

Descarbonización de la producción de acero mediante reducción directa (DRI-EAF)

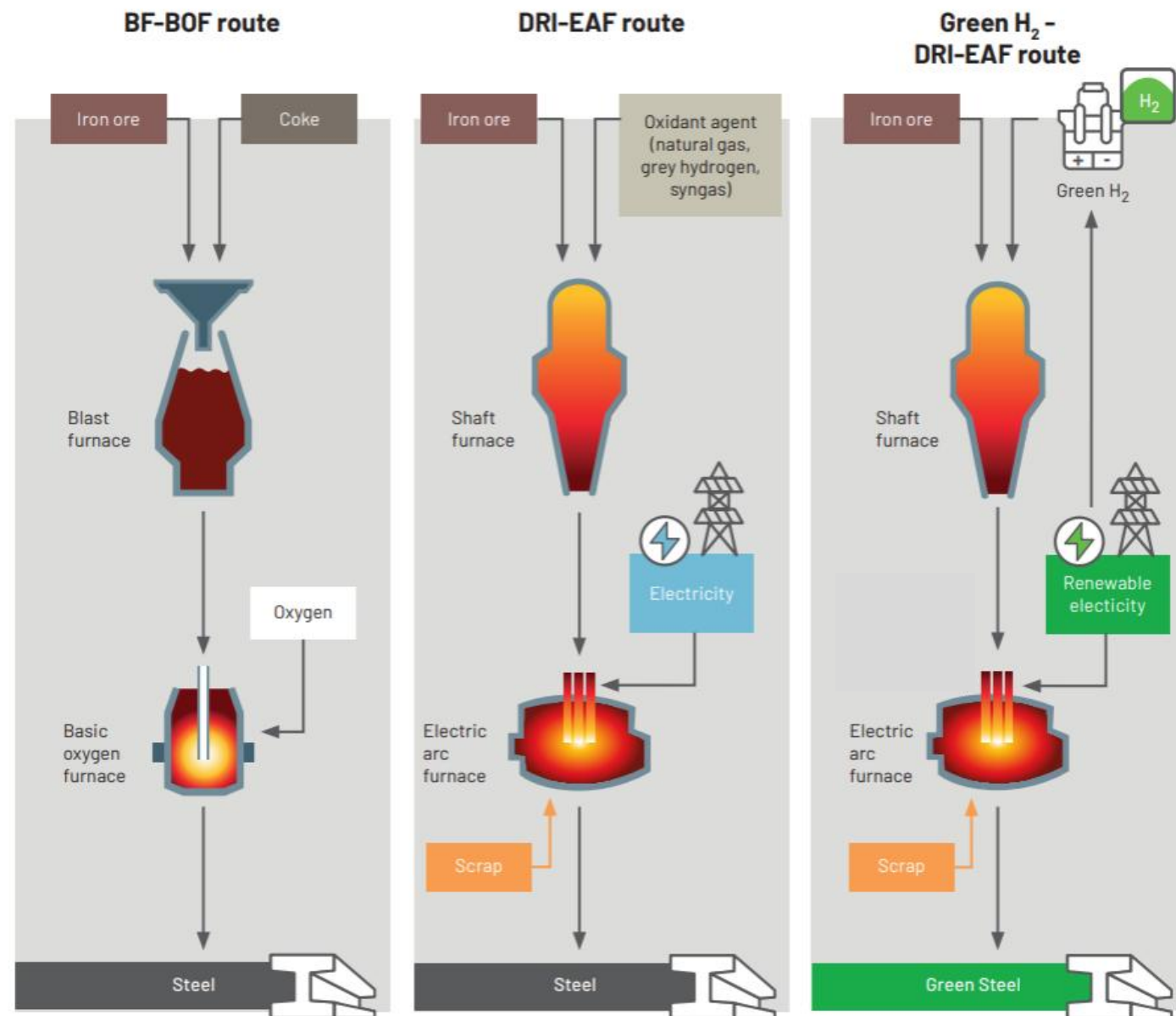
Autor: Luis Antón Méndez

Supervisores: José Ignacio Linares, Ana María Santos

17 de Septiembre de 2026

PRODUCCIÓN DE ACERO PRIMARIO

- **Alto horno (BF-BOF)**
 - Coque de carbón como agente reductor
 - Producción de arrabio (líquido)
 - Refino posterior en horno con oxígeno
- **Reducción directa con gases (DRI-EAF)**
 - Gases como agente reductor (gas natural, hidrógeno gris, gas de síntesis...)
 - Producción de esponja de hierro (sólido)
 - Fusión posterior en horno de arco eléctrico
- **Reducción directa con hidrógeno (DRI-EAF)**
 - Hidrógeno como agente reductor
 - Producción de esponja de hierro (sólido)
 - Fusión posterior en horno de arco eléctrico



COSTES EN LA PRODUCCIÓN DE ACERO PRIMARIO

- Alto horno y DRI-EAF con gas natural tienen costes parecidos son considerar tasa de CO_2 . Ésta representa 144 €/t para el alto horno y 80 €/t para NG-DRI-EAF con electricidad de red
- Alto horno en EU, con tasa de CO_2 , se va a 814 €/t, siendo más caro el H_2 -DRI-EAF con H_2 a 5 €/kg

