

# Hidrógeno procedente de residuos para descarbonizar el sector cerámico

## HIDRÓGENO DORADO

José Ignacio Linares

Director de la Cátedra Fundación Repsol de Transición Energética (Comillas – ICAI)

Investigador de la Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas



# LOS COLORES DEL HIDRÓGENO

Green hydrogen can be created by the following methods:

1. Electrolysis of water with renewable energy
2. Steam methane reformation (SMR) of biogas
3. Thermal conversion or gasification of organic matter and other waste streams

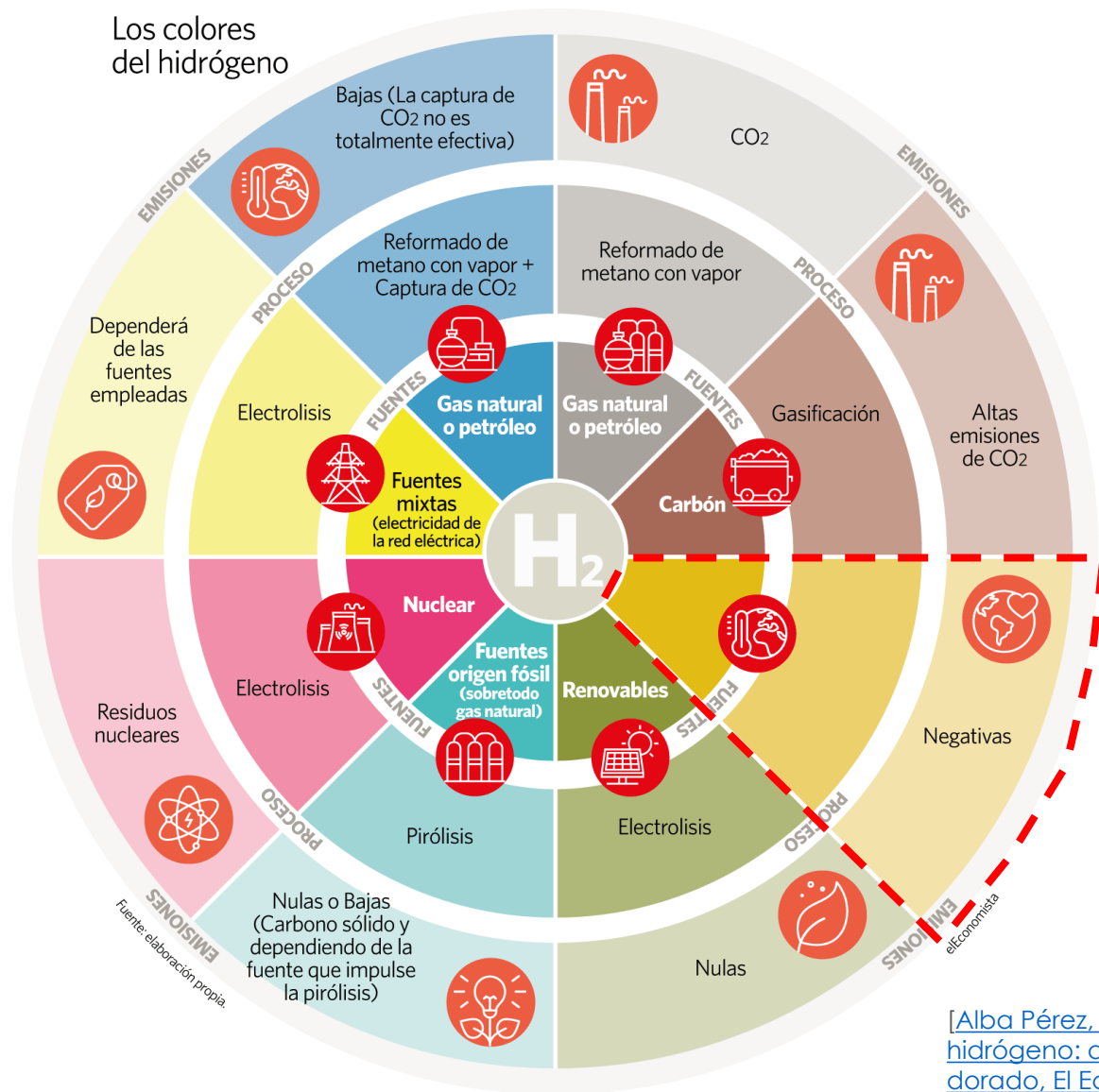
## DEFINITION:

**GREEN HYDROGEN** [ grēn hahy-druh-juhn]  
noun

<sup>1</sup> hydrogen created from renewable energy sources such as solar, wind, hydro power, biomass, biogas, or municipal waste.

[Nelson, Lin, et al, Green Hydrogen Guidebook, Green Hydrogen Coalition, August 2020]

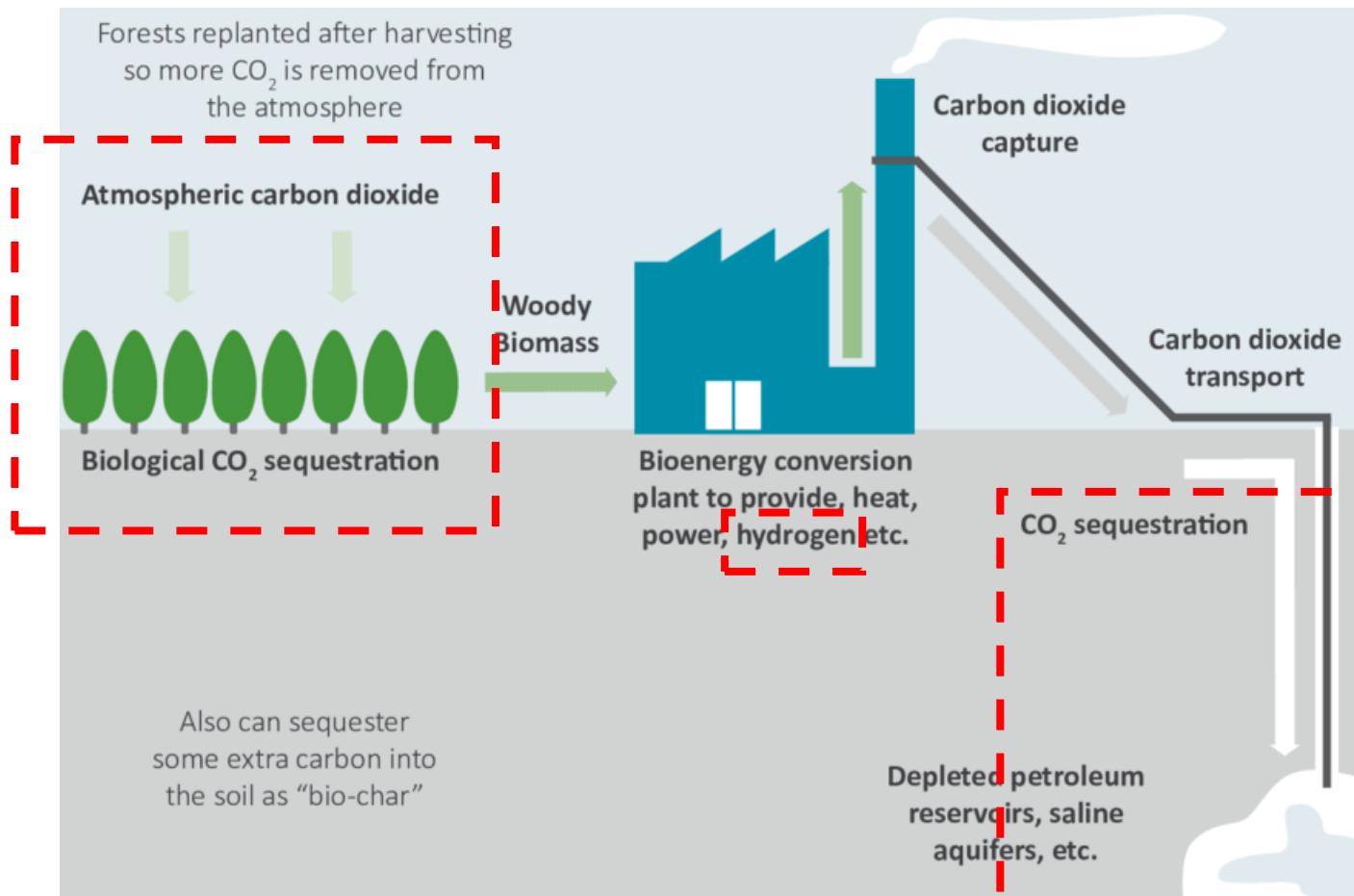
Los colores del hidrógeno



[Alba Pérez, Las mil caras del hidrógeno: del color marrón al dorado, El Economista, 12/6/2022]

