

Biohidrógeno a partir de reformado de biometano

Aplicación a la producción de HVO y a la desfosilización de la industria química

DEF.- udim

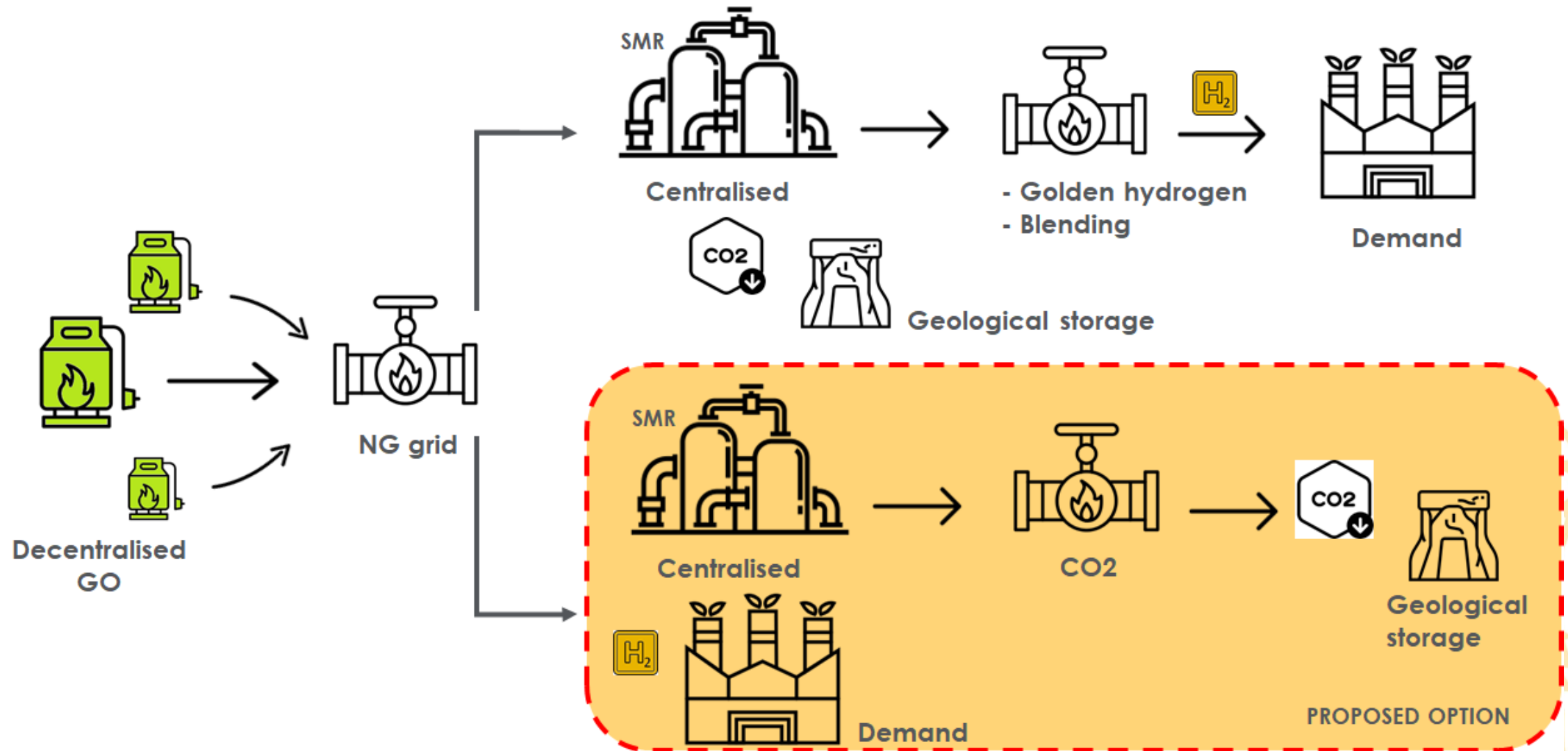
José Ignacio Linares

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

21 de octubre de 2026

comillas.edu

BOHIDRÓGENO CON EMISIONES NEGATIVAS(HyBECCS)



Parte I

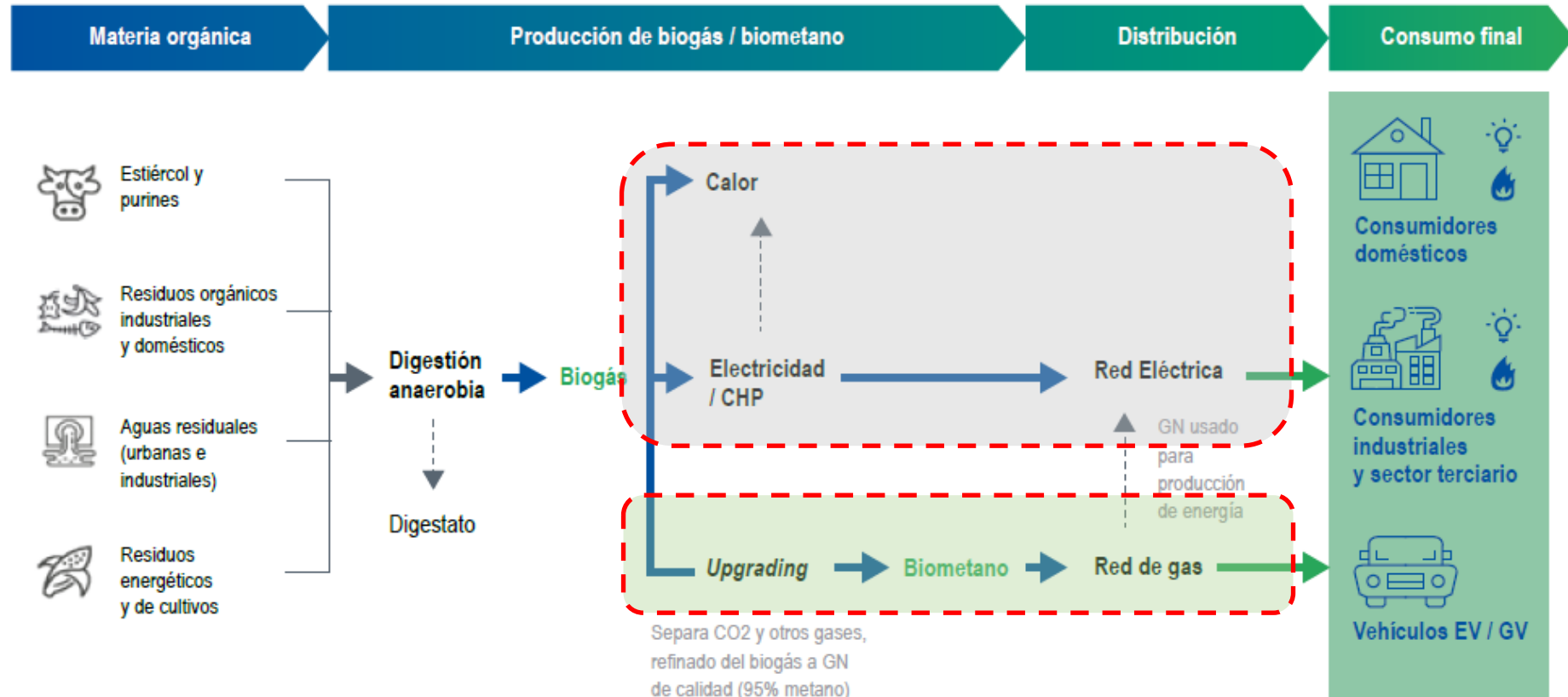
Biometano



¿DE QUÉ HABLAMOS?

Esquema de producción de
biogás / biometano y usos

Fuente: Análisis de PwC y Biovic



MENÚ

RETEMA
REVISTA TÉCNICA DE MEDIO AMBIENTE

👤 ✉️ | f 🐦 in 📺 📷

ENTREVISTA

"España cuenta con un gran atractivo para inversores en proyectos de biometano"

Entrevista a Sergio Fernández, socio de Suma Capital

🐦 f in

👁 2217 lecturas



[[RETEMA, 27/12/2023](#)]

comillas.edu

[[El Español, 23/10/2023](#)]

iea

Contents

Cite Share Download full report

Renewables 2023

Special section: Biogas and biomethane

Introduction

For the first time in the IEA's renewable energy market report series, we are dedicating a special section to biogas. Biogas production began to grow in the 1990s and has been rising since then, but policy support has surged strongly in the last two years owing to a combination of factors. First, with energy security concerns

[[IEA 2024](#)]

invertia | EL ESPAÑOL



Planta de biometano Cepsa

ENERGÍA

Goldman Sachs AM capta casi 4.000 millones de euros y más de la mitad los invertirá en plantas de biometano

Participará en ocho empresas, entre ellas la española **Verdalia Bioenergy**, compañía enfocada en el desarrollo y operación de plantas de biometano en Europa.

EBA
European Biogas
Association

OUR DNA EBA NETWORK WHAT WE STAND FOR MEDIA CENTRE R&D



The REPowerEU puts forward a Biomethane Action Plan to scale-up the sector by 2030

[[Repower EU](#)]

Plantas en explotación:

- 12 plantas
- Total: 522 GWh
- Tamaño medio: 43,5 GWh

Plantas en construcción:

- 19 plantas
- Total: 1.197 GWh
- Tamaño medio: 63 GWh

Plantas en proyecto:

- 46 plantas
- Total: 3.302 GWh
- Tamaño medio: 72 GWh



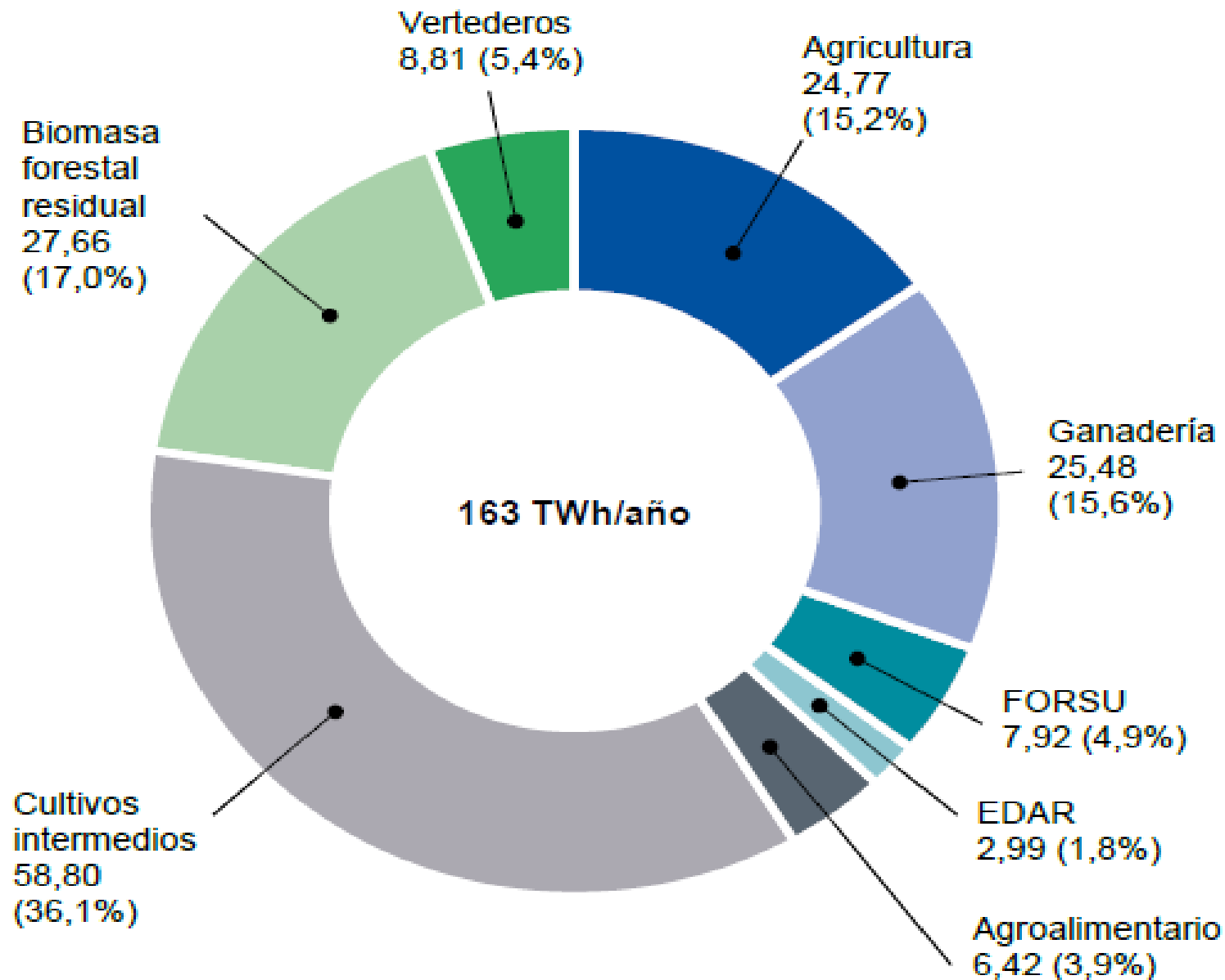
Plantas en explotación:

- 32 plantas
- Total: > 872 GWh

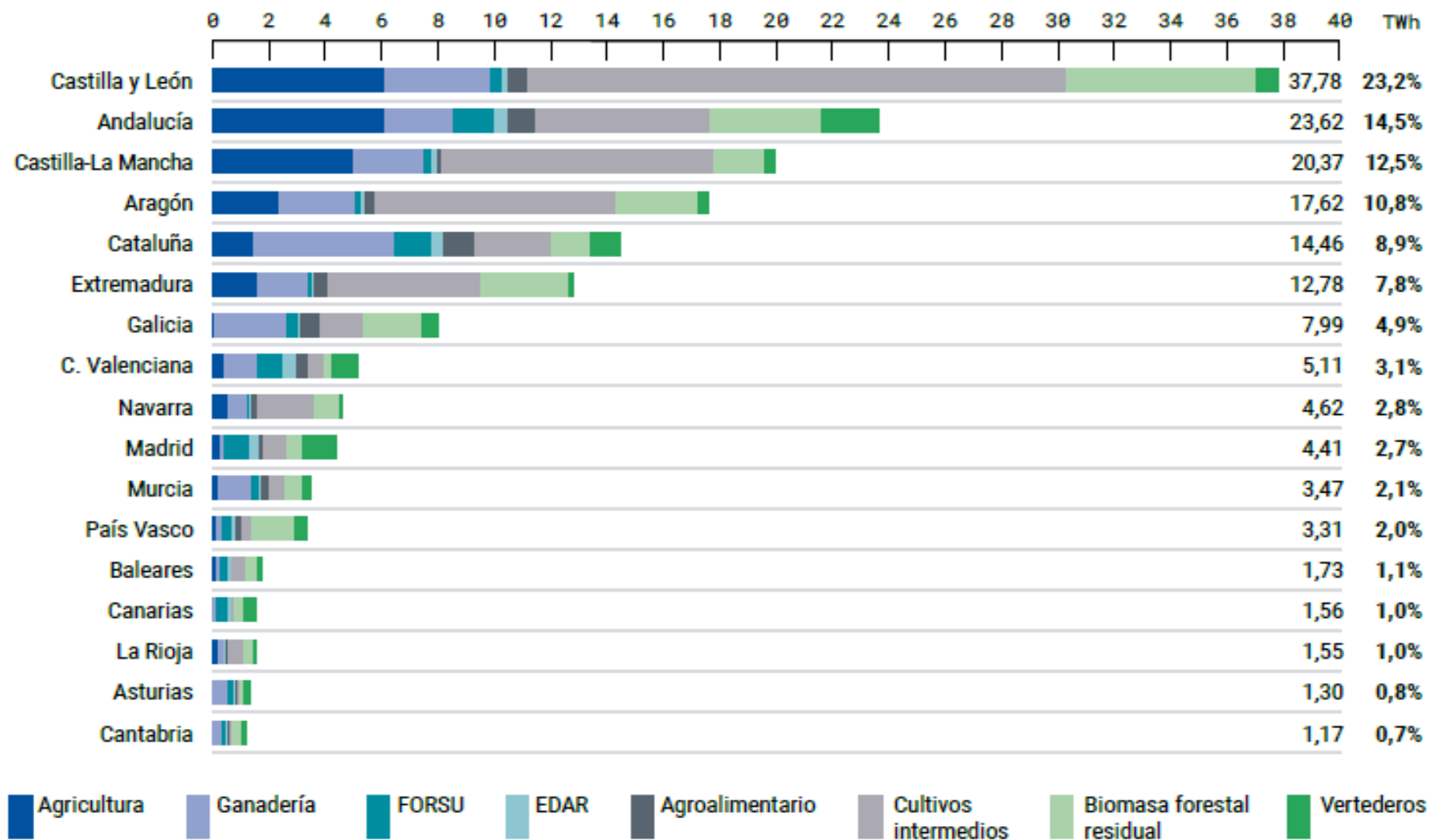
Crecimiento $\approx$ 20%/año



POTENCIAL EN ESPAÑA A 2023



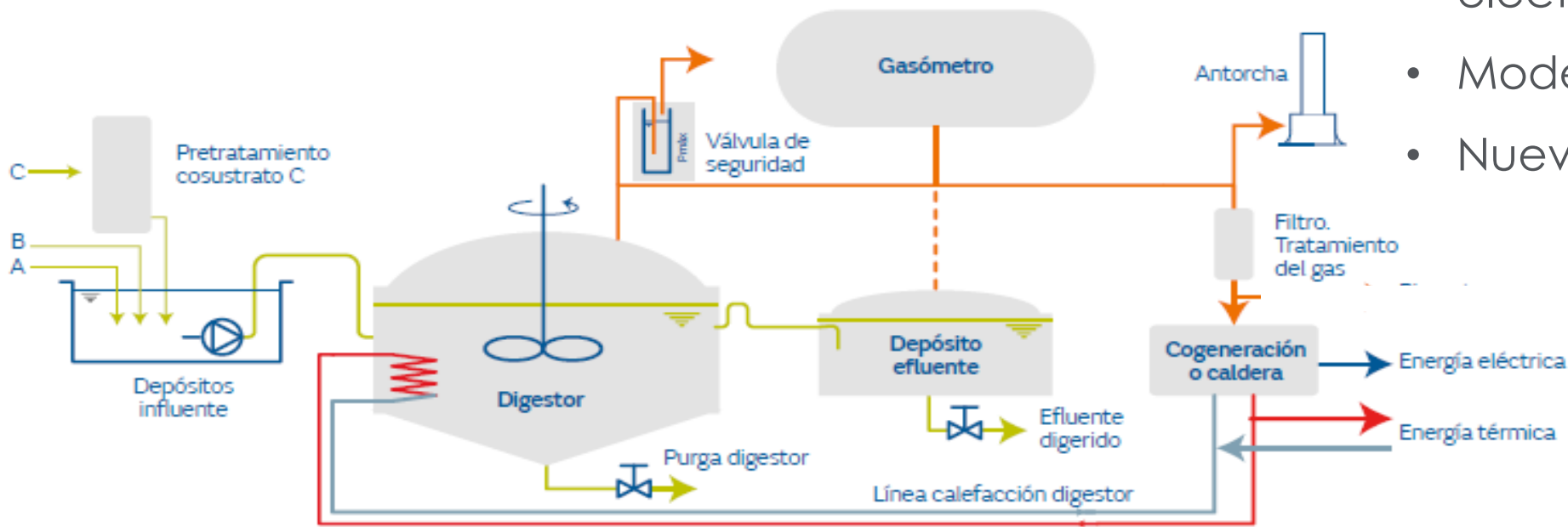
POTENCIAL EN ESPAÑA A 2023



[[SEDIGAS, 2023](#)]

- El aprovechamiento convencional era a partir de cogeneración
- Primas a la producción eléctrica
- Modelo fallido
- Nuevas rutas: inyección en red

Figura 8
Esquema general de una planta de digestión anaerobia.





-
- Diagrama de flujo que muestra la interconexión entre la electricidad renovable y el gas renovable:
- Electricidad renovable** (proveniente de fuentes como el sol y el viento) se convierte en **Gas a electricidad** (gas renovable).
 - Gas renovable** (proveniente de **Hidrógeno renovable** y **Metano sintético**) se convierte en **Electricidad a gas** (gas renovable).
 - Gas renovable** puede ser almacenado en un **Almacenamiento de gas**.
 - Gas renovable** puede provenir de **CO₂** y **Biometano**.
 - Gas renovable** se utiliza para generar **Electricidad renovable** y para alimentar industrias y vehículos.
- [NATURGY, 2019]

Figura 6
Potencial de producción específica de metano, obtenida por diferentes autores¹⁴, y estimación del potencial total para los valores de sólidos totales y volátiles que se indican.