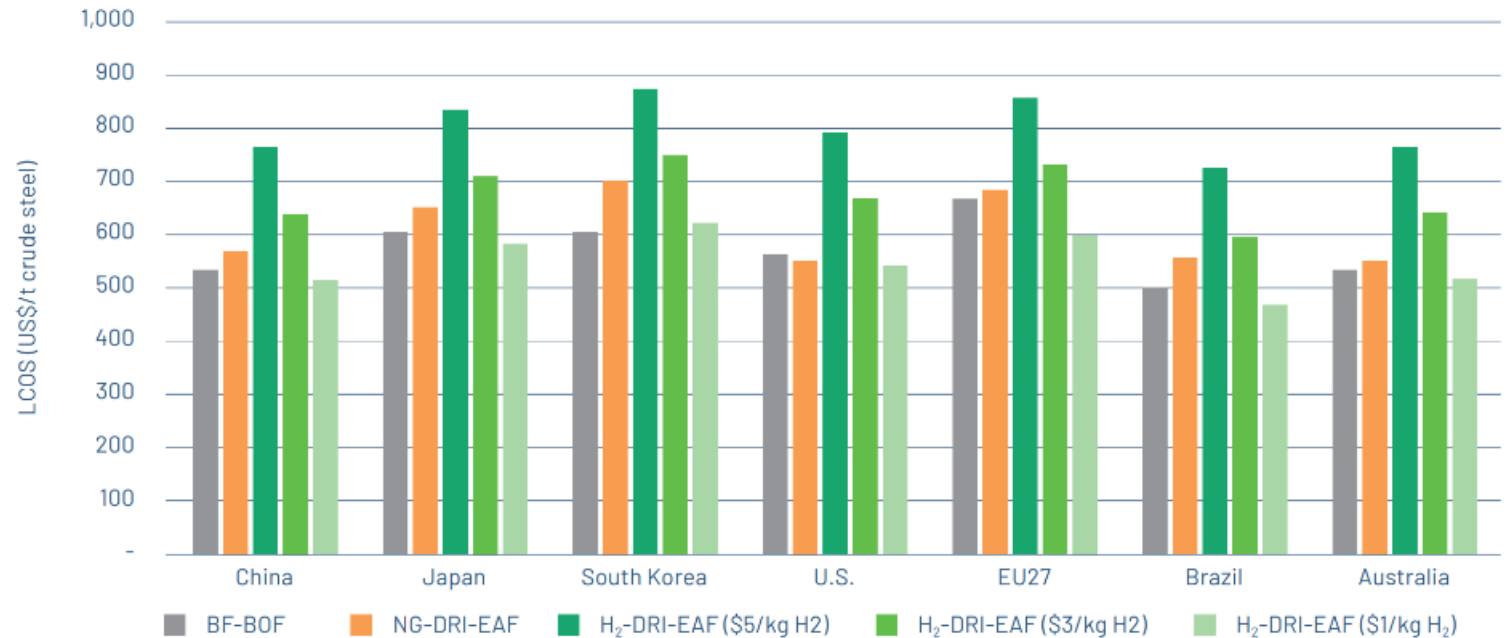


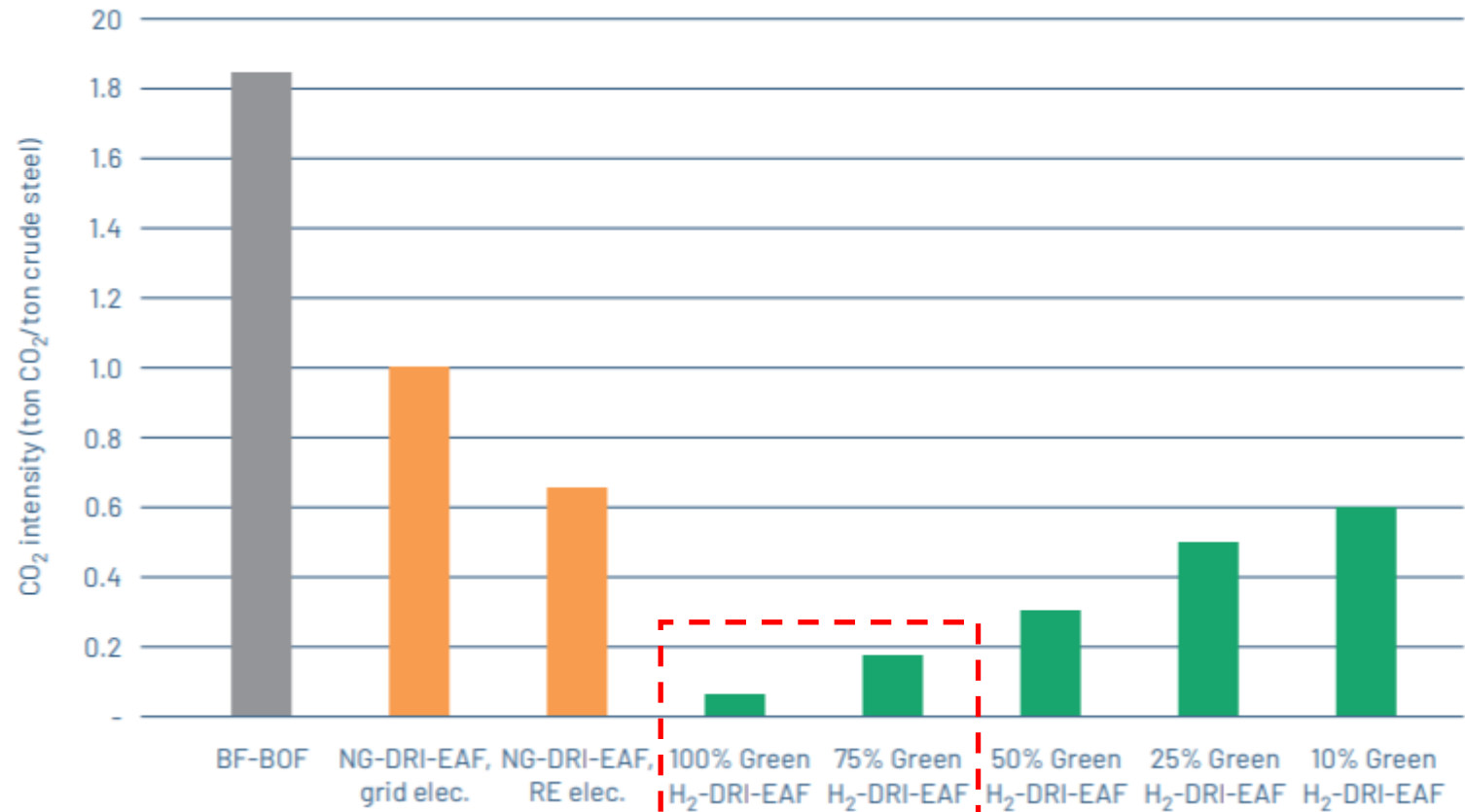
Figure ES1: Levelized Cost of Steel (\$/t crude steel) for BF-BOF, NG-DRI-EAF and green H₂-DRI-EAF in countries studied (Source: this study)

Notes: Assumed 5% steel scrap is used in both BF-BOF and DRI route. No carbon price is considered.

[Green Steel economics, 2024]

EMISIONES EN LA PRODUCCIÓN DE ACERO PRIMARIO

- El alto horno con coque presenta las máximas emisiones ($> 1.8 \text{ t CO}_2 / \text{t acero}$)
- El uso de gas natural como reductor lleva las emisiones a $0,6 \div 1 \text{ t CO}_2 / \text{t acero}$, según la electricidad consumida en el EAF
- El empleo de H_2 , total o parcialmente, junto a electricidad renovable, produce las menores emisiones

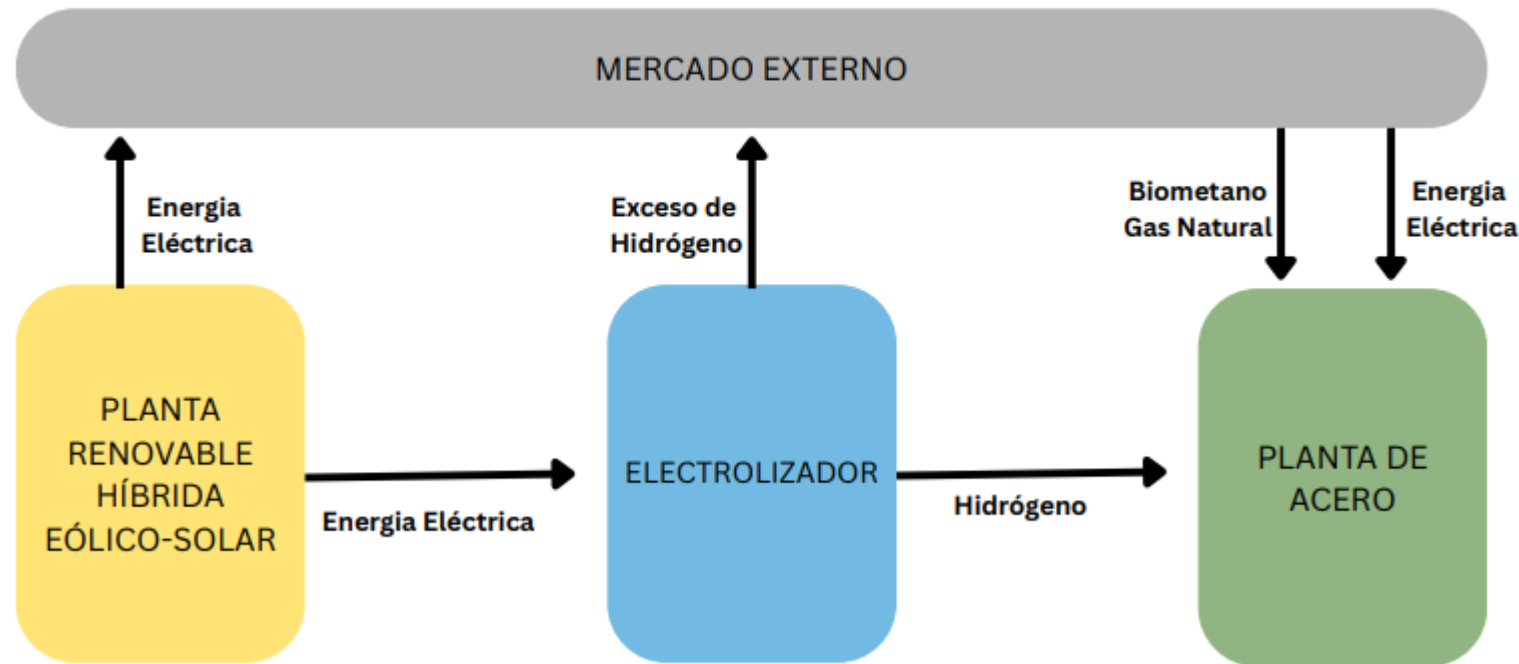


Solución propuesta
con $30\% < \text{H}_2 < 50\%$
(400 MW)

[Green Steel economics, 2024]

ANÁLISIS REALIZADO

- Producción de acero parcialmente verde
- Reducción directa mixta: gas natural, biometano e hidrógeno verde
- Integración de excedentes renovables del electrolizador en el EAF (red como almacén) o venta al mercado
- Función objetivo: coste del acero para diferentes niveles de descarbonización