# EMISIONES de CO<sub>2</sub> NEGATIVAS

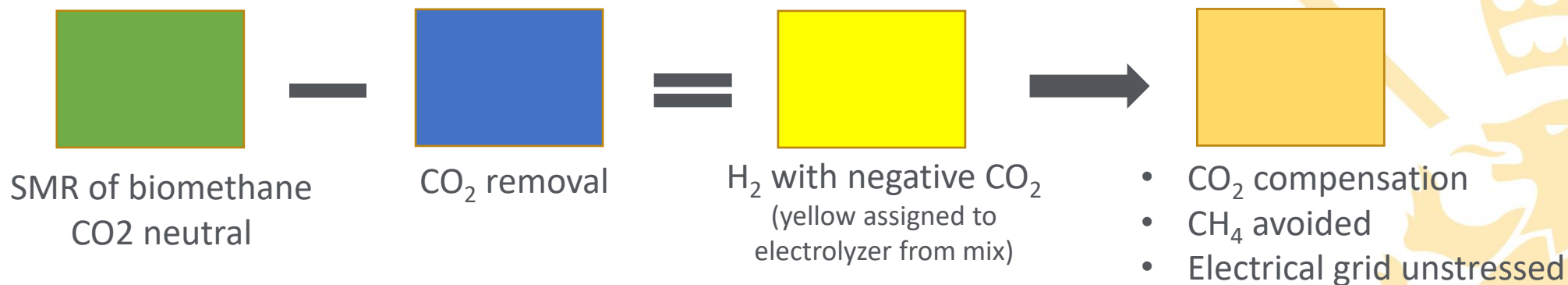
Plantas como  
DACs naturales



# Hidrógeno DORADO

## ¿Qué es?

- El biometano es un *gas renovable que se produce* a partir de biogás, tras un proceso de *upgrading* y es indistinguible del gas natural
- El biogás procede de residuos orgánicos por digestión anaerobia: RSU, lodos de EDAR, residuos ganaderos y agrícolas, agroindustrias...
- El reformado con vapor de gas natural (SMR) es el método mayoritario usado actualmente para producir hidrógeno



# Hidrógeno DORADO Precedentes

[Aplicación de GASNAM]

## Repsol produce hidrógeno a partir de biometano en una refinería española

UPSTREAM ONLINE / 05 OCTUBRE 2021



El hidrógeno se utilizará en la producción de combustibles como gasolina, gasóleo o queroseno para la aviación.

[Upstream Online, 5/10/2021]

[Bayo Tech presenta un reformador para RSU con bajas producciones; aumenta las emisiones negativas al capturar el CO2]



- Crece el interés por el biometano
- Gran potencial en Europa, España está despertando

# Hidrógeno desde biometano

## Potencial

### HIDRÓGENO VERDE (sin captura CO<sub>2</sub>)

- Producción H<sub>2</sub> por SMR: 2,51 kmol H<sub>2</sub>/kmol CH<sub>4</sub> (75,9% de eficiencia)
- Producción a partir de biometano: 22,6 kg H<sub>2</sub>/MWh<sub>PCI</sub>
- Producción a partir de fracción orgánica de RSU (FORSU): 4,18 kg H<sub>2</sub>/(pax · año)
- Producción de CO<sub>2</sub>: ≈ 8,8 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>

### HIDRÓGENO DORADO (con captura CO<sub>2</sub>)


- Producción H<sub>2</sub> por SMR: 2,285 kmol H<sub>2</sub>/kmol CH<sub>4</sub> (69,1% de eficiencia)
- Producción a partir de biometano: 20,6 kg H<sub>2</sub>/MWh<sub>PCI</sub>
- Producción a partir de fracción orgánica de RSU (FORSU): 3,81 kg H<sub>2</sub>/(pax · año)
- Producción de CO<sub>2</sub>: ≈ 9,63 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub> (capturado 90%: **8,67 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>**)



# Hidrógeno DORADO de biometano. Potencial

[Aplicación de GASNAM]



 Plantas de explotación  Plantas en ejecución  Plantas en proyecto

## Proyectos biometano 2022

Explotación: 0,178 TWh  
Construcción: 1,425 TWh  $\approx$  2 TWh  
Planificados: 0,383 TWh

- 41.200 ton de hidrógeno dorado ( $\approx$  412 MW electrolizador)
- 357,2 kton de CO<sub>2</sub> compensadas
- Demanda actual de Hidrógeno en España (uso industrial): 600.000 ton/año
- Se podría producir a partir de biometano a corto plazo el 7% de la demanda actual de hidrógeno
- La Hoja de Ruta del Biogás prevé más de 10 TWh para 2030, que representarían más de 200.000 toneladas de hidrógeno dorado (1/3 de la demanda actual, con unas 1,8 Mton de CO<sub>2</sub> compensadas), evitando la mitad de los electrolizadores de la Hoja de Ruta del Hidrógeno (4 GW)

# Hidrógeno DORADO con FORSU

## Potencial

- Capacidad de producción a partir de FORSU: 3,81 kg H<sub>2</sub>/pax-año
  - Población España: 47,35 Mpax
  - Producción a partir de FORSU en España: **180.404 ton H<sub>2</sub>/año**
  - Emisiones de CO<sub>2</sub> negativas: 1.564 kton CO<sub>2</sub>/año (**0,5% España en 2019**)
  - Equivalencia en electrólisis (5.800 heq/año): 1.804 MW = 1,8 GW
- Demanda actual de Hidrógeno en España (uso industrial): 600.000 ton/año
- **Se podría producir a partir de FORSU el 30% de la demanda actual**
- La Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable Española prevé en 2030 4 GW de electrolizadores
- **El Hidrógeno de la FORSU permitiría reducir la potencia de electrolizadores en un 45%**