Sustrato orgánico	Potencial de producción esp. (Nm³ CH₄/kg SV)	Sólidos totales (%ST)	Sólidos volátiles (%SV/ST)	Potencial de producción (Nm³ CH₄/t)
Fracción orgánica de residuos municipales				
Separada mecánicamente	0,160 – 0,370	76	44	54 – 124
Recogida selectiva	0,450 – 0,490	27	88	107 – 116
Residuos de fruta y verdura	0,288 – 0,516	10	92	25 – 45
Deyecciones ganaderas				
Purines de cerdo	0,067 – 0,557	4	67	2 – 15
Purines o estiércol de bovino	0,280 – 0,540	7	86	17 – 33
Estiércol avícola	0,228 – 0,390	25	80	46 – 78
Fracción sólida de purines	0,178 – 0,496	32	79	45 – 125
Residuos orgánicos industriales				
Contenido intestinal	0,400 – 0,460	20	88	70 – 81
Residuos de matadero (cerdo)	0,580 – 0,960	52	97	292 – 483
Residuos de matadero (aves)	0,460 – 0,480	33	87	130 – 136
Residuos de café	0,240 – 0,280	16	98	37 – 43
Residuos de cítricos	0,314 – 0,548	18	96	54 – 95
Residuos de pescado	0,398 – 0,573	35	90	125 – 181
Glicerol (producción de biodiesel)	0,780 – 0,826	47	100	367 – 388
Tratamiento de aguas residuales				
Lodo primario (urbano)	0,307 – 0,489	3	55	5 – 8
Lodo secundario (urbano)	0,191 – 0,244	3	78	5 – 6
Grasas (urbano)	0,405 – 0,540	13	85	44 – 58
Lodo de matadero con grasa	0,845 – 0,928	25	99	212 – 233
Cultivos energéticos				
Maíz (toda la planta)	0,204 – 0,450	50	90	92 – 203
Cebada	0,353 – 0,658	50	90	159 – 296
Hierba	0,298 – 0,467	50	90	134 – 210
Alfalfa	0,340 – 0,500	50	90	153 – 225

Sustrato orgánico	Potencial de producción esp. (Nm³ CH₄/kg SV)	Sólidos totales (%ST)	Sólidos volátiles (%SV/ST)	Potencial de producción (Nm³ CH₄/t)
Cultivos energéticos (continuación)				
Miscanthus	0,179 – 0,218	50	90	81 – 98
Remolacha forrajera	0,420 – 0,500	50	90	189 – 225
Micro-algas	0,106 – 0,209	3	65	2 – 4
Cultivos intermedios (Catch crops)				
Raplanus sativus	0,274 – 0,474	11	82	25 – 43
Brassica napus (colza)	0,334 – 0,448	14	86	42 – 56
Avena sativa (avena)	0,250 – 0,527	16	89	36 – 76

COSTES biogás

Figura 74

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 Nm³/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 Nm³/t
65-75	Maíz, planta entera	Coste producción ensilado: 32-36 €/t Capacidad: 20.000 t/a Producción de biogás: 170 Nm³/t
	Purines de cerdo	Aplicación agrícola directa Recepción de purines a coste 0 Capacidad: 100.000 t/a Producción de biogás: 15 Nm³/t

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

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

Fuente: elaboración propia, a partir de Fundación Naturgy (2018)¹⁴⁸.

COSTES

Enriquecimiento e inyección a la red de gas natural

Etapa	Producción de BG	Producción de BM	Inyección del BM
Coste (€/MWh _{PCI})	6-75	9-20	2-20
A red de gas natural (€/MWh _{pci})			
Biogás (Nm ³ /h)	Acondicionamiento y enriquecimiento	Inyección	Total
200	19	17	36
500	16	10	26
1.000	12	6	18
2.000	10	3	13

Figura 79

Síntesis de los costes estimados de producción de biometano y de su inyección a la red de gas.

Fuente: Elaboración propia.

Tamaño medio de planta en España actualmente: 838 Nm³/h de biogás

- Enriquecimiento: 12,92 €/MWh-PCI
- Inyección: 6,27 €/MWh-PCI

COSTES

Escenarios considerados

- Escenario 1: sólo fracción orgánica de RSU
- Escenario 2: reparto previsto según [[Naturgy 2019](#)]
- Escenario 3: reparto previsto según [[SEDIGAS 2023](#)], con 20% de cultivos intermedios
- Escenario 4: reparto previsto según [[SEDIGAS 2023](#)], íntegro



COSTES

Escenarios

Substrate	Potential [TWh] Scenario 1	Potential [TWh] Scenario 2	Potential [TWh] Scenario 3	Potential [TWh] Scenario 4	Biogas cost assumed [€/MWh-LHV]
Agricultural waste		4.5	24.8	24.8	50
Manure		0.9	25.5	25.5	70
Intermediate crops		0.0	11.8	58.8	70
Forest waste		0.0	27.7	27.7	70
Industry waste		2.2	6.4	6.4	50
Organic fraction MSW	7.92	1.8	7.9	7.9	35
WWTP sludge		0.6	3.0	3.0	35
Landfill gas		1.1	8.8	8.8	8
Total	7.92	11	116	163	
Coste biogás [€/MWh-PCI]	35	44.22	56,62	60,48	
Coste biometano (bg+upg+iny) [€/MWh-PCS]	48,85	57,17	68,35	71,83	

- Son un certificado digital que da la trazabilidad de 1 MWh de gas renovable
- El gestor es ENAGAS
- Son válidos durante 18 meses desde su emisión, siendo los últimos 6 meses válidos sólo para redención
- Legislación aplicable:
 - [Real Decreto 376/2022](#) que crea el sistema
 - [Orden TED/1026/2022](#) que aprueba el procedimiento
- El primer certificado se expidió en marzo de 2023



Parte II

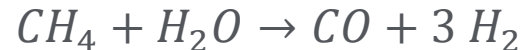
Biohidrógeno

[[Yagüe, 2024](#)]



REFORMADO DE METANO CON VAPOR (SMR) Sin captura de CO₂

- Reformado (metano como materia prima, reacción endotérmica)



- Reacción de desplazamiento (WGS, aumenta la producción)

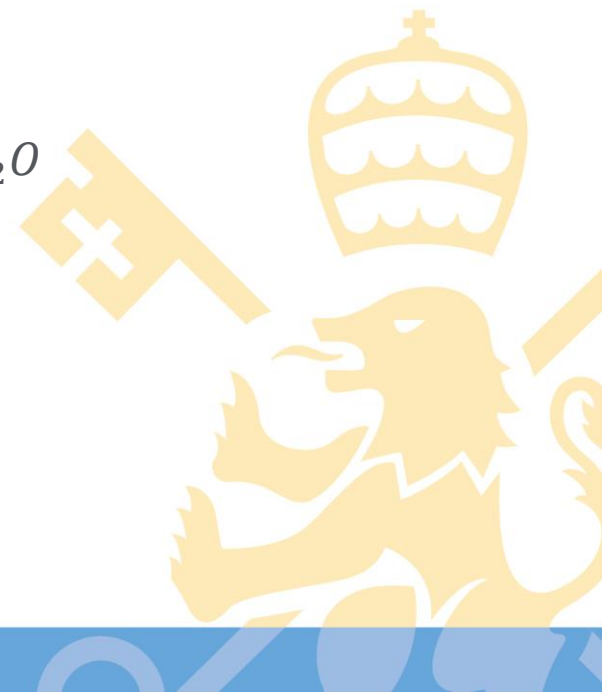


- Combustión (aporte de calor, metano como combustible)



DATOS REALES [[Baltac et al., 2022](#)]

- $\alpha = 0,5873$
- Emisiones: 8,73 kg CO₂ / kg H₂
- Rendimiento (PCI) = 75,9 %
- Producción = **20,36 t H₂/GWh-PCS CH₄**



REFORMADO DE METANO CON VAPOR (SMR) Con captura de CO₂

- Las reacciones son las mismas, pero la inclusión de la captura impone una penalización en la eficiencia (crece α)
- Se puede realizar la captura en diferentes puntos, logrando distintas eficiencias
- La captura en la corriente de gases de escape suele ser la más eficaz, alcanzando eficiencias de captura del 90%

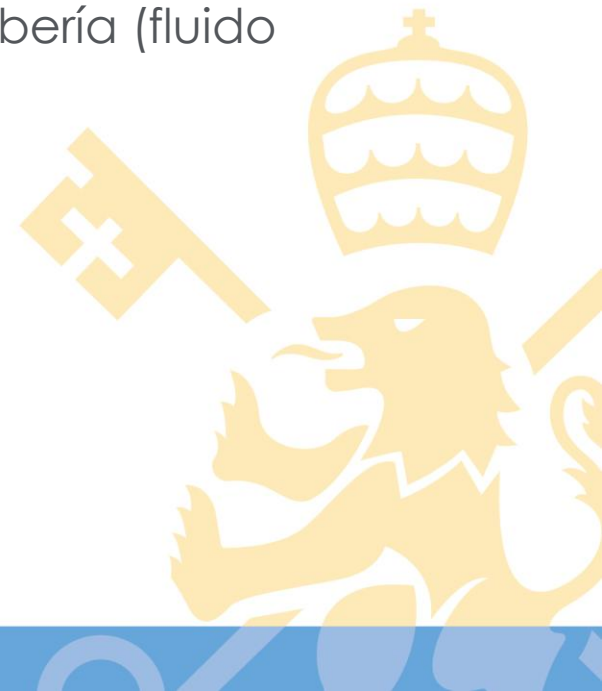
DATOS REALES [\[Baltac et al., 2022\]](#)

- $\alpha = 0,7467$
- Emisiones: 0,96 kg CO₂/kg H₂
- Rendimiento (PCI) = 69,1 %
- Producción = **18,54 t H₂/GWh-PCS CH₄**