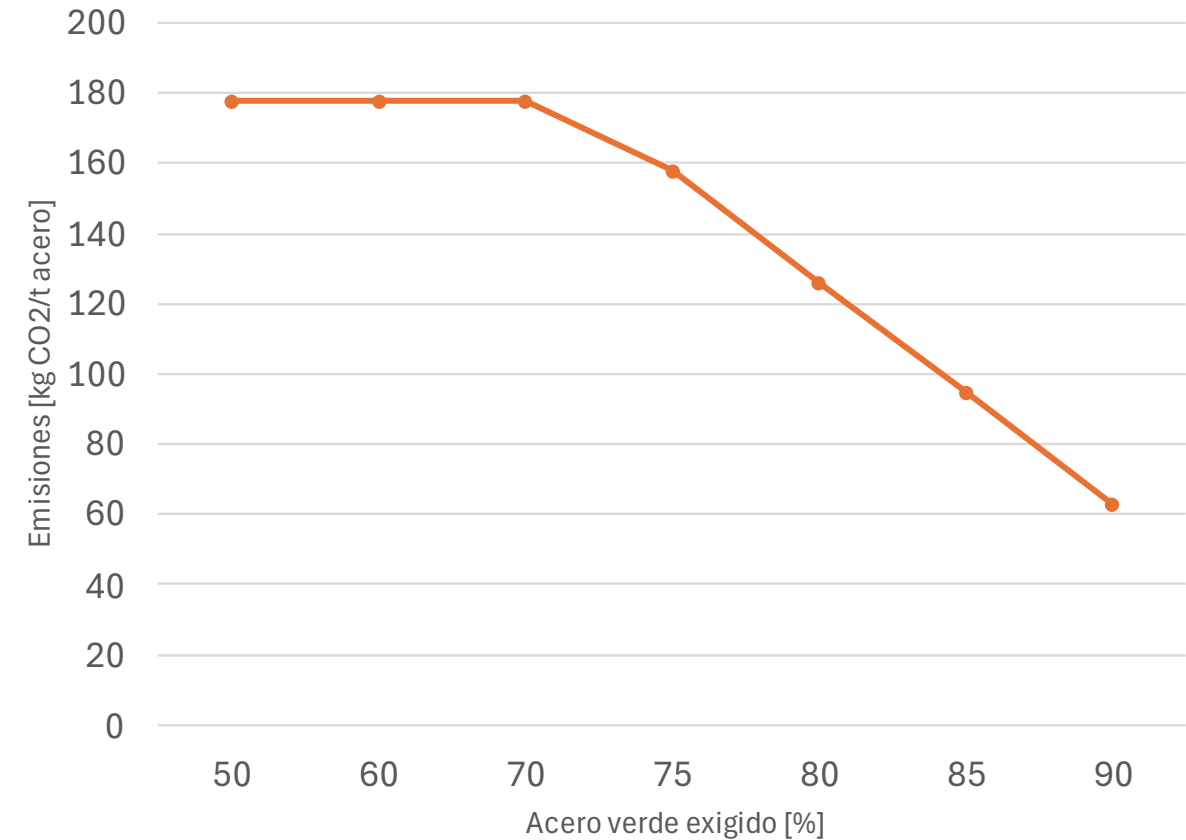
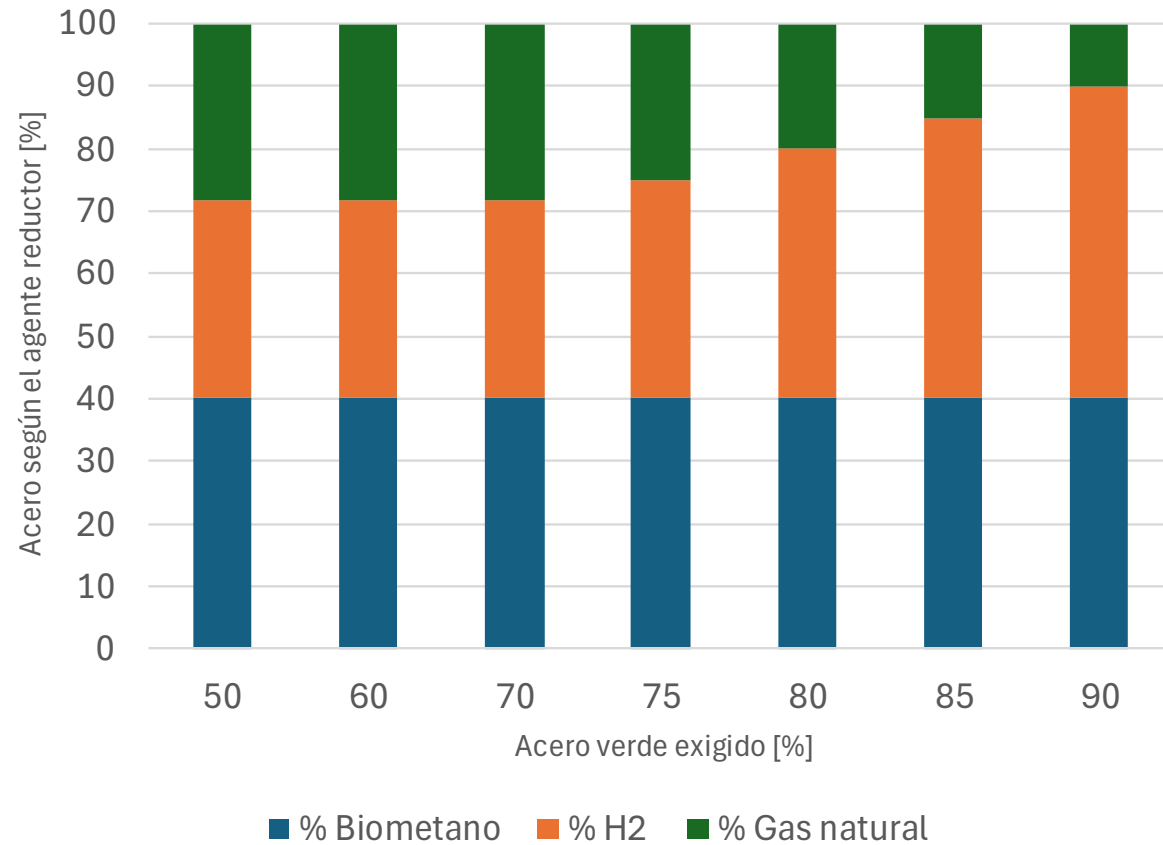
HIPÓTESIS

- Planta tipo: 600.000 toneladas acero/año ([MEGASA](#), Zaragoza. Siderurgia EAF con chatarra)
- Consumo de gas:
 - 59,1 kg H₂ / tonelada de acero
 - 2500 kWh CH₄ / tonelada de acero
- Consumo electricidad (proceso siderúrgico, principalmente EAF): 999 kWh / tonelada de acero
- Resolución horaria (8760 horas) a partir de perfiles eólicos y solares
- Limitaciones:
 - Fotovoltaica < 400 MW
 - Eólica < 300 MW
 - Límite conjunto de electricidad renovable: 400 MW ó 600 MW
 - Biometano < 600 GWh/año
 - Energía eléctrica producida por la instalación renovable < 2 x consumo electrolizador