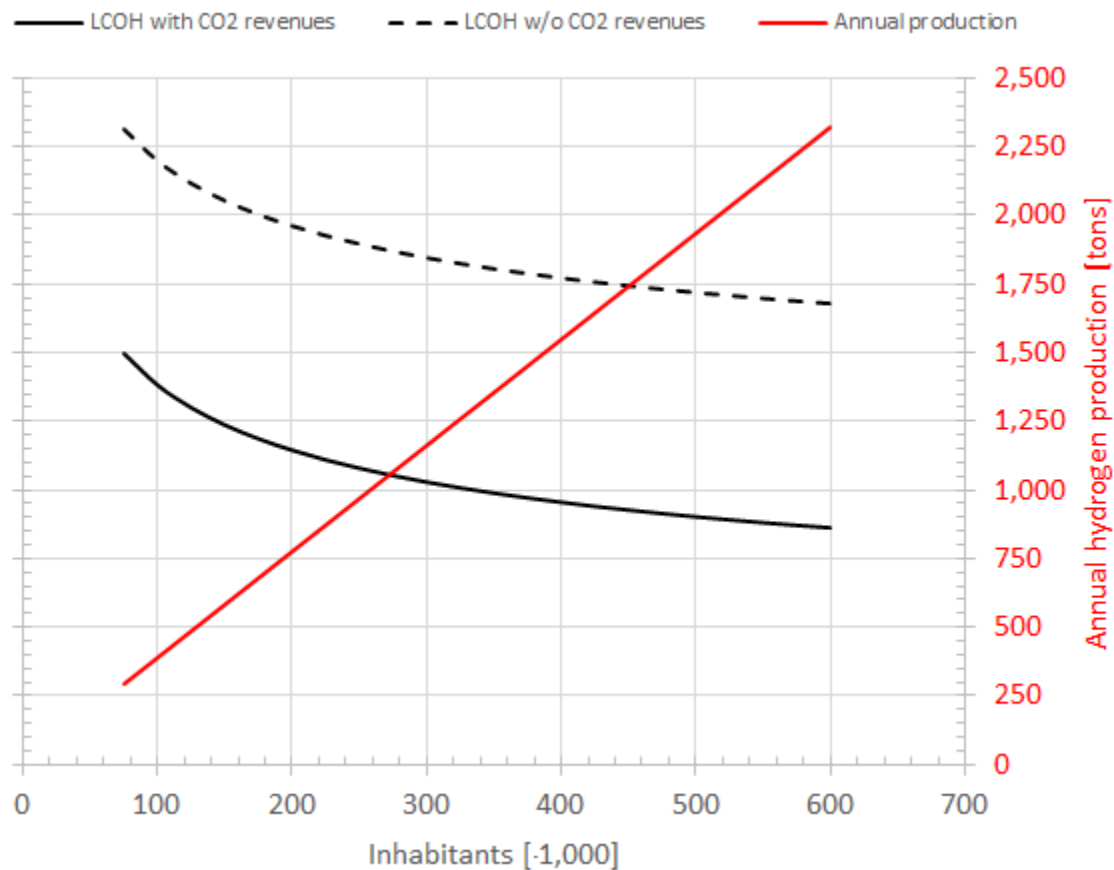
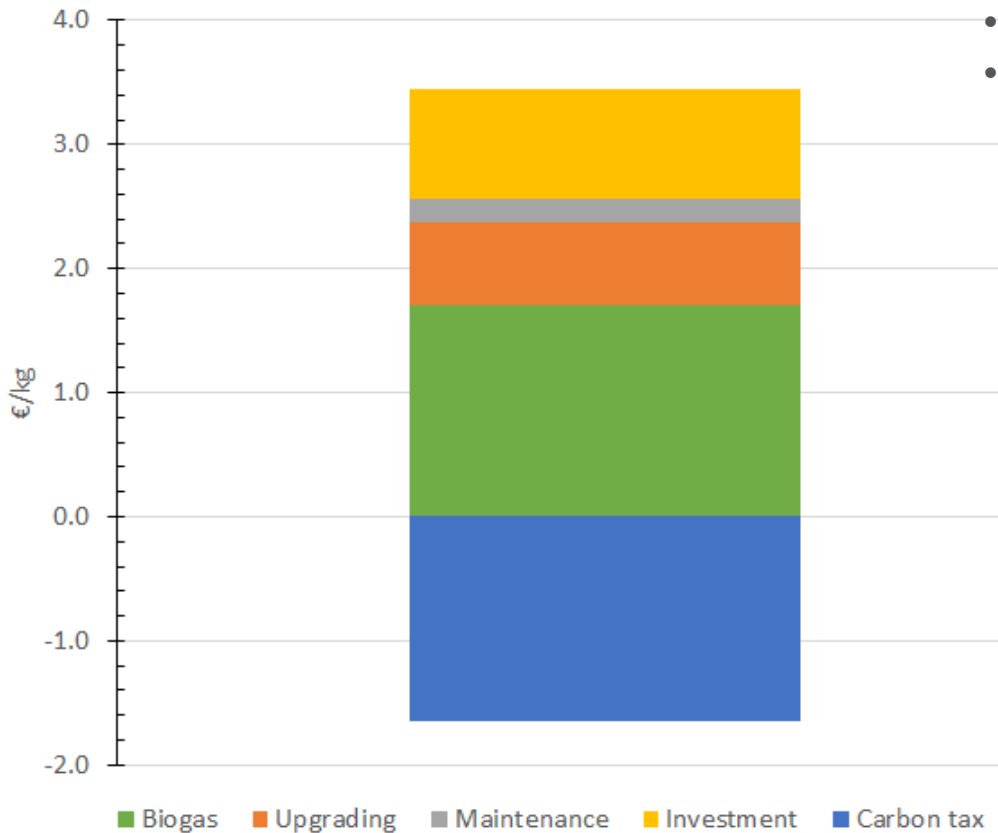


# Hidrógeno dorado de FORSU

## Costes

- 25 años de vida
- wacc: 8%
- r: 0% (8% para CO<sub>2</sub>)
- Biogás a 35 €/MWh
- CO<sub>2</sub>: 80 €/ton

500.000 habitantes



500.000 habitantes ≈ 2.000 ton/año  
(20 MWe de electrolizador en red)

# Hidrógeno dorado de otros sustratos

## Costes

[A. Feliu, X. Flotats, Los gases renovables. Un vector energético emergente, Fundación Naturgy, 2019]

Niveles de coste orientativos de la producción de biogás.

Coste (€/MWhPCI)	Sustrato	Referencias de cálculo*
6-10	Residuos biodegradables en depósito controlado	Producción eléctrica a red viable con ingresos próximos a 60 €/MWh Coste de producción eléctrica con motores, incluyendo conexión a red eléctrica = 38 €/MWh Eficiencia eléctrica de los motores: 36 % Contenido de metano: 50 %
30-40	Fracción orgánica residuos municipales	Compostaje cerrado ** Capacidad: 20.000 t/a Producción de biogás: 100 Nm <sup>3</sup> /t
	Lodos Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR)	Autoconsumo eléctrico (140 €/MWh) Coste motores: 40 €/MWh
45-55	Rastrojo de cereal	Aplicación al suelo Coste producción ensilado: 22-26 €/t Capacidad: 20.000 t/a Producción de biogás: 210 Nm <sup>3</sup> /t
65-75	Maíz, planta entera	Coste producción ensilado: 32-36 €/t Capacidad: 20.000 t/a Producción de biogás: 170 Nm <sup>3</sup> /t
	Purines de cerdo	Aplicación agrícola directa Recepción de purines a coste 0 Capacidad: 100.000 t/a Producción de biogás: 15 Nm <sup>3</sup> /t

\*Contenido de metano del biogás: 60 %, salvo indicado.

\*\* Compostaje cerrado: en una nave cerrada y con emisiones controladas.



# Hidrógeno dorado de FORSU

## Costes. Comparativa con electrólisis

Figure: H<sub>2</sub>-production costs in different accounting periods for existing and new plants (example: combination of PV/wind)



Source: Frontier Economics

Note: Calculations based on electricity prices and profiles in 2019.

[RWE AG, frontier economics, 2021]

- Los costes del hidrógeno verde electrolítico dependen de los criterios que se establezcan para la definición de verde:
  - Correlación temporal
  - Adicionalidad
  - Correlación especial
- Estas restricciones no afectan en el SMR de biometano



# Hidrógeno dorado de FORSU

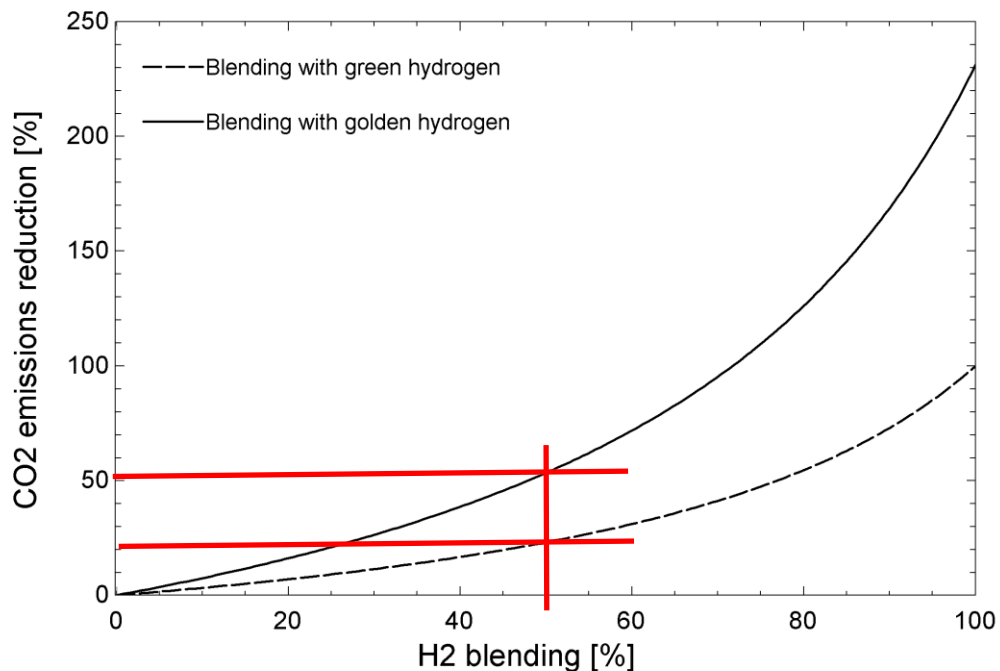
## *Almacenamiento/Uso de CO<sub>2</sub>*

