiência da injeção de hidrogênio eletrolítico.

# Cenário 1B: Custos e Especificações Técnicas

## CAPEX Estimado

**€465.6M - €542.6M**

Gaseificador ajustado (€465.6M) ou gaseificador maior padronizado (€542.6M). Maior que Cenário 1A devido à inclusão da planta de eletrólise.

## Custo Nivelado de Produção

**€1,158/t**

Preço mínimo de venda do metanol para cobrir todos os custos de capital e operacionais ao longo da vida útil da planta.

## Eletricidade Necessária

**57.5 MWe**

Distribuição: 8.5 MWe para gaseificação, síntese e WGS; 46 MWe para eletrólise; 3 MWe para ASU (Air Separation Unit).

## Consumo de Água

**97 m<sup>3</sup>/h**

Redução significativa comparado ao Cenário 1A (189 m<sup>3</sup>/h) devido ao processo mais eficiente com injeção de H<sub>2</sub> eletrolítico.

## Nota Importante

O CO<sub>2</sub> é um subproduto do processo, não um insumo para a síntese de metanol nesta rota. A injeção de hidrogênio eletrolítico reduz a necessidade de Water-Gas Shift (WGS), minimizando a formação e emissão de CO<sub>2</sub>.

## Comparação com Cenário 1A

**Consumo de Biomassa:** 270 t/d vs 520 t/d (redução de 48%)

**Emissão de CO<sub>2</sub>:** 194 t/d vs 548 t/d (redução de 65%)

**Consumo de Água:** 97 m<sup>3</sup>/h vs 189 m<sup>3</sup>/h (redução de 49%)

**Gás Natural:** 11.7 GJ/h vs 22.5 GJ/h (redução de 48%)

**Custo Nivelado:** €1,158/t vs €1,066/t (aumento de 9%)

## Disponibilidade Operacional

**Taxa:** 85%

**Produção Anual:** 77,875 t/ano (baseado em 250 t/d)

## Cenário 2: E-metanol (Hidrogênio Eletrolítico e CO<sub>2</sub> Capturado)

### Tecnologia

Produção de metanol a partir de CO<sub>2</sub> capturado (biogênico ou DAC) e hidrogênio eletrolítico

### Consumo de Biomassa

Não utiliza biomassa como matéria-prima direta para a síntese de metanol.

### Fonte de CO<sub>2</sub>

O CO<sub>2</sub> pode ser de origem biogênica (ex: bioprocessamento, digestão anaeróbia ou fermentação) ou capturado diretamente do ar via DAC (Direct Air Capture).

### Notas Importantes

Não utiliza gás natural. O custo do CO<sub>2</sub> entregue é de €100/t (incluindo transporte), mas a captura via DAC pode ser significativamente mais cara (€400-1000/t CO<sub>2</sub>).

€378.2M

CAPEX Estimado

€1,450/t

Custo Nivelado de Produção

350 t/d

Consumo de CO<sub>2</sub>

118 MW

Eletricidade Necessária

11 m<sup>3</sup>/h

Consumo de Água

## Comparativo Detalhado: Custos e Consumos dos Cenários

Característica / Rota	Cenário 1A Biometanol (WGS)	Cenário 1B Biometanol (H <sub>2</sub> Inj.)	Cenário 2 E-metanol
CAPEX Estimado	€514.8M	€465.6M - €542.6M	€378.2M
Custo Nivelado de Produção	€1,066/t	€1,158/t	€1,450/t
Consumo de Biomassa	~520 t/d	~270 t/d	Não utiliza
Emissão/Consumo de CO <sub>2</sub>	548 t/d (emitido)	194 t/d (emitido)	350 t/d (consumido)
Eletricidade	22 MWe	57.5 MWe	118 MW
Gás Natural	22.5 GJ/h	11.7 GJ/h	Não aplicável
Consumo de Água	189 m <sup>3</sup> /h	97 m <sup>3</sup> /h	11 m <sup>3</sup> /h
Disponibilidade Operacional	85%	85%	95%
Produção Anual	77,875 t/ano	77,875 t/ano	86,875 t/ano

### Observações Importantes:

- O Cenário 1A apresenta o menor custo nivelado de produção (€1,066/t), mas com maior consumo de biomassa e emissão de CO<sub>2</sub>.
- O Cenário 1B oferece um equilíbrio entre consumo de biomassa reduzido e eficiência, mas com custo nivelado intermediário.
- O Cenário 2 (E-metanol) tem o menor CAPEX, mas o maior custo nivelado de produção devido aos custos de captura de CO<sub>2</sub> e eletricidade.

# Fatores Adicionais: Custos de Emissão, Biomassa e Energia

## Custo de Emissão de CO<sub>2</sub>

€75/t CO<sub>2</sub> até 2035

€150/t CO<sub>2</sub> a partir de 2036

*Aplicável apenas a emissões não biogênicas. Emissões biogênicas (Cenários 1A e 1B) não têm custo de emissão.*

## Custo da Biomassa (RDF)

€50/t

*Taxa nominal de gate fee para RDF no cenário base. Usuários finais de RDF pagam por sua coleta.*

## Preço da Eletricidade

€55/MWh até 2040

€65/MWh a partir de 2040

*Preços de atacado. Crítica viabilidade do Cenário 2 (E-metanol).*

## Preço do Gás Natural

€30/MWh (HHV)

*Cenários 1A e 1B como insumo para aquecimento do processo.*

## Impacto por Tipo de Cenário

### Cenários 1A e 1B (Biometanol):

Dependem de biomassa (€50/t) gás natural (€30/MWh) e eletricidade moderada. Emissões biogênicas sem custo regulatório.