HIPÓTESIS

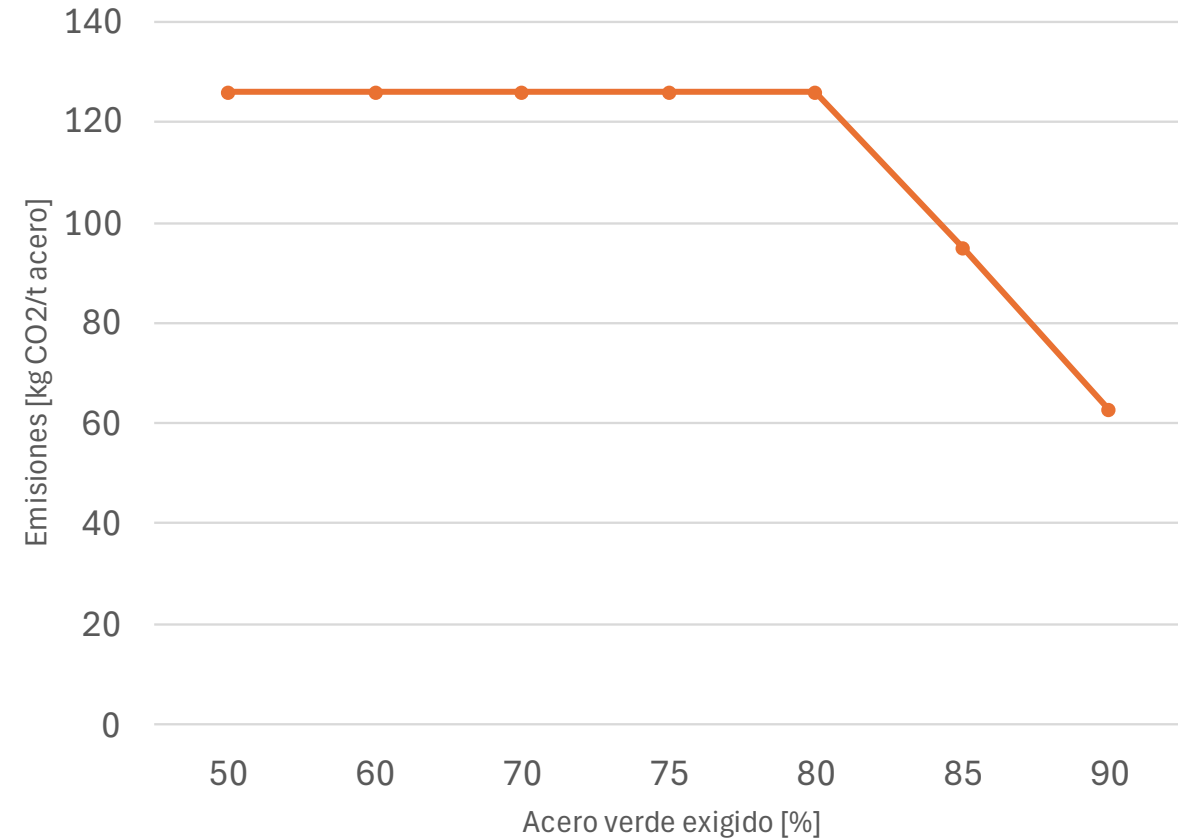
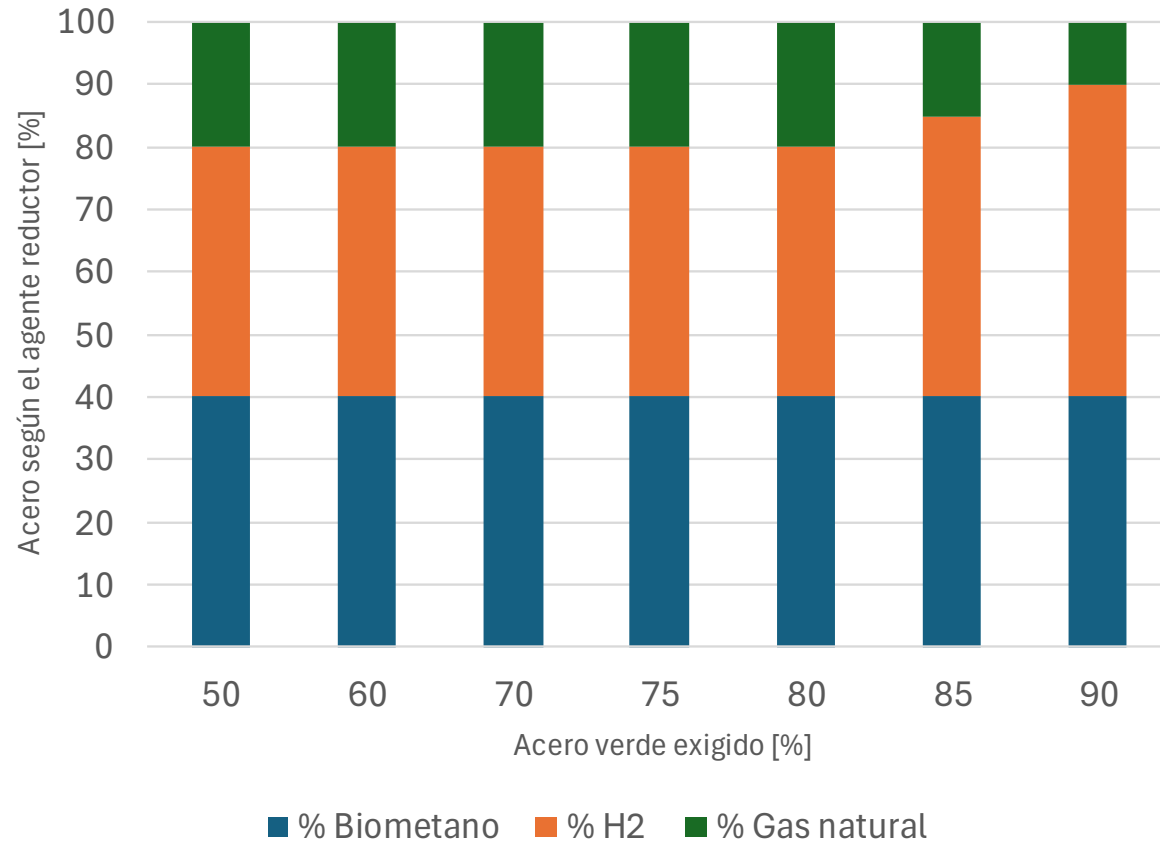
- CAPEX:
 - Electrolizador PEM: 1 600 €/kW
 - Fotovoltaica: 500 €/kW
 - Eólica: 1 100 €/kW
 - Planta de acero: 40 €/tonelada acero (coste nivelado)
- OPEX:
 - Gas natural: 45 €/MWh
 - Tasa CO₂: 80 €/t CO₂
 - Biometano: 25 y 70 €/MWh
 - Planta de acero: 200 €/tonelada acero (coste nivelado)
- Tasa de descuento de 7,5% y 25 años de vida útil
- Se ha empleado programación lineal mediante [HiGHS](#) como solver principal, apoyado con [CBC](#) ([COIN-OR Branch Cut](#))

RESULTADOS. Agentes reductores (400 MW)