- Existen en España 11 almacenamientos geológicos de CO<sub>2</sub> identificados (BOE de [8 de febrero](#) y [3 de abril](#) de 2008), con capacidad entre 500 y 15.000 Mtons
- Una central de carbón de 500 MWe operando 4.000 h/año produce 1,7 Mton CO<sub>2</sub>/año
- La producción de hidrógeno dorado a partir de todos los RSU de España produciría 1,56 Mton/año:
  - Comparable a 1 sola central de carbón
  - Capacidad en el peor de los casos para 320 años
- Existen otras posibilidades de almacenar ese CO<sub>2</sub> ⇒ uso del CO<sub>2</sub>:
  - Polímeros circulares (retirado de la atmósfera)
  - E-fuels (devuelto a la atmósfera, hidrógeno verde y combustible neutro en CO<sub>2</sub>)
  - Carbonatos (áridos para construcción)
  - Usos industriales (retirado o neutro, según el uso)

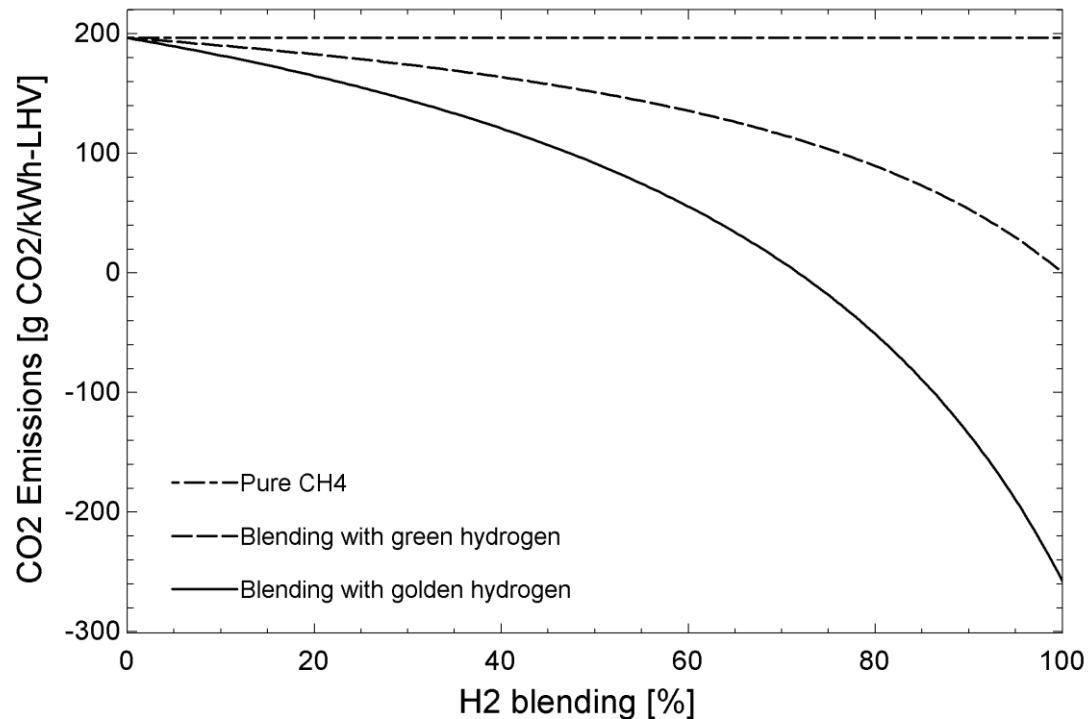


# Hidrógeno dorado

## Aplicación al *blending*



- El hidrógeno verde (electrolítico o SMR de biometano sin captura) es neutro en CO<sub>2</sub>
- El hidrógeno dorado presenta emisiones negativas (concepto BECCS)



- Las emisiones negativas sirven para compensar emisiones inevitables de otras instalaciones (> 72%)
- Permiten mejorar los números del *blending*

# Hidrógeno dorado

## Aplicación al sector cerámico

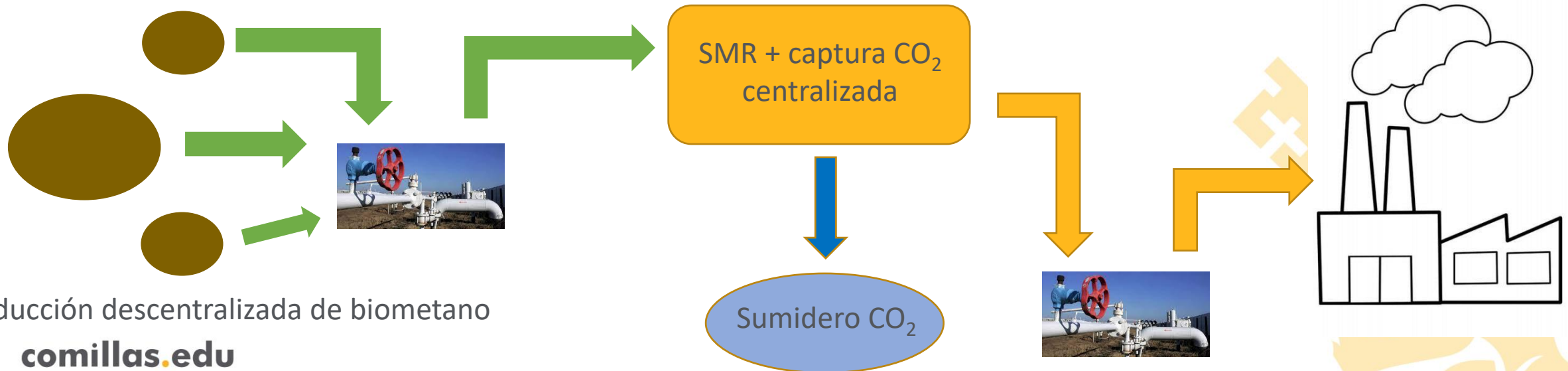
- Consumo de gas del sector: 14,1 TWh/año ( $\approx$  1,4 bcm)
- Emisiones asociadas al gas: 2,79 Mton CO<sub>2</sub>/año

Combustión	Biometano 100%	Blending gas natural 50% / Hidrógeno 50%		
Recurso	Residuos	Eólica Solar Hidro	Residuos	Residuos
Tecnología transformación	Digestión anaerobia upgrading	Electrólisis	Digestión anaerobia upgrading SMR con CCS	Digestión anaerobia upgrading SMR con CCS
Viabilidad técnica	OK	Mejora electrolizador Análisis combustión	Análisis combustión	Análisis combustión
Disponibilidad Recurso	2 TWh 2023 < 14,1 TWh 10 TWh 2030 < 14,1 TWh	1 GW electolizador en 2030 < 4 GW	2 TWh 2023 datos reales	10 TWh 2030 Hoja ruta biogás
Cobertura	Parcial 14% en 2023 71% en 2030	Total en 2030	Parcial ahora 4,73 TWh de biometano requeridos	Total en 2030 4,73 TWh bio-CH4 < 10 TWh en 2030
Reducción emisiones CO2 [%]	100	23	23	53
Reducción gas natural [%]	100	23	10	22
Gas renovable	BIOMETANO	HIDRÓGENO VERDE	HIDRÓGENO DORADO	