### Cenário 2 (E-metanol):

Altamente sensível ao preço da eletricidade (€55-65/MWh) devido ao elevado consumo de 118 MW. Sujeito a custos de emissão de CO<sub>2</sub> não biogênico.

## Consideração Estratégica

A evolução dos preços de eletricidade renovável nos próximos anos será determinante para a viabilidade econômica do Cenário 2 (E-metanol), enquanto a disponibilidade e custo da biomassa sustentável impactarão os Cenários 1A e 1B.

# Considerações Finais: Custo do CO<sub>2</sub> e Impacto por Cenário

## Custo do CO<sub>2</sub> Entregue (E-metanol)

€100/t CO<sub>2</sub>

*Incluindo transporte. Aplicável ao Cenário 2 quando o CO<sub>2</sub> é capturado de fontes biogênicas ou adquirido de terceiros.*

## Custo de Captura Direta do Ar (DAC)

€400 - €1,000/t CO<sub>2</sub>

*Custo de captura direta de CO<sub>2</sub> da atmosfera. Significativamente mais caro que CO<sub>2</sub> de fontes biogênicas, impactando fortemente a viabilidade do Cenário 2 a curto prazo.*

## Implicação Estratégica

*A viabilidade do Cenário 2 (E-metanol) depende criticamente da disponibilidade de CO<sub>2</sub> de fontes biogênicas a custos competitivos, ou da redução futura dos custos de DAC através de inovação tecnológica.*

## Impacto de Custos por Cenário

Fator de Custo	Cenário 1A/1B	Cenário 2
Emissão CO <sub>2</sub>	Não aplica	Sim (€75-150/t)
Biomassa	€50/t	Não aplica
Eletricidade	Moderado	Alto (118 MW)
Gás Natural	€30/MWh	Não aplica
CO <sub>2</sub> Capturado	Não aplica	€100/t

## Conclusão:

A viabilidade econômica de cada cenário depende de uma análise complexa que considera custos de capital, custos operacionais, disponibilidade de matéria-prima, regulamentações ambientais e preço de mercado do metanol.

# Conclusão: Conformidade Regulatória e Diversidade de Rotas

1

## Conformidade Regulatória

A certificação **RFNBO sob a RED III** é um requisito mandatório para o acesso ao mercado europeu, exigindo um alto percentual de energia renovável na produção. Os submercados brasileiros com  $\geq 90\%$  de energia renovável podem atender este critério.

2

## Diversidade de Rotas

Existem **três rotas tecnológicas distintas** para a produção de metanol verde, cada uma com perfis únicos de custo, consumo de recursos e impactos ambientais.

## Três Cenários de Produção

- 1A: Biometanol (WGS)
- 1B: Biometanol ( $H_2$  Injeção)
- 2: E-metanol

**Próximo:** Análise dos desafios, oportunidades e decisão estratégica para o Brasil

# Conclusão: Desafios, Oportunidades e Próximos Passos

## 3

### Desafios e Oportunidades

Enquanto o e-metanol apresenta menor CAPEX seu custo nivelado é mais alto. As rotas de biometanol podem oferecer custos mais competitivos dependendo da disponibilidade de biomassa sustentável.

## 4

### Decisão Estratégica

A escolha da rota mais viável para o Brasil dependerá de disponibilidade de biomassa, infraestrutura de CO<sub>2</sub>, custos de energia renovável evolução tecnológica.

### Oportunidades para o Brasil

#### Matriz energética renovável:

Brasil possui uma das maiores participações de energia renovável, favorecendo a certificação FNBO.

#### Disponibilidade de biomassa:

Potencial significativo de RDF e resíduos para rotas de biometanol.

#### Posicionamento geográfico:

Proximidade com mercados em desenvolvimento que demandam combustíveis verdes.

#### Expertise tecnológica:

Experiência em gaseificação de biomassa e síntese química.

### Próximos Passos

O Brasil deve considerar uma abordagem de portfólio que combine as três rotas, aproveitando as vantagens de cada uma conforme a evolução dos custos, regulamentações e demanda do mercado europeu por hidrogênio verde e seus derivados.



# Conheça a H2 Verde

Junte-se a nós na luta de um FUTURO SUSTENTÁVEL para nosso meio ambiente!

---

## BRASIL

📞 +55 (61) 3256 9468  
📍 SCRN Quadra 702/703, Bloco B  
📍 Lojas 40/50, Parte 41, Brasília DF - CEP 70.720-620 - Brasil

✉️ luiz.filho@h2verde.com

---

## PORTUGAL

📞 +351 938 074 432  
📍 Avenida Aida, Estoril Garden  
📍 Blc. 1 - Sala 112 - 2765-187 Estoril - Portugal

✉️ mariaeduarda@h2verde.com



[www.h2verde.com](http://www.h2verde.com)