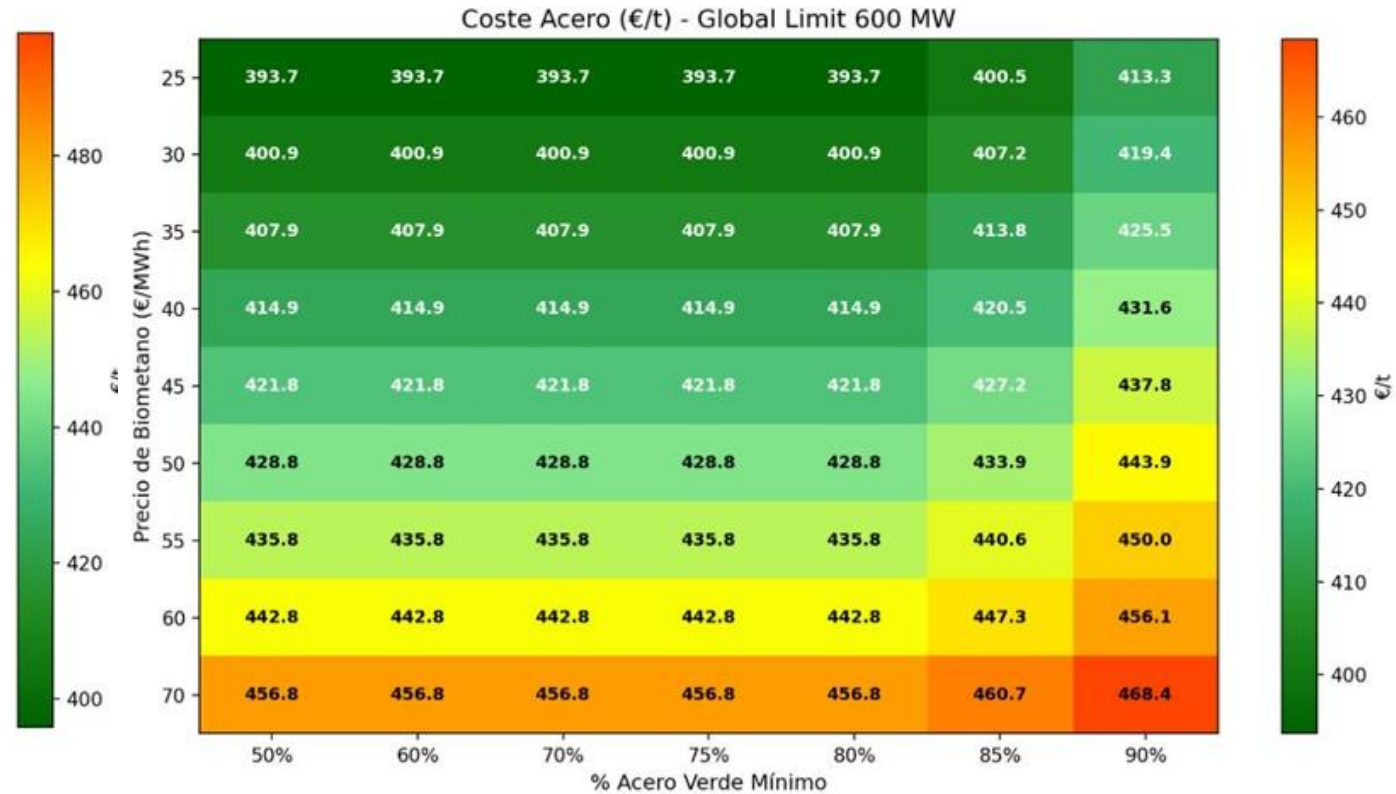
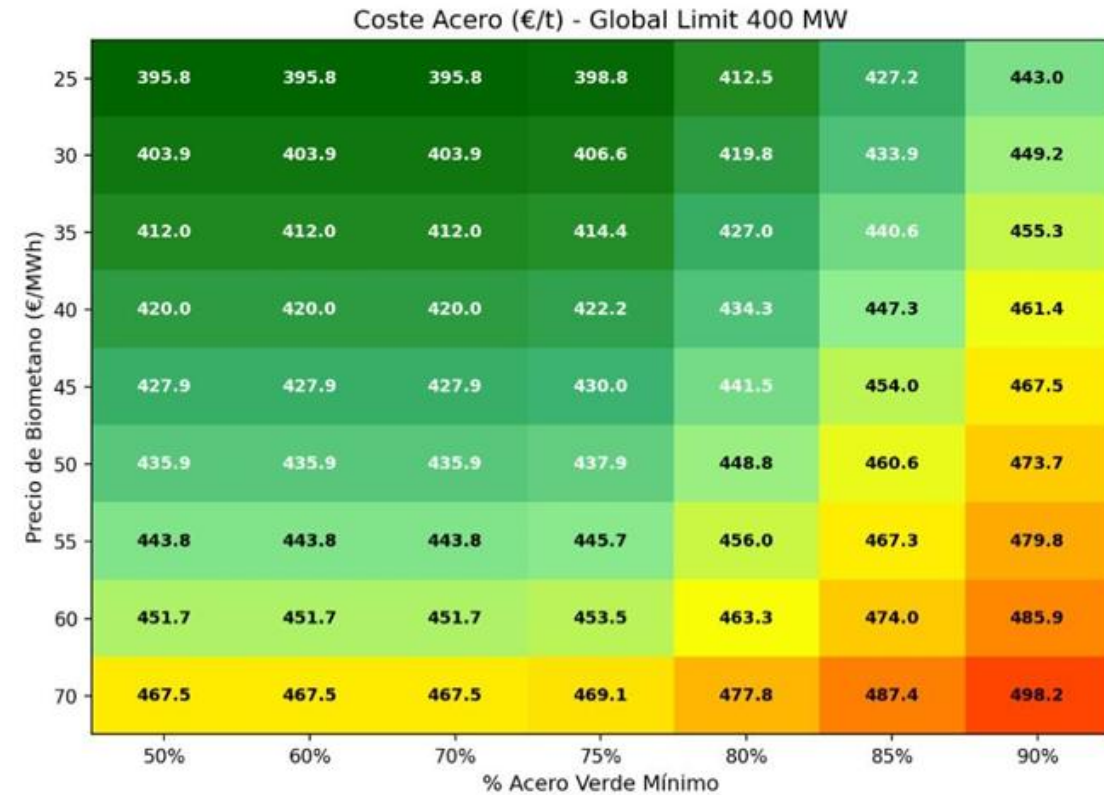
- El biometano se satura al máximo permitido (600 GWh)
- El incremento en descarbonización lo da el hidrógeno
- La solución óptima económica garantiza un 70% mínimo de acero verde

RESULTADOS. Agentes reductores (600 MW)



- El biometano se satura al máximo permitido (600 GWh)
- El incremento en descarbonización lo da el hidrógeno
- La solución óptima económica garantiza un 80% mínimo de acero verde
- Se emplea más hidrógeno al aumentar excedentes, que permiten reducir el LCOH

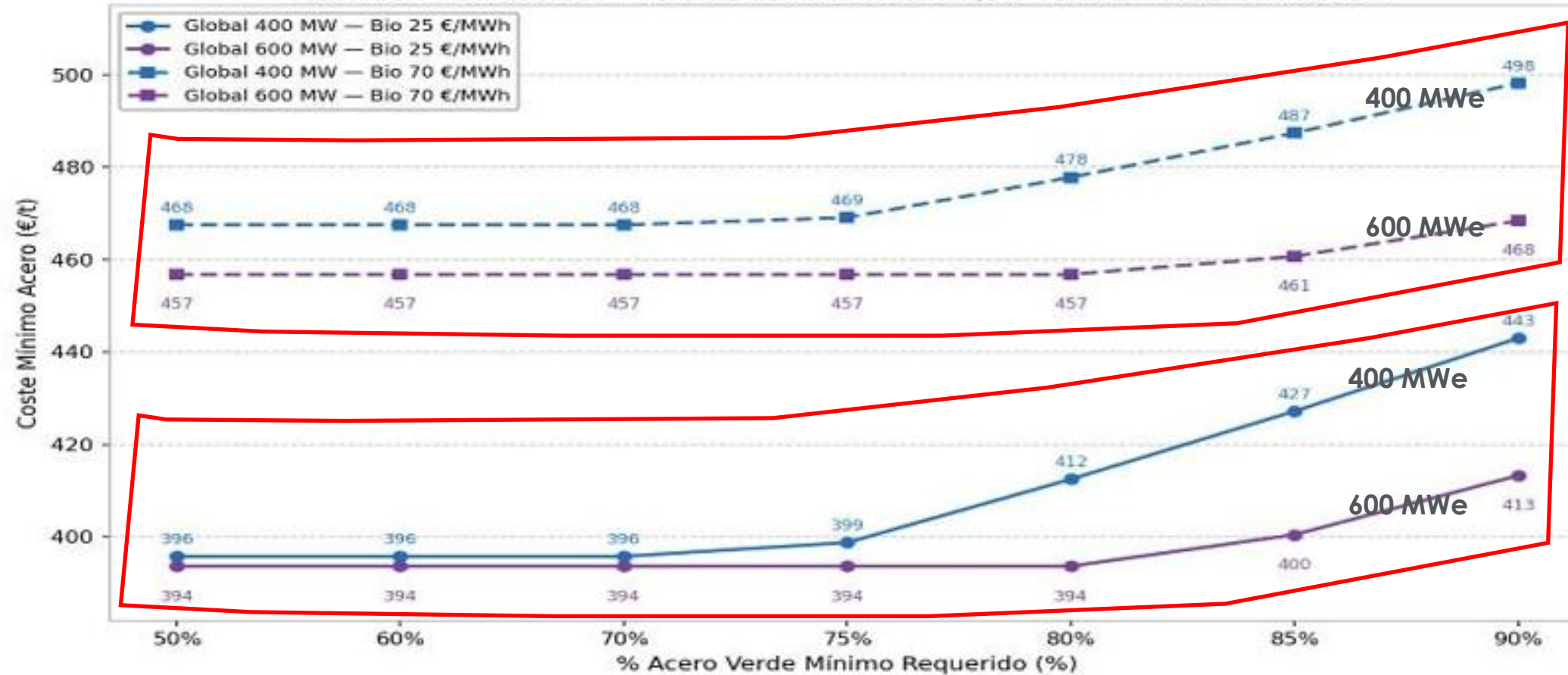
RESULTADOS. Mínimo coste



- Coste del biometano y nivel de descarbonización del acero determinan mayor coste de producción
- Mayor capacidad de renovable instalada reduce los costes al monetizar los excedentes