# Hidrógeno dorado

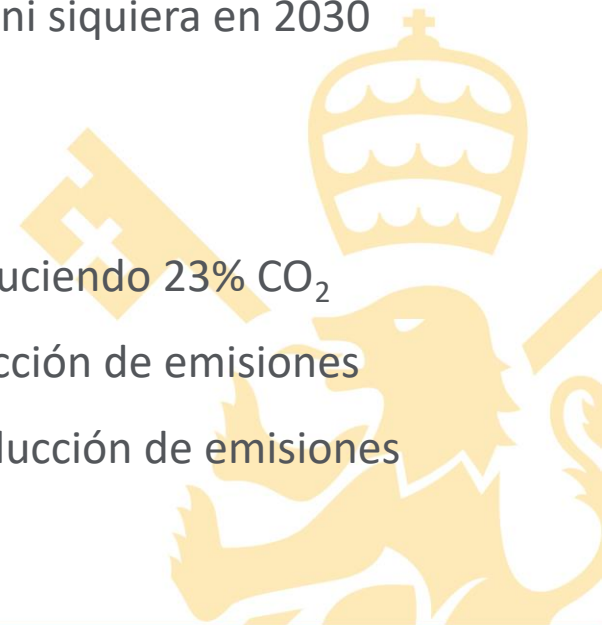
## Regulación

- Reforma del sistema ETS para permitir la venta de derechos del productor de H<sub>2</sub> al consumidor
- Producción centralizada de hidrógeno usando los certificados de garantía de origen de biometano
- Favorece la escala de la planta de producción y su ubicación junto a consumo/sumidero de CO<sub>2</sub>, aprovechando la red de gas como transporte del biometano
- Se requeriría concentrar productores para controlar costes *upgrading* (no crítico en RSU)



# CONCLUSIONES

- Los residuos pueden complementar la producción electrolítica de hidrógeno renovable
- La captura de CO<sub>2</sub> que habilita la tecnología SMR de biometano permite compensar emisiones de CO<sub>2</sub> inevitables, lo que no logra la electrólisis renovable
- Mejora de las prestaciones del *blending* con el hidrógeno dorado
- Sector cerámico:
  - El biometano es una tecnología madura, pero no cubre la totalidad de la demanda ni siquiera en 2030 (Hoja de ruta del biogás)
  - *Blending* 50/50 de gas natural e hidrógeno renovable
    - El hidrógeno verde electrolítico puede cubrir el 100% de demanda en 2030 reduciendo 23% CO<sub>2</sub>
    - El hidrógeno dorado cubre parcialmente la demanda ahora, con la misma reducción de emisiones que el verde electrolítico en 2030; en 2030 cubriría el 100% con el doble de reducción de emisiones





# REFERENCIAS

- [Linares, J.I. \(2021\), Producción de hidrógeno renovable: combinar electrólisis y residuos orgánicos para acelerar la Transición energética, RETEMA 235 Noviembre-Diciembre](#)
- [Soler, V.E., Linares, J.I., Arenas, E., Romero, J.C., Hydrogen from municipal solid waste as a tool to compensate unavoidable GHG emissions, III International Conference on Engineering Thermodynamics, Madrid June 29 to July 1, 2022](#)

Colabora:

**CÁTEDRA**  
**RAFAEL MARIÑO**  
**DE NUEVAS TECNOLOGÍAS**  
**ENERGÉTICAS**



# Gracias por su atención

[linares@comillas.edu](mailto:linares@comillas.edu)

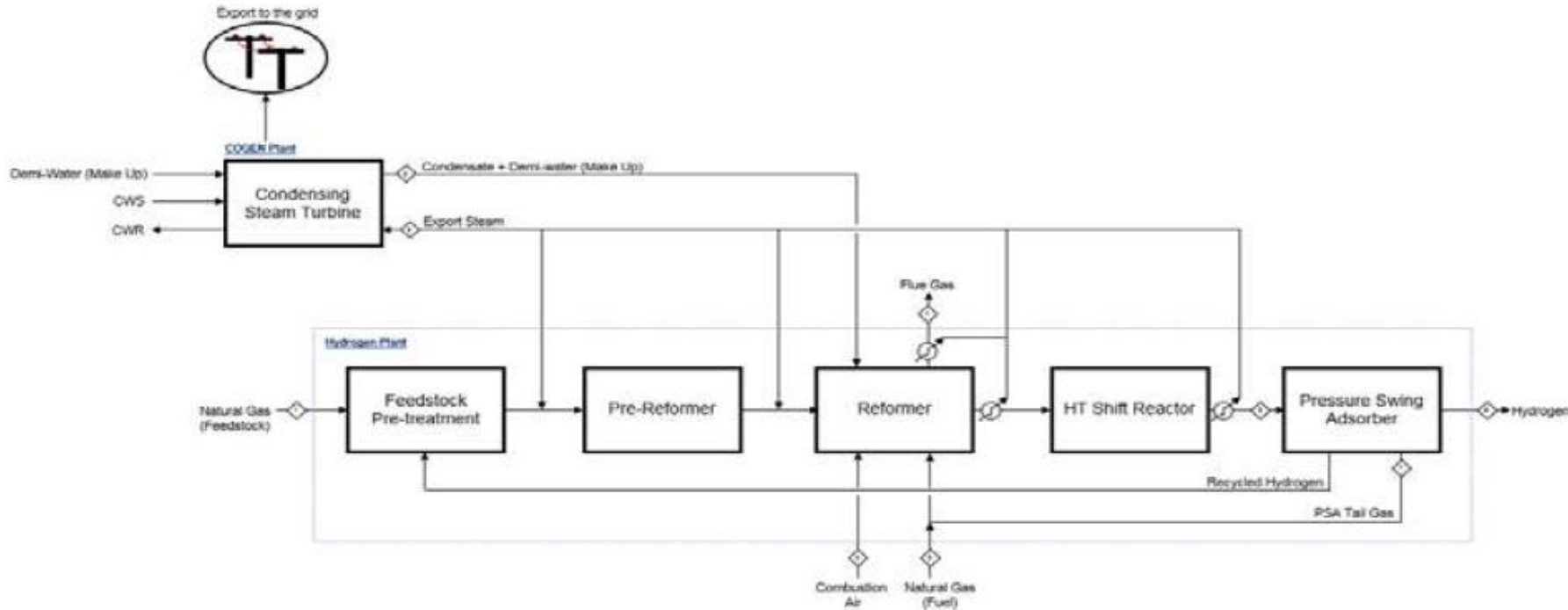


# Anexo

## Cálculos justificativos



# Hidrógeno VERDE de biometano. Producción



**Figure 1: Base Case - SMR plant without CO<sub>2</sub> capture producing 100,000 Nm<sup>3</sup>/h H<sub>2</sub>.**

- Producción H<sub>2</sub> por SMR: 2,51 kmol H<sub>2</sub>/kmol CH<sub>4</sub> (75,9% de eficiencia)
- Producción de CO<sub>2</sub>: ≈ 8,8 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>



# Hidrógeno VERDE de FORSU

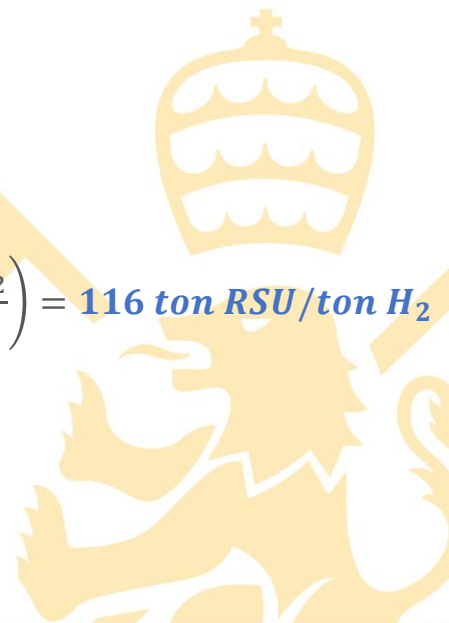
## Producción

- 485,9 kg RSU/pax-año
- Fracción orgánica de os RSU (FORSU): 59,1%
- 100 Nm<sup>3</sup> biogás/ton FORSU
- Contenido de CH<sub>4</sub> del biogás: 65% volumen
- Fase posterior de *upgrading* para pasar de biogás a biometano