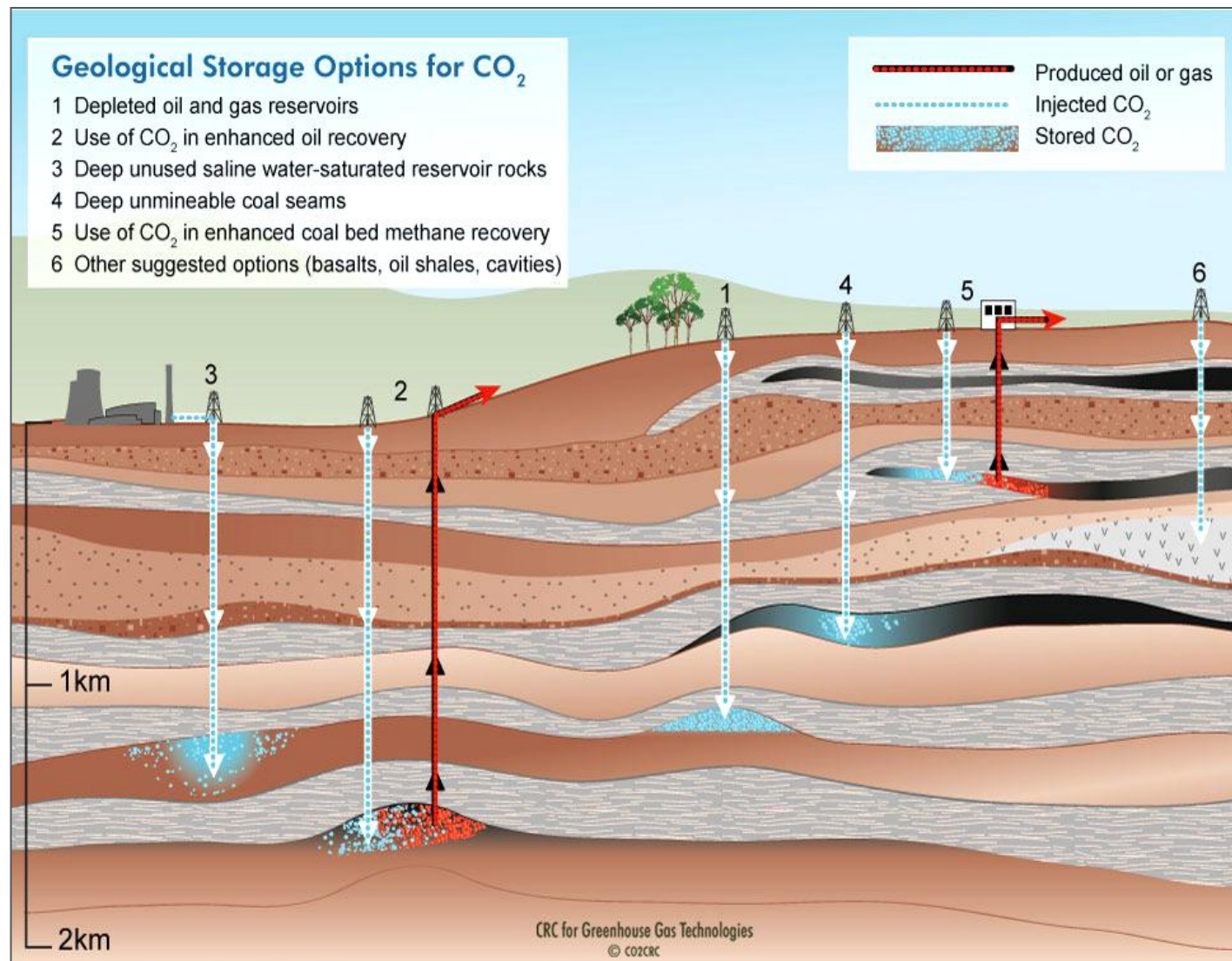


¿QUÉ HACER CON EL CO₂? CCS vs. CCU

- CCS
 - Una vez capturado en forma de gas a presión cercana al ambiente se lleva a las condiciones de transporte:
 - Acondicionamiento y retirada de impurezas
 - Licuefacción a baja presión para transporte en barco
 - Compresión por encima del punto crítico para transporte por tubería (fluido denso)
 - En destino se inyecta en almacenamiento geológico adecuado:
 - EOR/EGR (recuperación estimulada de petróleo/gas)
 - Capas de carbón no minables
 - **Acuíferos salinos profundos** (tipo de almacén en España)

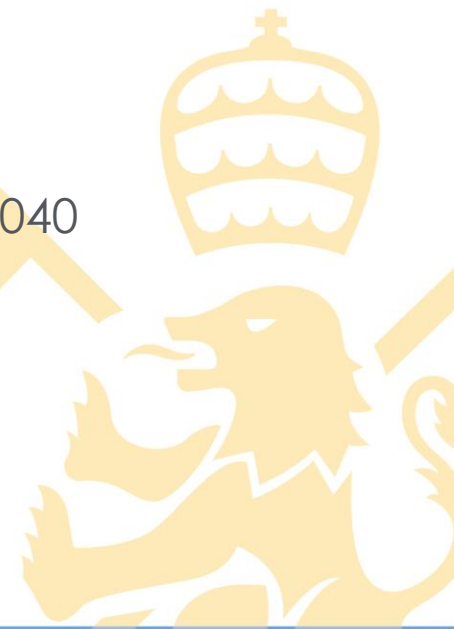


¿QUÉ HACER CON EL CO₂? CCS vs. CCU



¿QUÉ HACER CON EL CO₂? CCS vs. CCU

- CCU
 - El CO₂ tiene valor comercial:
 - Aplicaciones industriales habituales: fertilizante, disolvente, extracción de moléculas, alimentación...
 - Creación de moléculas verdes: e-fuels, urea...
 - Generación de materiales inertes, áridos...
 - Para las moléculas verdes:
 - Se admite procedencia de sectores industriales *hard-to-abate* hasta 2040
 - A partir de ahí debe ser CO₂ biogénico, quedando el fósil confinado (geológicamente o en productos estables)



MODELO DE COSTES

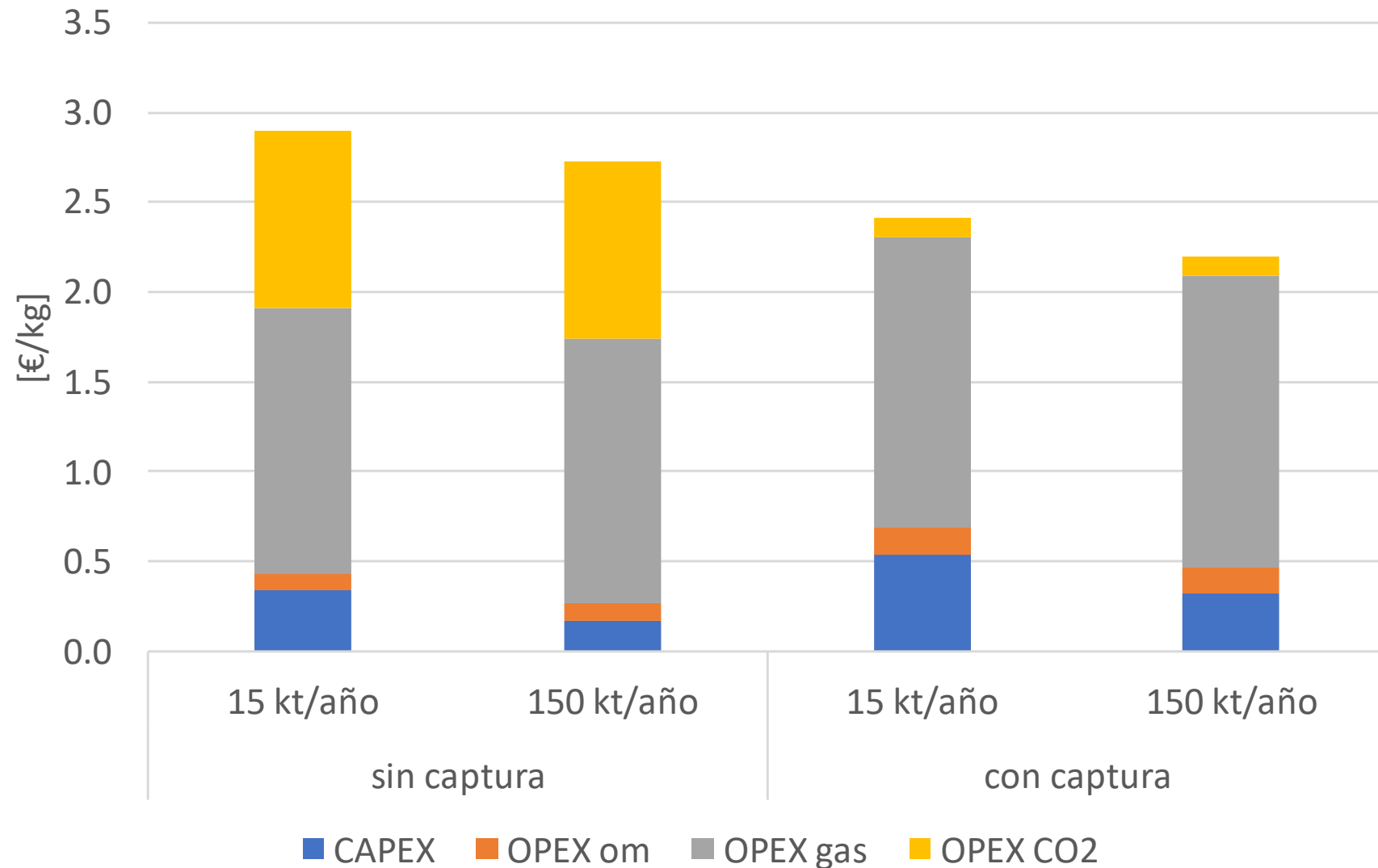
Hidrógeno fósil

	Sin captura CO ₂	Con captura CO ₂
INVERSIÓN	$INV[€] = 56.884 \cdot \{P[t/año]\}^{0,713}$	$INV[€] = 56.884 \cdot \left\{P\left[\frac{t}{año}\right]\right\}^{0,713} + 8.347 \cdot \{P[t/año]\}^{0,8592}$
MANTENIMIENTO	0,096 €/kg	0,148 €/kg
GAS NATURAL	$\frac{T_{gas} [€/MWh - PCS]}{20,36 \text{ kg/MWh} - PCS}$	$\frac{T_{gas} [€/MWh - PCS]}{18,54 \text{ kg/MWh} - PCS}$
TASA CO ₂	$T_{CO_2} \left[\frac{€}{t \text{ CO}_2}\right] \cdot 0,00873 \left[\frac{t \text{ CO}_2}{kg \text{ H}_2}\right]$	$T_{CO_2} \left[\frac{€}{t \text{ CO}_2}\right] \cdot 0,00096 \left[\frac{t \text{ CO}_2}{kg \text{ H}_2}\right]$

[Yagüe et al., 2024]