RESULTADOS. Mínimo coste

Frontera de Pareto V6 — Mínimo Coste de Acero por Nivel de Descarbonización

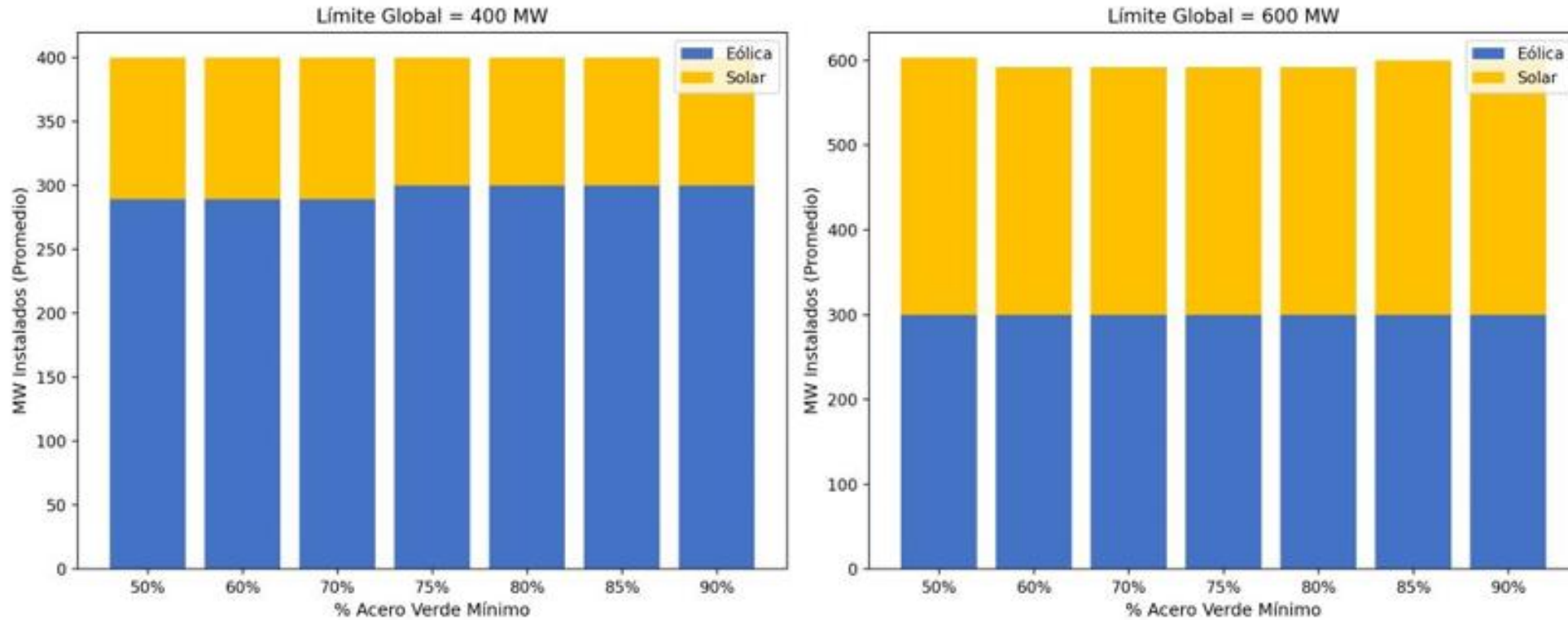


Biometano 70 €/MWh

Biometano 25 €/MWh

RESULTADOS. Reparto óptimo solar/eólica

Mix Eólico-Solar V6: Local Solar 400MW, Wind 300MW



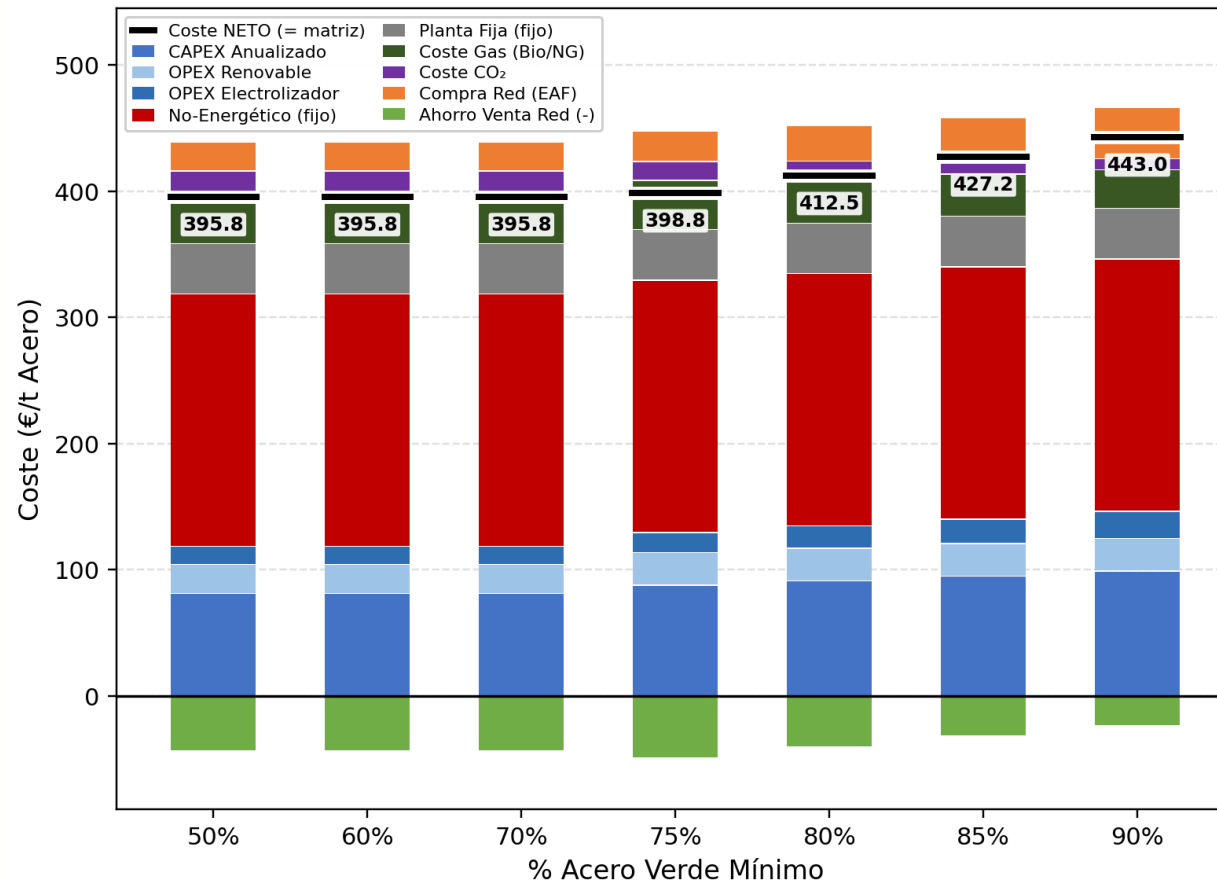
- La eólica satura (300 MW) en ambos casos (algo menos en 400 MW totales)