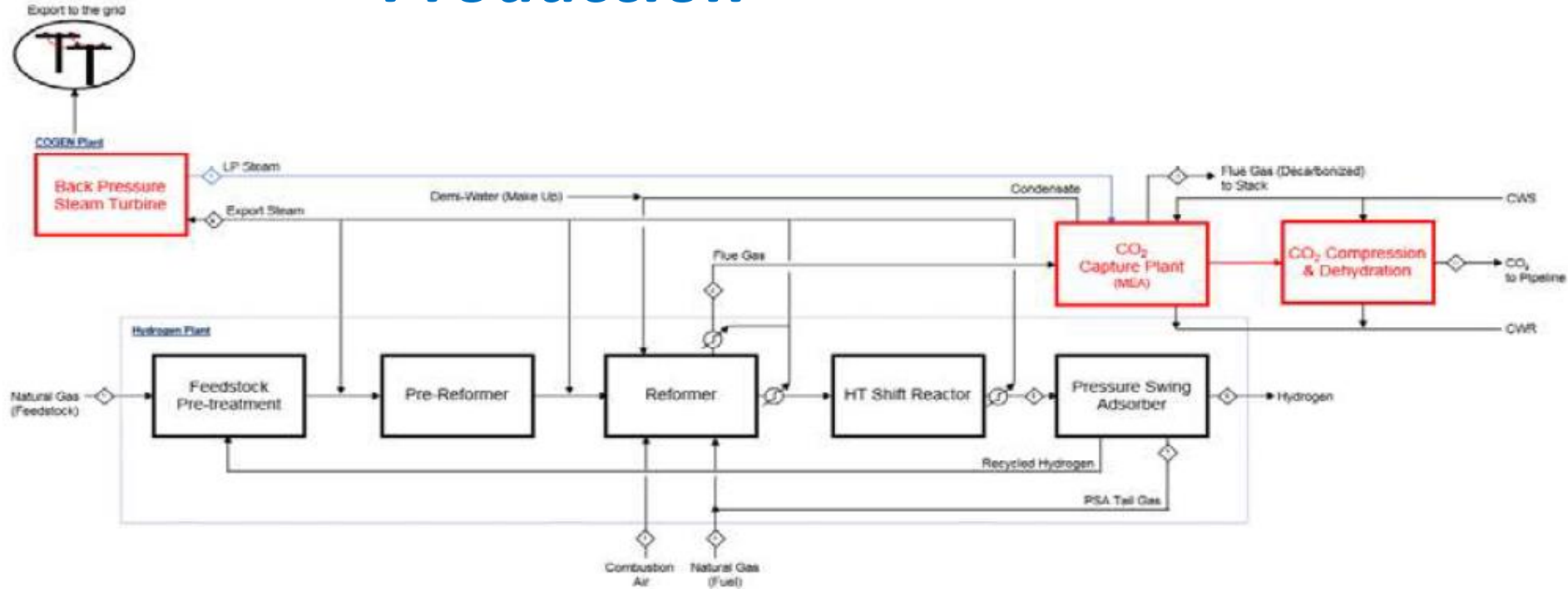
### SMR: Reformado de biometano (sin captura de CO<sub>2</sub>)

$$\left(\frac{1 \text{ ton RSU}}{0,591 \text{ ton FORSU}}\right) \cdot \left(\frac{\text{ton FORSU}}{100 \text{ Nm}^3 \text{ biogás}}\right) \cdot \left(\frac{100 \text{ Nm}^3 \text{ biogás}}{65 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4}\right) \cdot \left(\frac{1 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4}{9,92 \text{ kWh CH}_4}\right) \cdot \left(\frac{100 \text{ kWh CH}_4}{75,9 \text{ kWh H}_2}\right) \cdot \left(\frac{33,6 \text{ kWh H}_2}{1 \text{ kg H}_2}\right) \cdot \left(\frac{1000 \text{ kg H}_2}{1 \text{ ton H}_2}\right) = 116 \text{ ton RSU/ton H}_2$$

$$\left(\frac{1 \text{ kg H}_2}{116,1676 \text{ kg RSU}}\right) \cdot \left(\frac{485,9 \text{ kg RSU}}{1 \text{ pax}}\right) = 4,18 \text{ kgH}_2/(\text{pax} \cdot \text{año})$$



# Hidrógeno DORADO Producción



[IEA, 2017]

**Figure 6: Case 3 - SMR Plant with capture of CO<sub>2</sub> from SMR flue gas using MEA**

- Producción H<sub>2</sub> por SMR: 2,285 kmol H<sub>2</sub>/kmol CH<sub>4</sub> (69,1% de eficiencia)
- Producción de CO<sub>2</sub>: ≈ 9,63 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub> (capturado 90%: **8,67 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>**)

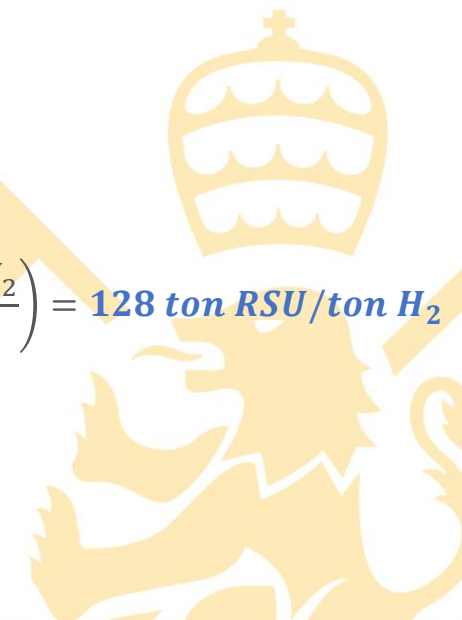
# Hidrógeno DORADO de FORSU Producción

- 485,9 kg RSU/pax-año
- Fracción orgánica de os RSU (FORSU): 59,1%
- 100 Nm<sup>3</sup> biogás/ton FORSU
- Contenido de CH<sub>4</sub> del biogás: 65% volumen
- Fase posterior de *upgrading* para pasar de biogás a biometano

## SMR: Reformado de biometano con captura de CO<sub>2</sub>

$$\left(\frac{1 \text{ ton RSU}}{0,591 \text{ ton FORSU}}\right) \cdot \left(\frac{\text{ton FORSU}}{100 \text{ Nm}^3 \text{ biogás}}\right) \cdot \left(\frac{100 \text{ Nm}^3 \text{ biogás}}{65 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4}\right) \cdot \left(\frac{1 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4}{9,92 \text{ kWh CH}_4}\right) \cdot \left(\frac{100 \text{ kWh CH}_4}{69,1 \text{ kWh H}_2}\right) \cdot \left(\frac{33,6 \text{ kWh H}_2}{1 \text{ kg H}_2}\right) \cdot \left(\frac{1000 \text{ kg H}_2}{1 \text{ ton H}_2}\right) = 128 \text{ ton RSU/ton H}_2$$

$$\left(\frac{1 \text{ kg H}_2}{127,5994 \text{ kg RSU}}\right) \cdot \left(\frac{485,9 \text{ kg RSU}}{1 \text{ pax}}\right) = 3,81 \text{ kg H}_2/(\text{pax} \cdot \text{año})$$



# Hidrógeno DORADO

## Costes

- Costes de biogás y upgrading [[Feliu & Flotats, 2020](#)]
- Biogás de FORSU: 35 €/MWh
- Upgrading:

$$C_0^{ug} [\text{€/año}] = \begin{cases} 41,289 \cdot HP [\text{kg/año}] \cdot \left( Q_{bg} \left[ \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right] \right)^{-0,704} & \text{si } Q_{bg} < 200 \text{ Nm}^3/\text{h} \\ 10,023 \cdot HP [\text{kg/año}] \cdot \left( Q_{bg} \left[ \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right] \right)^{-0,365} & \text{resto} \end{cases}$$