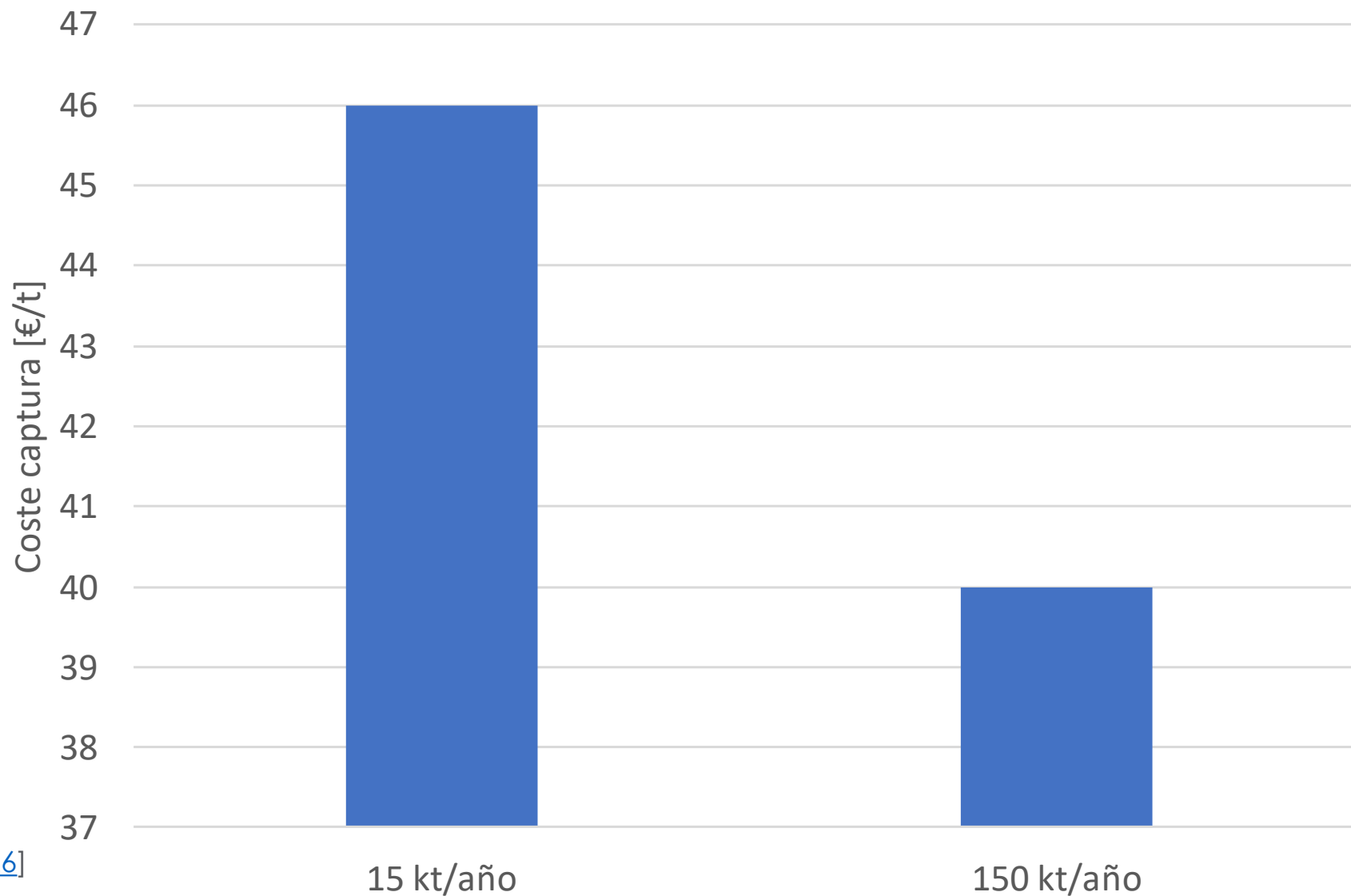
MODELO DE COSTES hidrógeno fósil

- Tarifa del gas: 30 €/MWh
- Tasa del CO₂: 80 €/t
- Vida del proyecto: 25 años
- Horas de uso: 8760 h/año
- wacc: 8%
- Tasa nominal CO₂: 3,5% anual
- Tasa nominal gas: 0%
- Tasa nominal OM: 0%



COSTES DE CAPTURA (CO₂ fósil)

- La captura de CO₂ en el SMR es muy competitiva debido a la alta concentración de CO₂.
- En una planta de 15 kt/año de producción se capturarían 129,6 kt CO₂/año
- En una planta de 150 kt/año de producción se capturarían 1296 kt CO₂/año



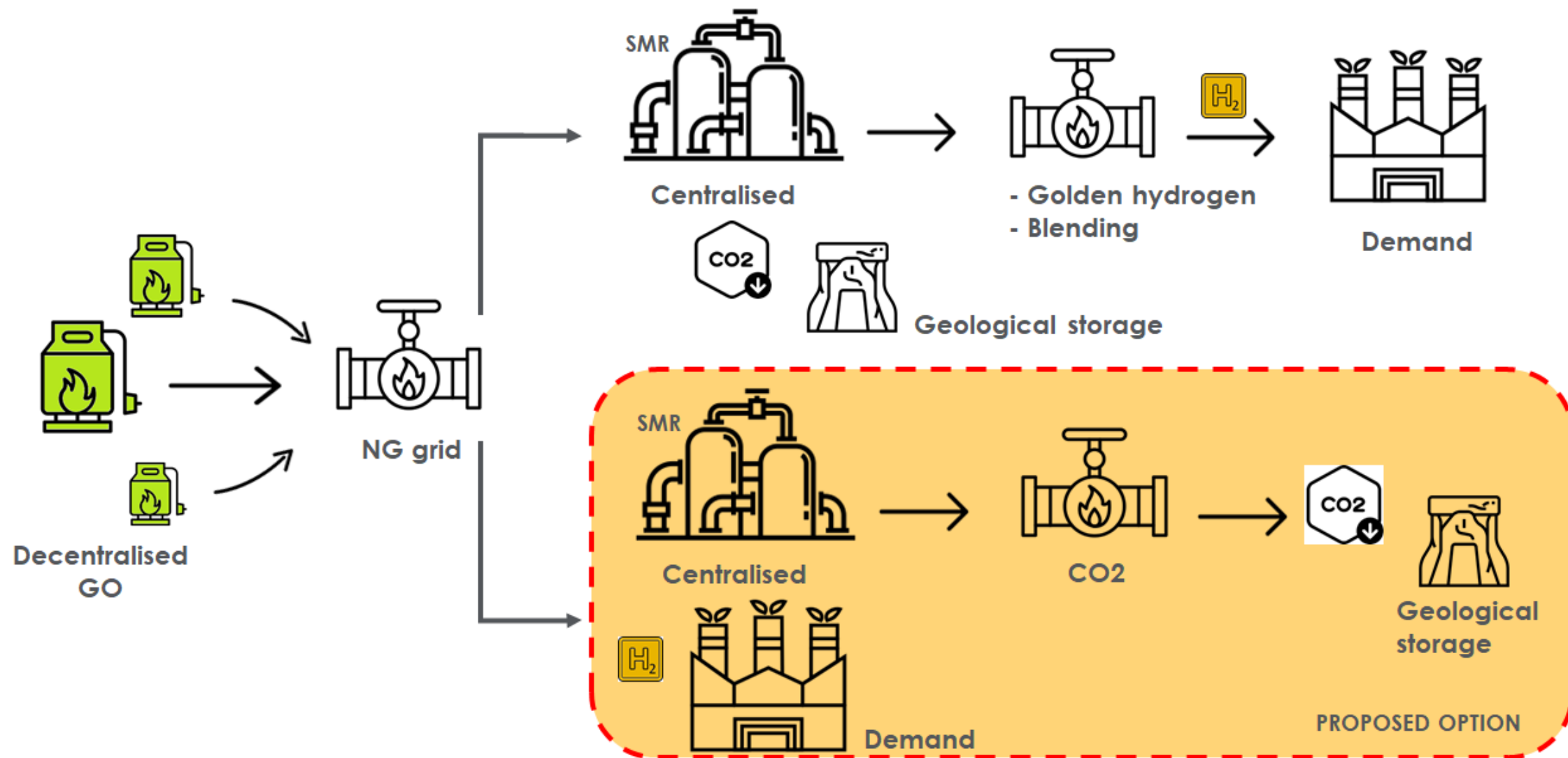
[[Linares, 2026](#)]

- Hasta ahora, se ha supuesto que el metano era gas natural, lo que da lugar a hidrógeno gris (gas natural sin captura) o azul (gas natural con captura).
- Se puede producir también hidrógeno verde mediante SMR:
 - Se reemplaza el gas natural por biometano (metano renovable de origen biológico)
 - Se mantiene toda la infraestructura idéntica
 - El biometano se comercializa mediante certificados de garantía de origen ([Enagas](#))
 - Si se realiza CCS se generan emisiones negativas (hidrógeno “dorado” o HyBECCS)
 - [Visión de REPSOL](#)
 - [Aplicación a la producción de HVO en Puertollano \(REPSOL\)](#)
 - [Visión de la Cátedra y estudios realizados](#)



CADENA LOGÍSTICA DEL BOHIDRÓGENO DEF.- udima

(HyBECCS)



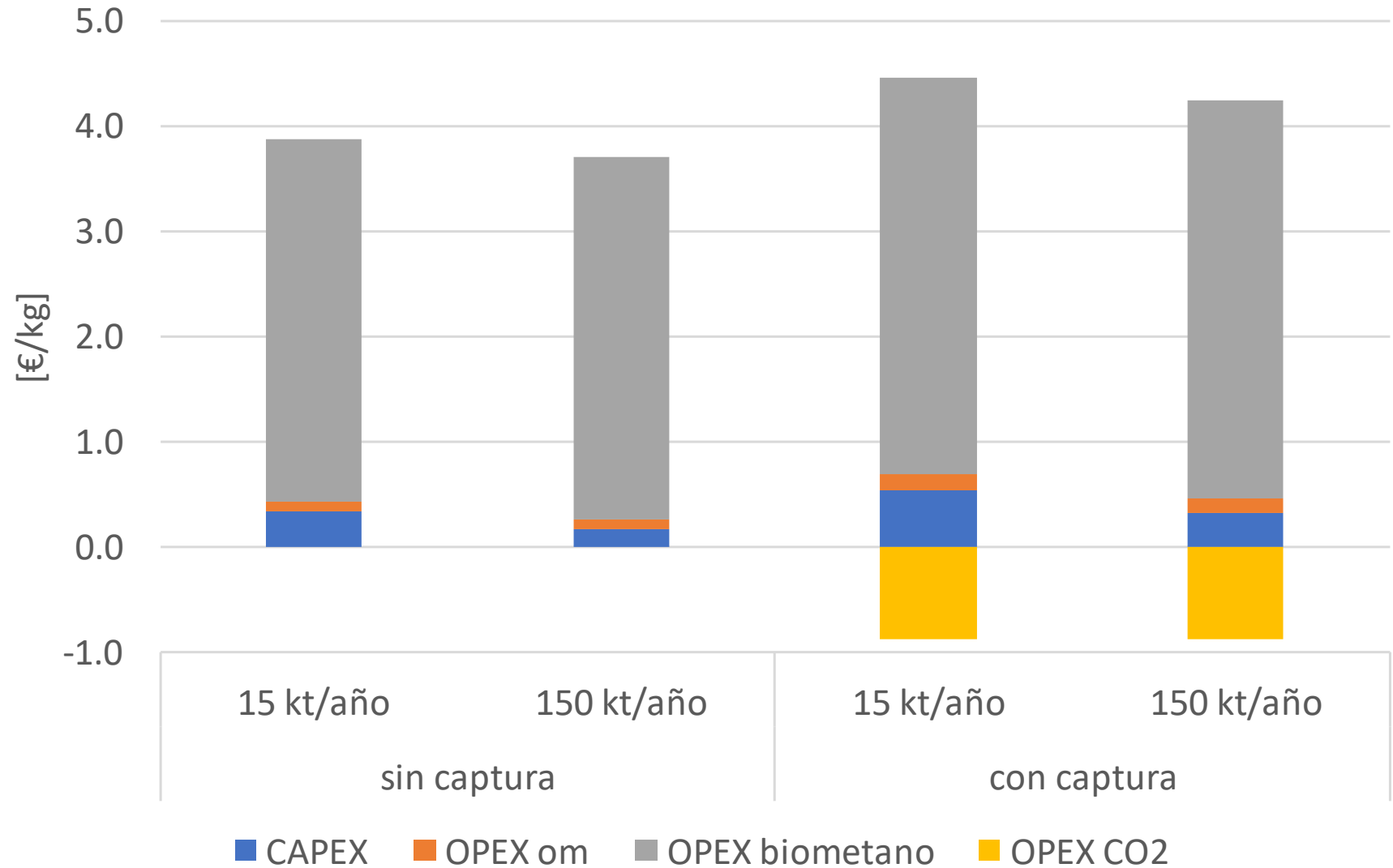
MODELO DE COSTES BIOHIDRÓGENO

	Sin captura CO ₂	Con captura CO ₂
INVERSIÓN	$INV[€] = 56.884 \cdot \{P[t/año]\}^{0,713}$	$INV[€] = 56.884 \cdot \left\{P \left[\frac{t}{año} \right] \right\}^{0,713} + 8.347 \cdot \{P[t/año]\}^{0,8592}$
MANTENIMIENTO	0,096 €/kg	0,148 €/kg
BIOMETANO	$\frac{T_{biometano} [€/MWh - PCS]}{20,36 \text{ kg/MWh} - PCS}$	$\frac{T_{biometano} [€/MWh - PCS]}{18,54 \text{ kg/MWh} - PCS}$
TASA CO ₂	0	$- T_{CO_2} \left[\frac{€}{t \text{ CO}_2} \right] \cdot 0,00864 \left[\frac{t \text{ CO}_2}{kg \text{ H}_2} \right]$