RESULTADOS. Desglose del coste

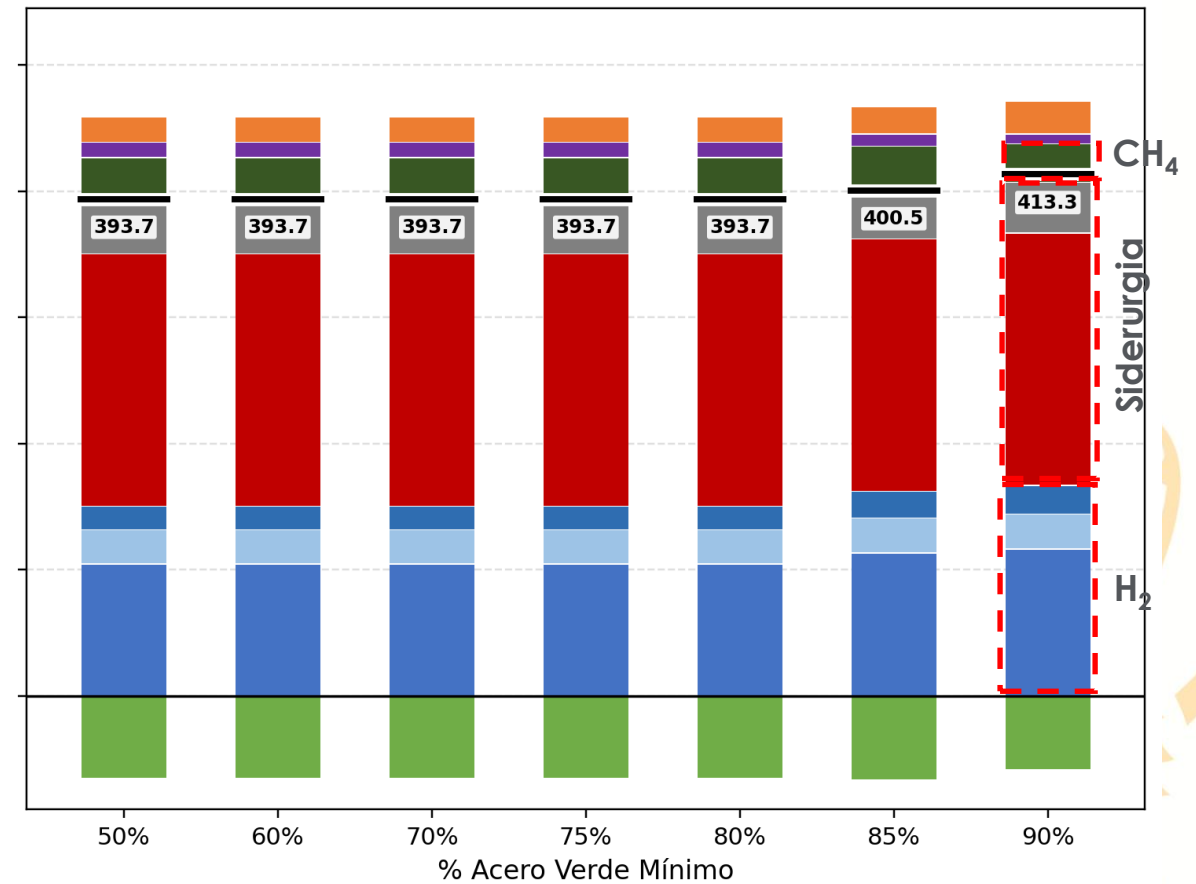
Biometano a 25 €/MWh

- Costes fijos los de mayor peso
- Se satura el consumo de biometano
- Ingresos relevantes por venta de excedentes

Global = 400 MW



Global = 600 MW

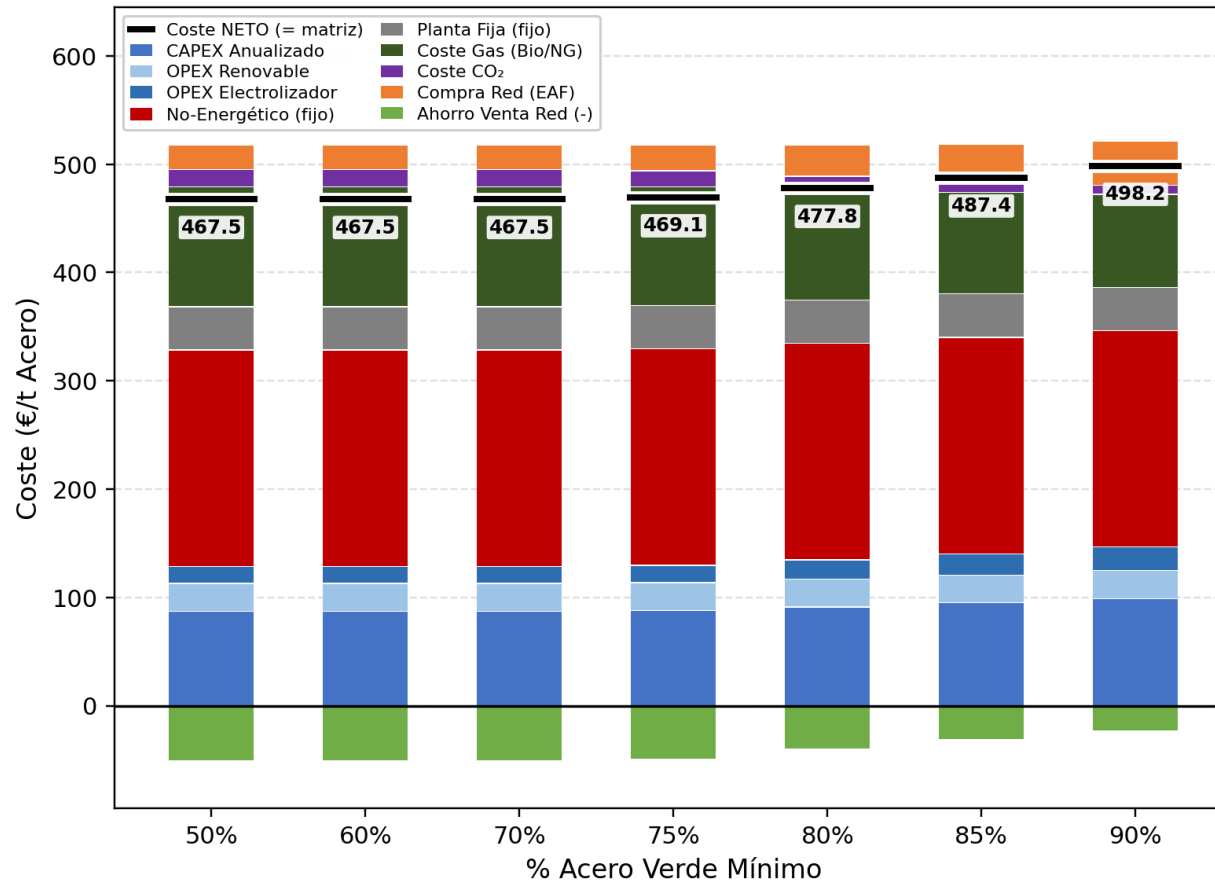


RESULTADOS. Desglose del coste

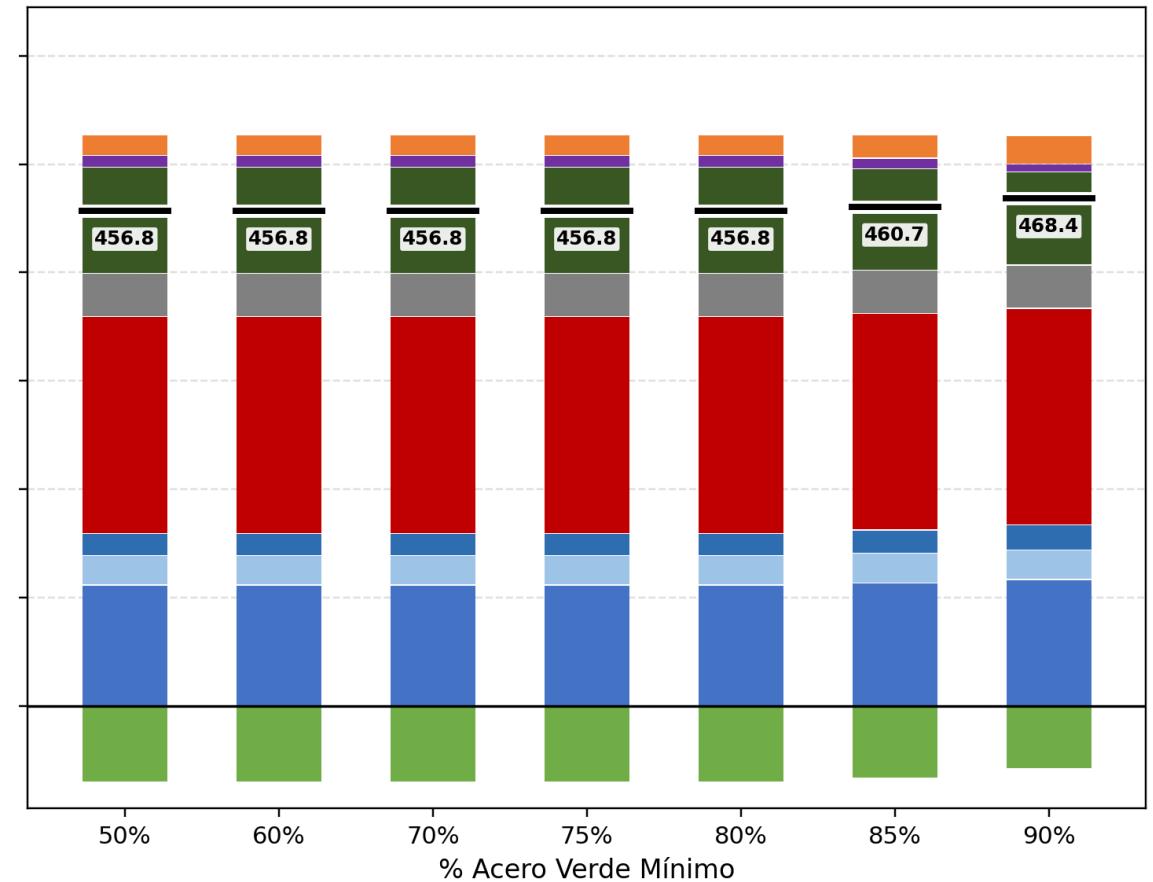
Biometano a 70 €/MWh

- Costes fijos los de mayor peso
- Se satura el consumo de biometano
- Ingresos relevantes por venta de excedentes, pero alto peso del biometano