- Leyes de escala basadas en correlaciones para SMR a partir de gas natural [[Lipman, 2004](#)]:
  - Sin captura CO<sub>2</sub>: 175 ÷ 222.300 ton/año
  - Con captura CO<sub>2</sub>: 8.760 ÷ 222.300 ton/año
- Ajuste para planta de 74.300 ton/año [[IEA, 2017](#)]

$$INV[\text{€}] = 417,68 \cdot \left( HP \left[ \frac{\text{kg}}{\text{año}} \right] \right)^{0,713} + 19,079 \cdot \left( HP \left[ \frac{\text{kg}}{\text{año}} \right] \right)^{0,87}$$

- Mantenimiento  $C_0^m [\text{€/año}] = 0.186 \cdot HP [\text{kg/año}]$

HP: producción anual de Hidrógeno  
Q<sub>bg</sub>: caudal de biogás tratado





# Hidrógeno DORADO de FORSU

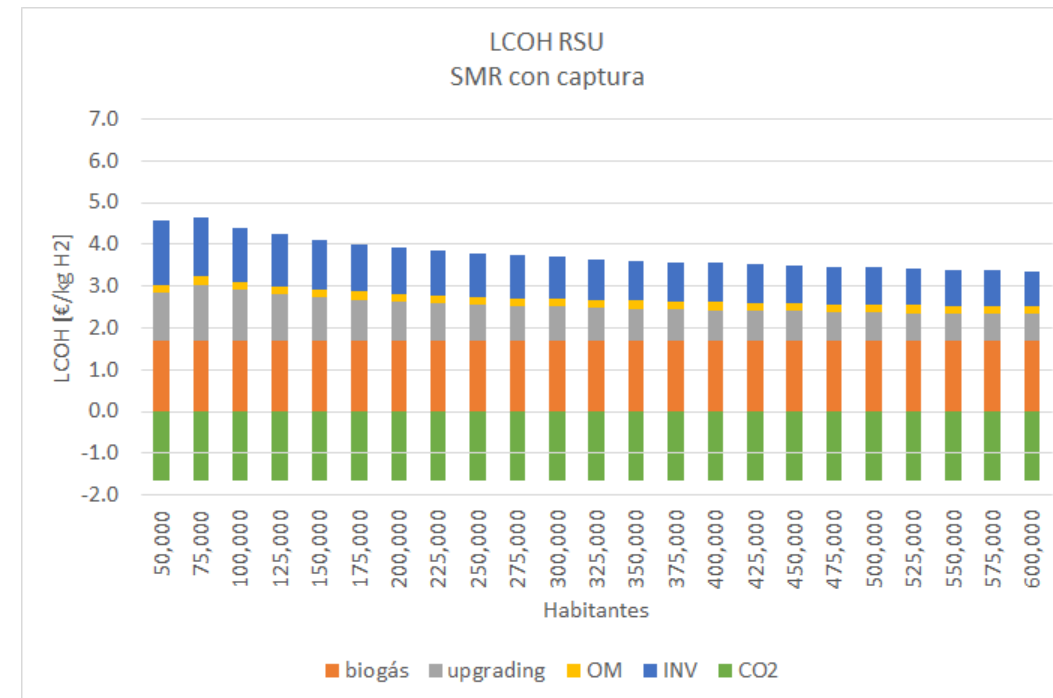
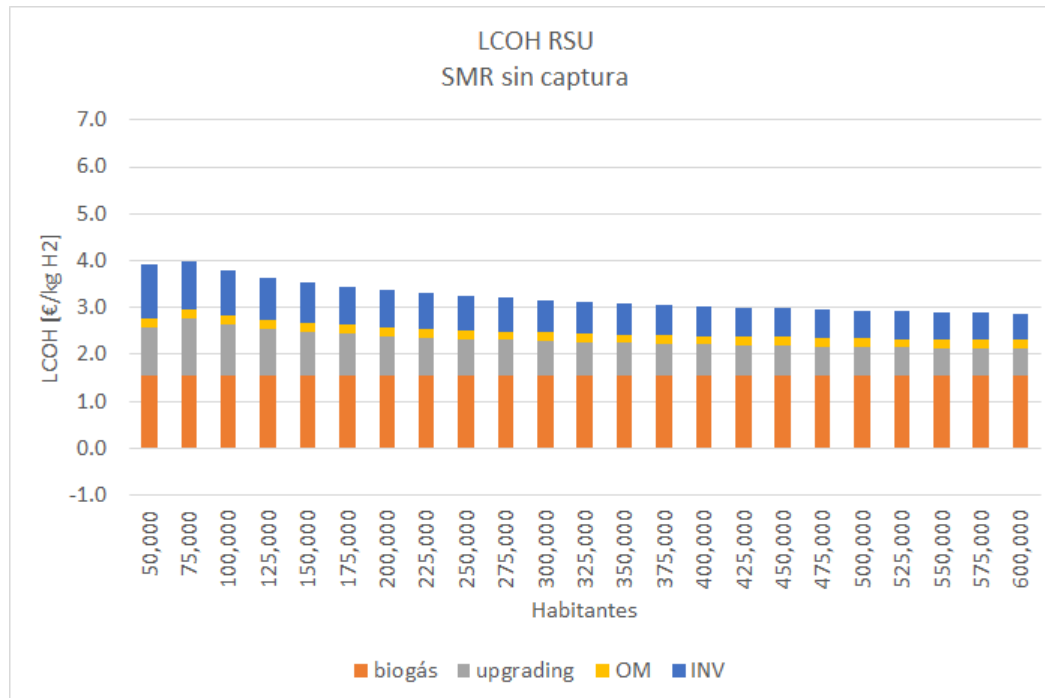
## Costes

$$LCOH = \frac{INV \cdot CRF + C_0^{bg} \cdot CELF_{bg} + C_0^{ug} \cdot CELF_{ug} + C_0^{om} \cdot CELF_{om} - C_0^{CO2} \cdot CELF_{CO2}}{HP}$$

$$CRF = \frac{wacc \cdot (1 + wacc)^{Ny}}{(1 + wacc)^{Ny} - 1}$$

$$CELF_x = \left[ \frac{k_x \cdot (1 - k_x^{Ny})}{1 - k_x} \right] \cdot CRF$$

- 25 años de vida
- wacc: 8%
- r: 0% (8% para CO<sub>2</sub>)
- Biogás a 35 €/MWh
- CO<sub>2</sub>: 80 €/ton



# Hidrógeno dorado

## Sector cerámico

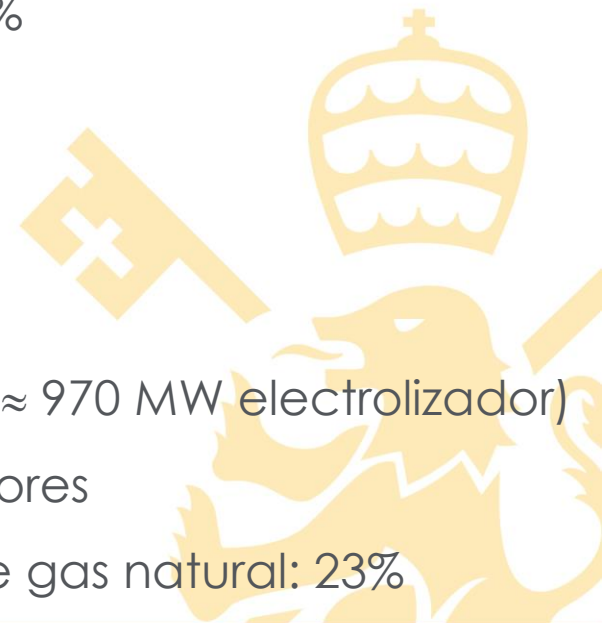
- Consumo de gas del sector: 14,1 TWh/año ( $\approx$  1,4 bcm)
- Emisiones asociadas al gas: 2,79 Mton CO<sub>2</sub>/año

### Solución corto plazo (inviabile aplicarla al 100%)

- Reemplazar gas natural por biometano
- Necesidad de biometano: 14,1 TWh/año
- **Emisiones evitadas: 2,79 Mton CO<sub>2</sub>/año (100%)** / Reducción gas natural: 100%
- Previsión hoja de ruta biogás a 2030: 10 TWh