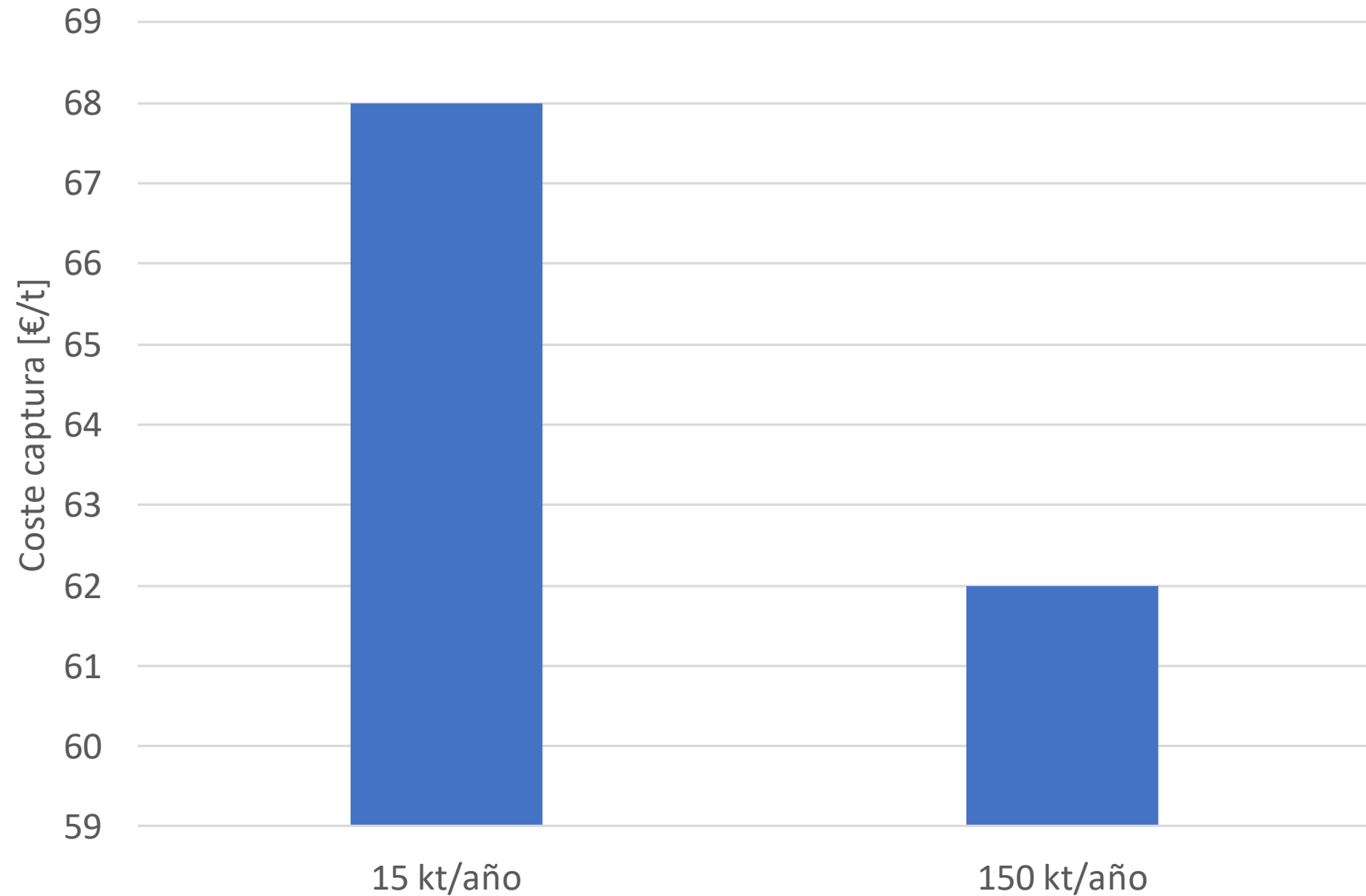
[Yagüe et al., 2024]

MODELO DE COSTES BIOHIDRÓGENO

- Tarifa del BM: 70 €/MWh
- Tasa del CO₂: 80 €/t
- Vida del proyecto: 25 años
- Horas de uso: 8760 h/año
- wacc: 8%
- Tasa nominal CO₂: 3,5% anual
- Tasa nominal gas: 0%
- Tasa nominal OM: 0%



- La captura de CO₂ en el SMR es muy competitiva debido a la alta concentración de CO₂.
- Costes mayores que con gas natural por mayor coste metano
- En una planta de 15 kt/año de producción se capturarían 129,6 kt CO₂/año
- En una planta de 150 kt/año de producción se capturarían 1296 kt CO₂/año



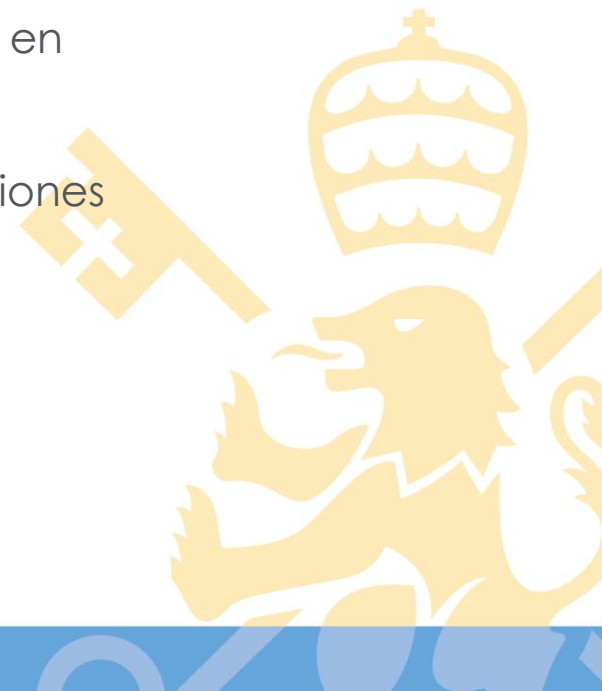
[[Linares, 2026](#)]

Parte III

Biohidrógeno para la producción de HVO



- El gasóleo renovable (*Hidrotreated Vegetable Oil*, **HVO**) se produce a partir de:
 - Residuos: Aceites de cocina usados, grasas animales o desechos orgánicos
 - Hidrógeno
- Proceso:
 - Filtrado, secado y neutralización
 - Hidrogenación (alta presión y temperatura en presencia de un catalizador) para retirar oxígeno, azufre y otros elementos. Las grasas se convierten en hidrocarburos parafínicos
 - Refino final. Se obtiene principalmente gasóleo, y en menores proporciones GLP, gasolina y queroseno (todos renovables)



- Se requiere de 30 a 49 kg H₂ por cada tonelada de HVO logrado
- Se requiere de 30 a 45 kg H₂ por cada tonelada de materia prima tratada
- Para una producción de 200.000 t de HVO (Puertollano) se precisan:
 - Entre **6000 y 9800 t de H₂**
 - Si el hidrógeno procede de biometano por SMR (sin captura): **291 a 480 GWh** de biometano
 - Si se emplea biometano con CCS:
 - 324 a 529 GWh de biometano
 - 52 a 85 kt CO₂ biogénico capturado
 - Si el hidrógeno procede de electrólisis: **55 MW a 90 MW de electrolizador**
 - Proyecto T-Hynet en Tarragona: 150 MW
 - Proyecto Onuba en Huelva: 405 MW



Parte IV

Biohidrógeno con CCS para neutralizar la actual producción de hidrógeno fósil

[[Yagüe, 2026](#)]

PRODUCCIÓN ACTUAL DE HIDRÓGENO GRIS EN ESPAÑA



PRODUCCIÓN ACTUAL DE HIDRÓGENO POR SMR

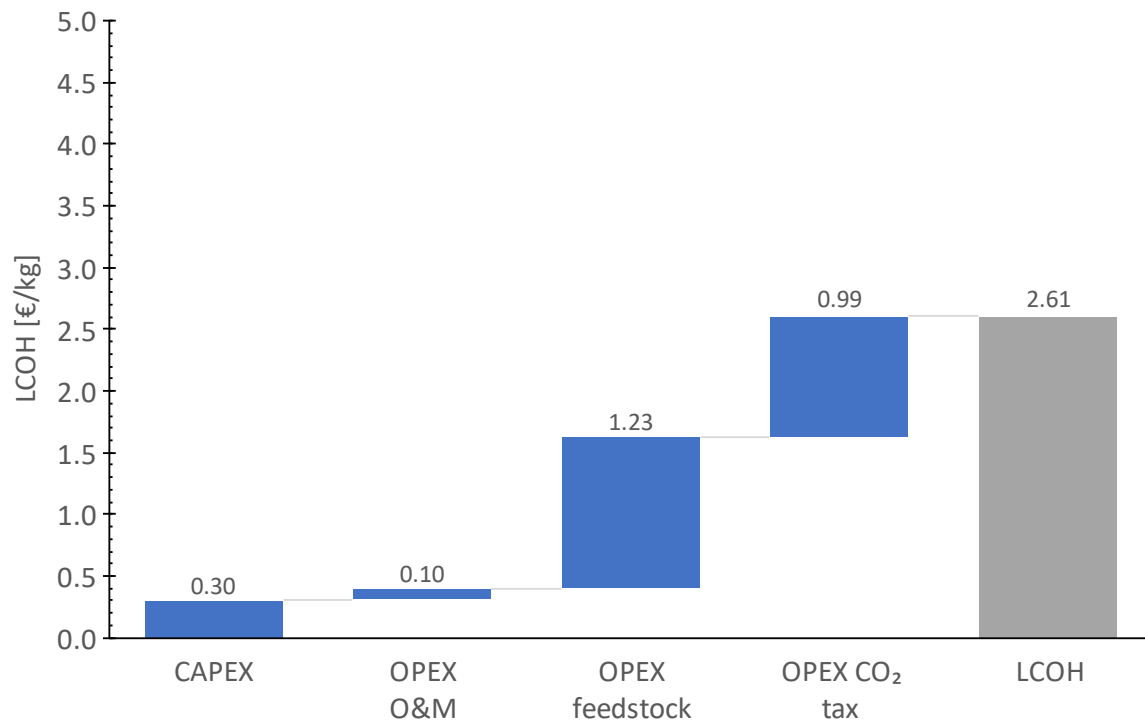
- 531,497 t/año en 2023
- 15 instalaciones SMR (15 kt a 150 kt)