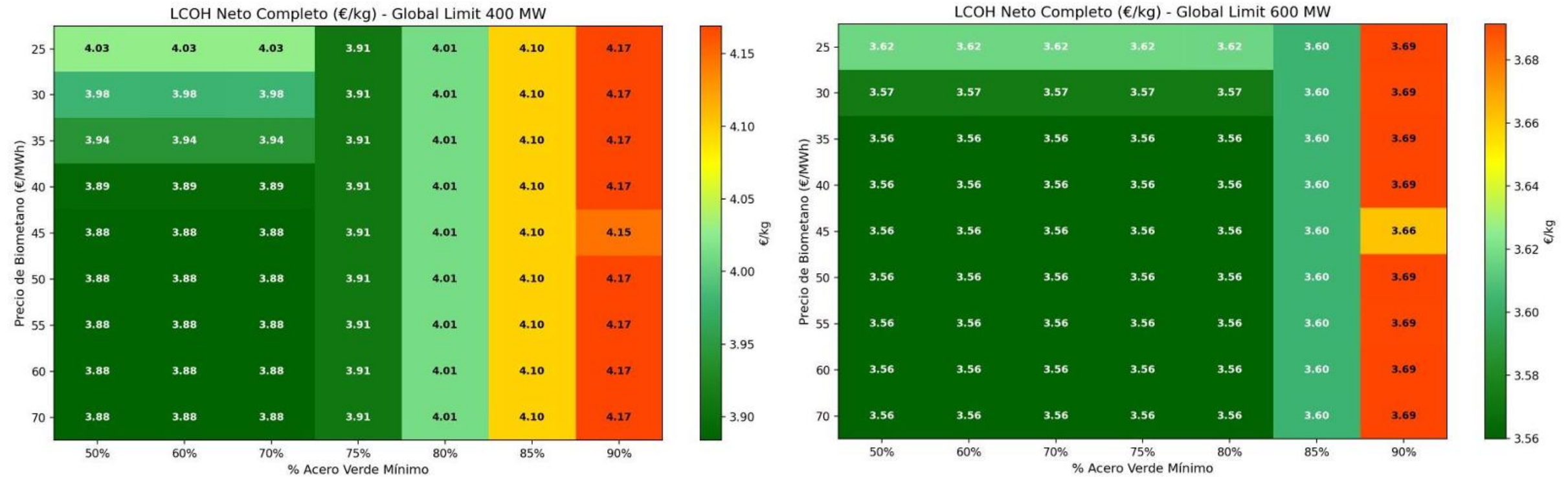
Global = 400 MW



Global = 600 MW



RESULTADOS. Coste neto del hidrógeno

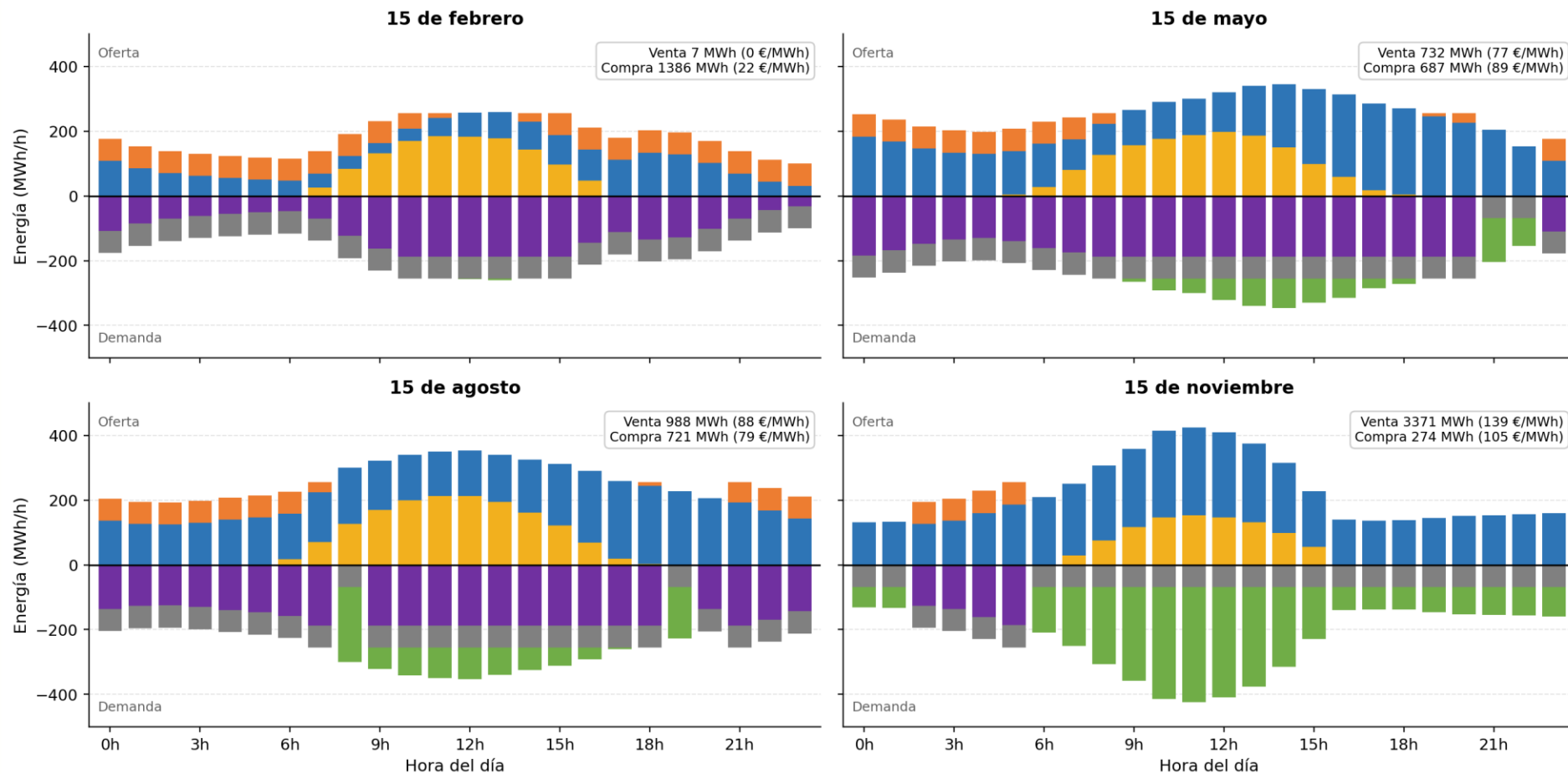


- La penetración de la fotovoltaica modera los costes
- Es fundamental la venta de excedentes y su autoconsumo en el EAF
- Mayor capacidad de renovable aumenta los ingresos por excedentes

RESULTADOS. Balance horario

- Se emplea la red como almacén
- Los excedentes masivos se concentran en otoño, con capacidad de absorción por parte de la red
- En invierno no hay excedentes
- En primavera y verano, con poca capacidad de absorción en la red, apenas hay excedentes.

Flujos energéticos horarios y posición frente a la red Límite global 600 MW · Biometano 70 €/MWh · 90 % de acero verde mínimo



CONCLUSIONES

- La optimización permite obtener costes muy competitivos:
 - 394 €/t (600 MW de renovable conjunta; 25 €/MWh biometano y 80% acero verde)
 - 498 €/t (400 MW de renovable conjunta; 70 €/MWh biometano y 90% acero verde)
- CAPEX y mantenimiento (tanto siderúrgico como electrolizador) representan la mayor parte del coste
- A la hora de considerar el hidrógeno:
 - No se debe de considerar su LCOH aislado, sino integrado con la producción de la planta (excedentes para EAF)
 - Es prioritario emplear hornos de reducción mixtos CH_4/H_2 , existentes ya, necesitando avanzar más en su disponibilidad
- Producción actual de biometano en España: > 870 GWh/año. Es una limitación

FUTUROS TRABAJOS

- Consideración horaria de las emisiones de la red eléctrica
- Actualización del mercado eléctrico
- Modo alternativo de usar el gas reductor:
 - Producción de biohidrógeno a partir de biometano con CCS (emisiones negativas)
 - Las emisiones negativas podrían compensar el uso de gas natural, reemplazando al biometano
 - No se dispondría de excedentes renovables para el EAF
 - La medida permitiría [ahorrar biometano](#)

PARA SABER MÁS

[L. Antón, **Modelo de optimización de una planta de acero parcialmente verde**,
Cátedra Fundación Repsol de Transición Energética, 2026](#)

GRACIAS POR SU ATENCIÓN

Turno de preguntas

linares@comillas.edu