### Solución largo plazo (posible)

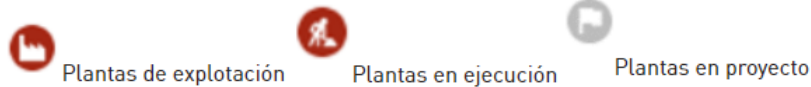
- *Blending* gas natural/hidrógeno verde electrolítico (50/50)
- Necesidad de hidrógeno verde: 1,09 bcm ( $\approx$  97.000 ton H<sub>2</sub>  $\approx$  970 MW electrolizador)
- Previsión hoja de ruta hidrógeno a 2030: 4 GW electrolizadores
- **Emisiones evitadas: 0,64 Mton CO<sub>2</sub> (23%)** / Reducción de gas natural: 23%



# Hidrógeno dorado

## Sector cerámico

[Aplicación de GASNAM]



### Proyectos biometano

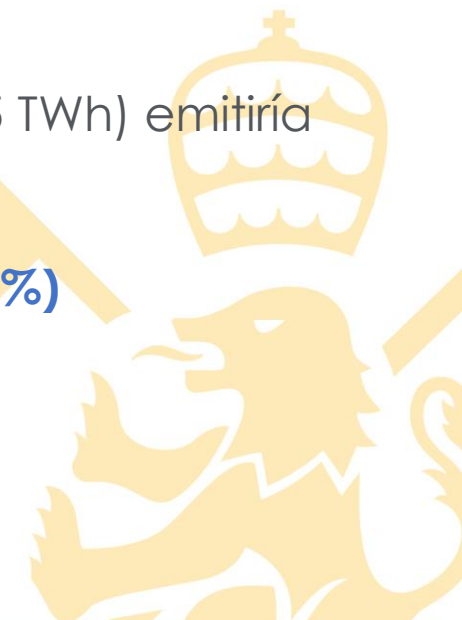
Explotación: 0,178 TWh  
Construcción: 1,425 TWh  
Planificados: 0,383 TWh

≈ 2 TWh

comillas.edu

### Solución hidrógeno dorado corto plazo (posible)

- *Blending* gas natural/hidrógeno dorado 50/50
- 2 TWh de biometano **existente hoy** ⇒ 0,46 bcm H<sub>2</sub> (1,38 TWh)
- Se mezclarían con 0,46 bcm de gas natural (4,57 TWh)
- Esa mezcla (0,92 bcm) emitiría 0,55 Mton CO<sub>2</sub>
- El resto de gas natural (14,1 – 1,38 – 4,57 = 8,15 TWh) emitiría 1,614 Mton CO<sub>2</sub>
- **Reducción de emisiones: 0,63 Mton CO<sub>2</sub> ( 22,6%)**
- Reducción de gas natural: 0,14 bcm (9,8%)



# Hidrógeno dorado

## Blending 50% desde 2 TWh de biometano

Datos del sector: 14,1 TWh/año de consumo de gas natural (2,79 Mton CO<sub>2</sub>)

Hidrógeno dorado a partir de 2 TWh de biometano:

$$2 \text{ TWh } CH_4 \cdot \left( \frac{0,691 \text{ TWh } H_2}{1 \text{ TWh } CH_4} \right) \cdot \left( \frac{1 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2}{3 \text{ kWh } H_2} \right) \cdot \left( \frac{10^9 \text{ kWh}}{1 \text{ TWh}} \right) = 0,4607 \text{ bcm } H_2 \text{ (1,38 TWh)}$$

Gas natural a mezclar con el hidrógeno dorado: 0,4607 bcm CH<sub>4</sub> (4,57 TWh)

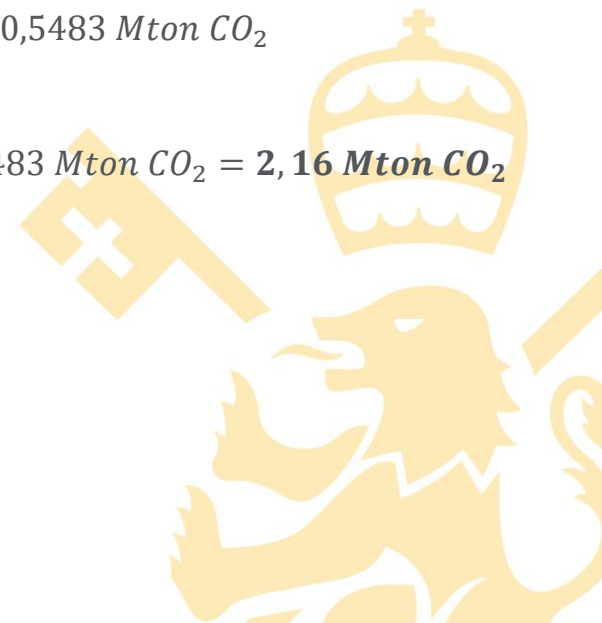
$$\text{Emisiones de la mezcla: } 0,4607 \text{ bcm } CH_4 \cdot \left( \frac{44 \text{ Mton } CO_2}{22,4 \text{ bcm } CH_4} \right) - 0,4607 \text{ bcm } H_2 \cdot \left( \frac{2 \text{ Mton } H_2}{22,4 \text{ bcm } H_2} \right) \cdot \left( \frac{8,67 \text{ Mton } CO_2}{1 \text{ Mton } H_2} \right) = 0,5483 \text{ Mton } CO_2$$

$$\text{Emisiones totales nuevas: } (14,1 - 4,57 - 1,38) \text{ TWh } CH_4 \cdot \left( \frac{1 \text{ bcm } CH_4}{9,92 \text{ TWh } CH_4} \right) \cdot \left( \frac{1 \text{ bcm } CO_2}{1 \text{ bcm } CH_4} \right) \cdot \left( \frac{44 \text{ Mton } CO_2}{22,4 \text{ bcm } CO_2} \right) + 0,5483 \text{ Mton } CO_2 = \mathbf{2,16 \text{ Mton } CO_2}$$

Reducción de emisiones:

$$1 - \left( \frac{2,16}{2,79} \right) = \mathbf{22,6 \%} \text{ (0,63 Mton } CO_2)$$

Reducción de gas:  $\frac{1,38}{9,92} = 0,14 \text{ bcm } CH_4 \text{ (9,8 \%)}$



# Hidrógeno dorado

## Sector cerámico

### Solución hidrógeno dorado largo plazo (posible)

- Una mezcla 50/50 de gas natural e hidrógeno dorado que dé 14,1 TWh requiere:
  - 1,09 bcm de H<sub>2</sub> (desde 4,73 TWh de biometano < hoja ruta biogás a 2030: 10,4 TWh)
  - 1,09 bcm de gas natural
- Emisiones de la mezcla: 1,3 Mton CO<sub>2</sub>
- **Reducción de emisiones: 1,49 Mton CO<sub>2</sub> ( 53,4%)**
- Reducción de gas natural: 0,31 bcm (22%)



# Hidrógeno dorado

## Blending 50% para dar 14,1 TWh

Para conseguir 14,1 TWh con mezcla se necesitan:  $\frac{14,1}{0,5 \cdot 3 + 0,5 \cdot 9,92} = 2,183 \text{ bcm blending} = \begin{cases} 1,09 \text{ bcm H}_2 \text{ (4,73 TWh biometano)} \\ 1,09 \text{ bcm CH}_4 \end{cases}$   
 $\approx 6,5 \text{ TWh/bcm}$

Emisiones:  $1,09 \text{ bcm CH}_4 \cdot \left(\frac{44 \text{ Mton CO}_2}{22,4 \text{ bcm CH}_4}\right) - 1,09 \text{ bcm H}_2 \cdot \left(\frac{2 \text{ Mton H}_2}{22,4 \text{ bcm H}_2}\right) \cdot \left(\frac{8,67 \text{ Mton CO}_2}{1 \text{ Mton H}_2}\right) = 1,2973 \text{ Mton CO}_2$

Reducción de  
emisiones:

$$1 - \left(\frac{1,30}{2,79}\right) = 53,5\%$$

Reducción de gas  
natural:

$$1 - \left(\frac{1,09}{1,4}\right) = 22,1\%$$