EMPLAZAMIENTOS GEOLÓGICOS ESTIMADOS

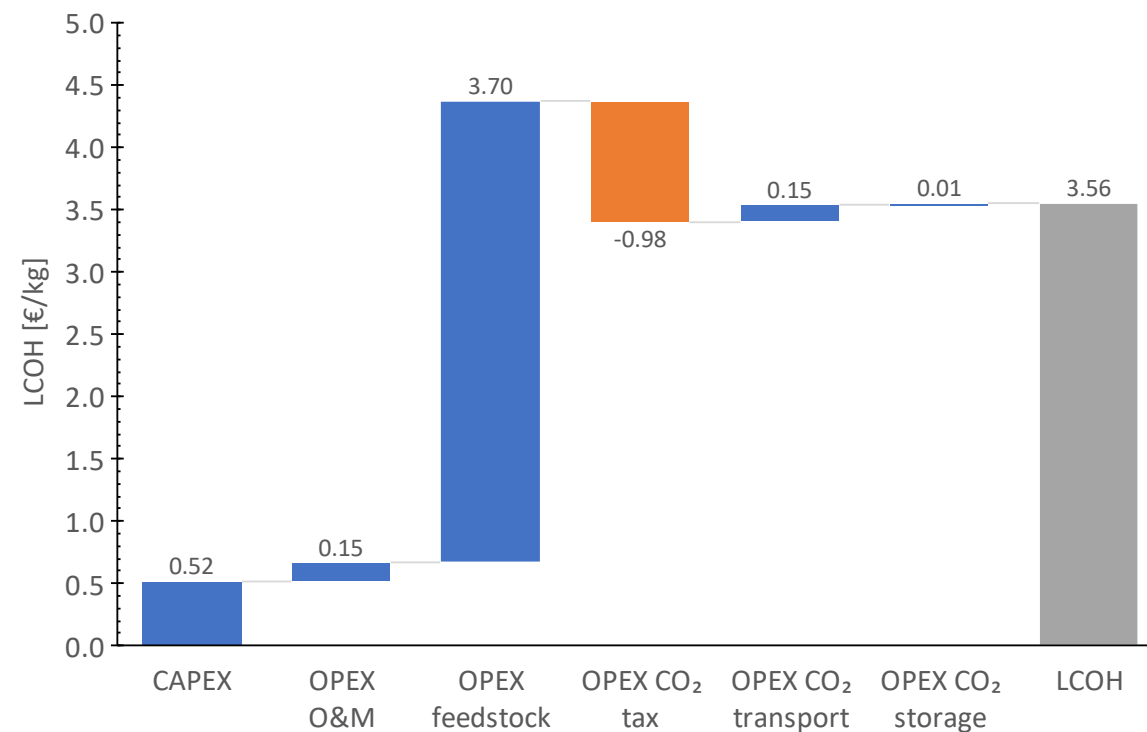
- Capacidad total: 21 Gt
- 103 emplazamientos
- Acuíferos salinos profundos

COMPARACIÓN DE COSTES



LCOH con gas natural (sin CCS)

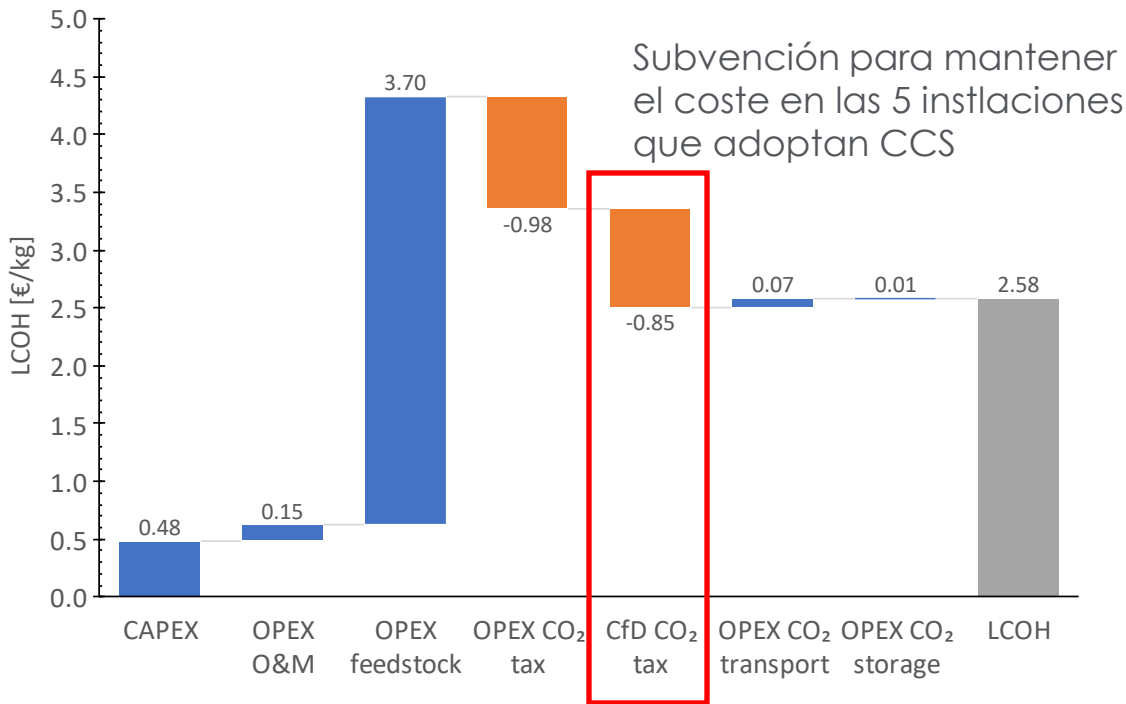
- Coste actual promediado por instalación
- Gas natural: 25 €/MWh-PCS
- Tasa CO₂: 80 €/t
- 26 TWh-PCS de gas natural



LCOH con biometano con CCS

- Coste actual promediado por instalación
- Biometano: 70 €/MWh-HHV
- 29 TWh-PCS de biometano
- 4,6 Mt CO₂ biogénico

- Se emplea **biometano y CCS solo en 5 instalaciones** (14 TWh)
- Las **emisiones negativas** de esas 5 instalaciones **compensan las de las otras 10**, que siguen usando gas natural sin CCS
- El consumo de gas de las 10 instalaciones sin CCS se queda en 13 TWh



Facility	H ₂ production [t]	Natural gas [GWh-HHV]	Biomethane [GWh-HHV]	CO ₂ emissions [kt]	Cost [M€]
San Roque/Algeciras CEPSA	13,688	672		119.63	37.27
Huelva Fertiberia	47,584		2,565	-411.13	166,03
Huelva/La Rábida CEPSA	67,393		3,633	-582.28	227,89
Cartagena Repsol	122,506		6,604	-1,058.45	403.21
Puertollano Fertiberia	21,343		1,151	-184.40	83.40
Puertollano Air Liquide	29,976	1,471		261.99	79.79
Puertollano Repsol	11,450		617	-98.93	47.76
Castellón de la Plana BP	63,989	3,141		559.27	164.80
Tarragona Air Products	41,231	2,024		360.36	107.65
Tarragona Repsol	18,479	907		161.50	50.18
Sabiñánigo	1,071	53		9.36	3.50
Muskiz Repsol	50,645	2,486		442.64	132.17
La Coruña Air Liquide	19,163	941		167.48	51.45
La Coruña Repsol	17,110	840		149.54	46.60
Aviles Nippon Gases Europe	5,870	288		51.30	16.76
TOTAL	531,497	12821	13953	-52.1	1,606

Parte V

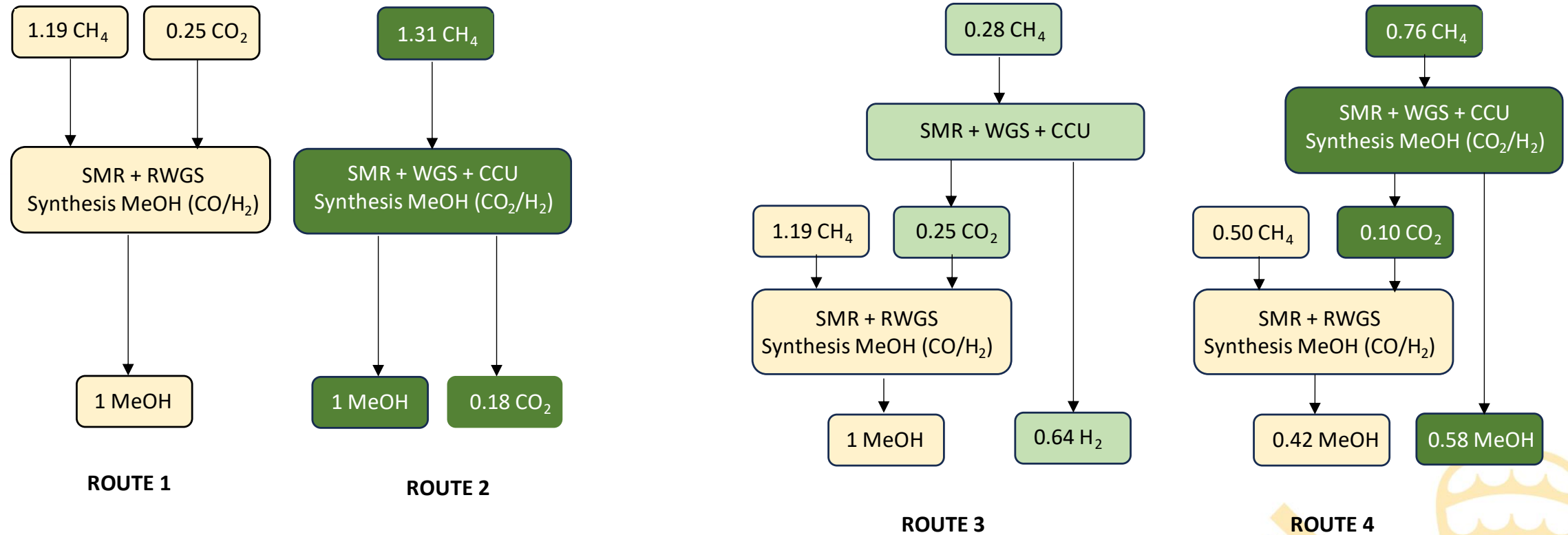
Biohidrógeno con CCU para *desfosilizar* la producción de metanol

[[Rascón, 2026](#)]



- El metanol (MeOH) es una molécula-base para muchos procesos químicos
- Recientemente se está planteando como combustible marino, ya sea para motores alternativos o incluso para pilas de combustible, dado que es líquido a temperatura y presión ambiente
- Dos rutas de producción:
 - Síntesis CO/H_2 . Empleada con gas natural, biomasa o carbón
 - Síntesis CO_2/H_2 . Empleada con e- H_2 y captura de CO_2
- Ejemplo de **desfosilización**, que no **descarbonización**
- Problema práctico: En ambas rutas se requiere gestionar CO_2 , lo que puede suponer un retraso de implantación
- Se propone emplear biometano y combinar rutas para lograr la **autosuficiencia en CO_2**

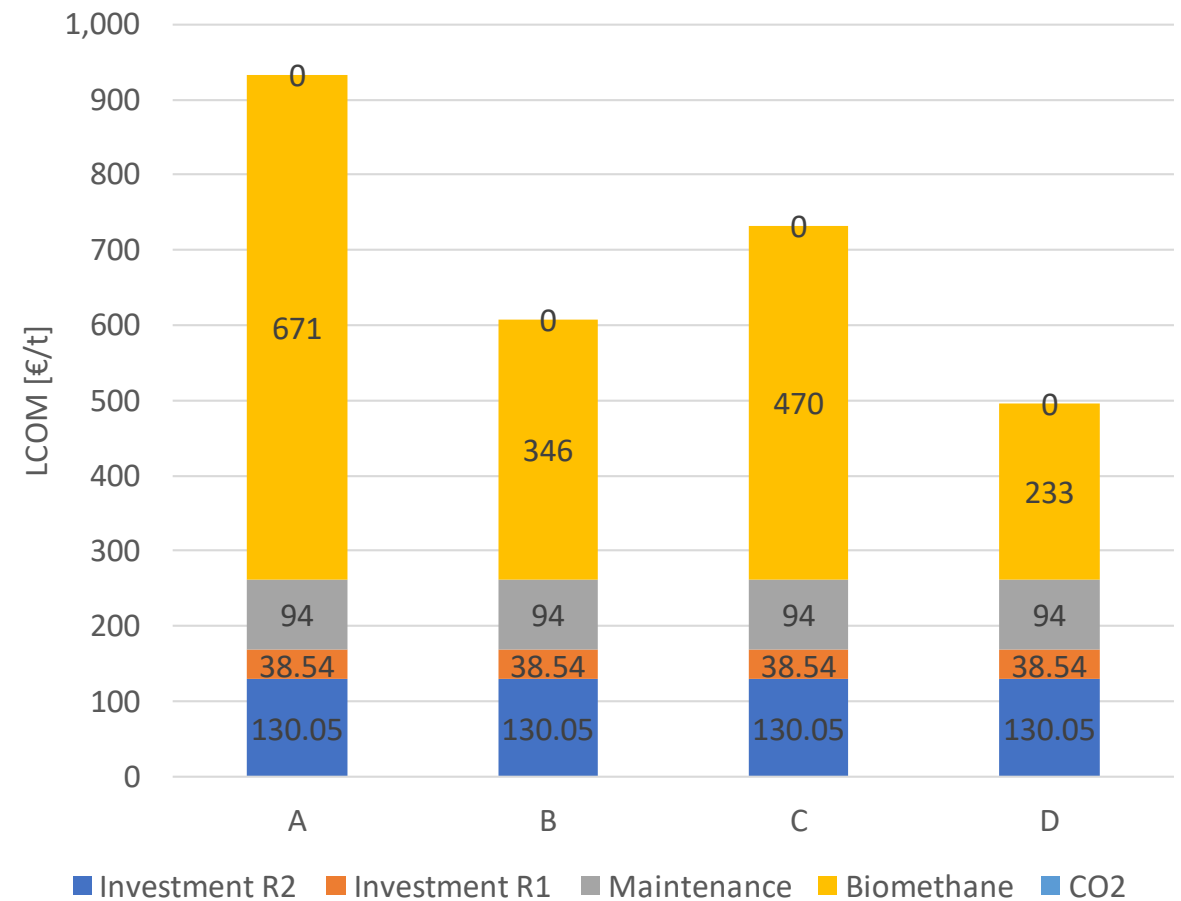




- RUTA 1: producción convencional de metanol a partir de gas natural. Requiere CO₂
- RUTA 2: reemplazar e-H₂ por bio-H₂ en la síntesis CO₂/H₂. Aún queda bio-CO₂ para otros usos
- RUTA 3: combinación de la 1 y parte de la 2 (no se usa la síntesis CO₂/H₂), teniendo excedentes de H₂
- RUTA 4: combinación completa de 1 y 2, sin subproductos

Substrates	A	B	C	D
Landfill gas [%]	7	53		100
OFMSW [%]	6	47	100	
WWTP & Agri-Food Industry [%]	7			
Agriculture waste [%]	18			
Intermediate Crops [%]	43			
Manure [%]	19			
Potential [TWh/year]	135.19	16.73	7.92	8.81
Feedstock cost [€/MWh-HHV]	69.33	35.95	48.77	24.43
T_{CH_4} [€/t]	1,071.6	555.64	753.79	377.59

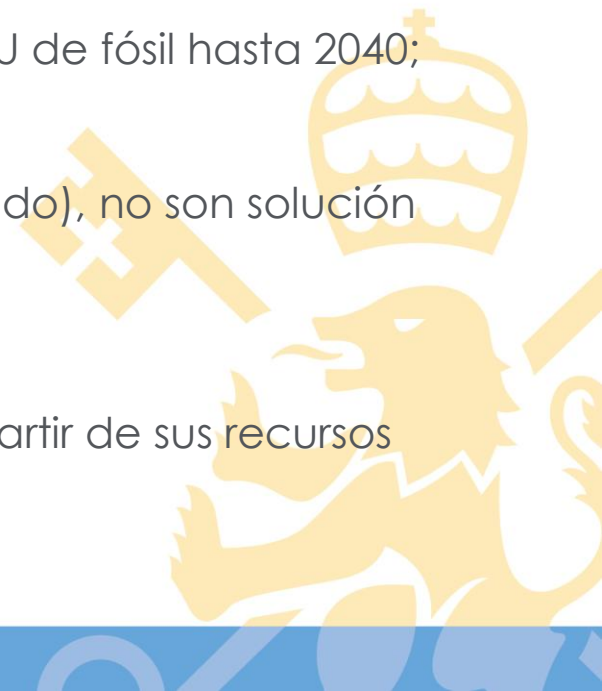
- Número de instalaciones de 200 kt/año:
 - Substrato A: 69
 - Substrato B: 8
 - Substrato C: 4
 - Substrato D: 4



CONCLUSIONES



- El biometano es un recurso local, con un gran potencial (> 110 TWh, siendo realistas) y con gran crecimiento. Actualmente hay > 870 GWh
- El biometano no puede desplazar todo el actual consumo de gas natural (> 330 TWh en 2025), y menos atender a nuevas demandas industriales o de transporte. Es preciso una planificación y dedicarlo allá donde sea más eficaz
- El biometano en SMRs permite generar bio-CO₂ abundante (4,6 Mt CO₂ a partir de 29 TWh) a coste competitivo (< 70 €/t)
- El desarrollo del CCUS se debe ver de forma escalonada: CCS de biogénico y CCU de fósil hasta 2040; luego a la inversa
- Los recursos bio son limitados (gran parte del aceite usado para el HVO es importado), no son solución única. Son un complemento a las e-moléculas
- Es preciso priorizar los usos del biometano. Ya hay [voces que lo reclaman](#)
- España puede apostar por la producción de nuevos químicos (urea, metanol) a partir de sus recursos



REFERENCIAS



REFERENCIAS

EFICIENCIAS

- [Silvian Baltac, Matt Wilson, Conor O'Sullivan, Cor Leguijt, Mart Beeftink, Isabel Nieuwenhuijse, Antonia Mattos, Diederik Jaspers, IEAGHG, "Low-Carbon Hydrogen from Natural Gas: Global Roadmap ", 2022-07, August 2022.](#)

COSTES

- [Luis Yagüe, José Ignacio Linares, Eva Arenas, José Carlos Romero \(2024\) Levelized Cost of Biohydrogen from Steam Reforming of Biomethane with Carbon capture and Storage \(Golden Hydrogen\). Application to Spain, Energies, 17, 1134.](#)

CCS

- Cortés, Navarrete, Captura, transporte y almacenamiento del CO₂ originado por el empleo de combustibles fósiles, Fundación Ciudad de la Energía (CIUDEN), 2011.
- [IGME, almacenes potenciales de CO₂.](#)

BIOMETANO

- [SEDIGAS, Estudio de la capacidad de producción de biometano en España, 2023.](#)
- [GASNAM, Mapa de plantas de producción de biometano.](#)



REFERENCIAS

APLICACIONES

- [Léonard Lefranc, José Ignacio Linares, Ana María Santos, Eva Arenas, Carlos Martín, Yolanda Moratilla \(2024\) Biohydrogen with negative CO2 emissions from municipal solid waste for decarbonising the public bus fleet. Application to the municipality of Madrid, Journal of Environmental Management, 371, 123258.](#)
- [Luis Yagüe, José Ignacio Linares, Eva Arenas, José Carlos Romero \(2024\), Biohydrogen production through biomethane steam reforming with CCUS for decarbonizing Spain's tile industry, Results in Engineering, 24, 103361.](#)
- [Luis Yagüe, José Ignacio Linares, Eva Arenas, José Carlos Romero, Decarbonising grey hydrogen via bio-hydrogen and carbon capture and storage: a case study in Spain, International Journal of Hydrogen Energy 239 \(2026\) 155447](#)
- [Arantza Rascón, José Ignacio Linares, Ana Santos-Montes, Eva Arenas, CO2 Self-Sufficiency in Renewable Methanol Production from Biomethane and Biohydrogen: Techno-Economic Assessment for Spain, Bioengineering 13 \(2026\) 1183](#)
- [José Ignacio Linares \(2026\), Biohidrógeno como fuente de CO2 biogénico. Una oportunidad para España, LinkedIn.](#)

Gracias por su atención

linares@comillas.edu

[Cátedra Fundación Repsol de Transición Energética](#)

DEF.- udim

comillas.edu

