

CURSO EJECUTIVO

Transición energética en España (IV): hacia una economía descarbonizada

TITULO: Transición energética e industria: Descarbonización
de la industria

PONENTE: José Ignacio Linares

Director de la Cátedra Transición Energética Fundación Repsol en Comillas-ICAI

- **Introducción de renovables y economía circular**
 - Generación eléctrica
 - Autoconsumo fotovoltaico
 - WHR a partir de ORC o S-CO₂
 - Generación térmica
 - Solar térmica de concentración
 - Biomasa
 - Gases renovables
 - WHR con bomba de calor
 - Generación de calor y electricidad
 - Cogeneración
 - Almacenamiento
 - Térmico
 - Baterías

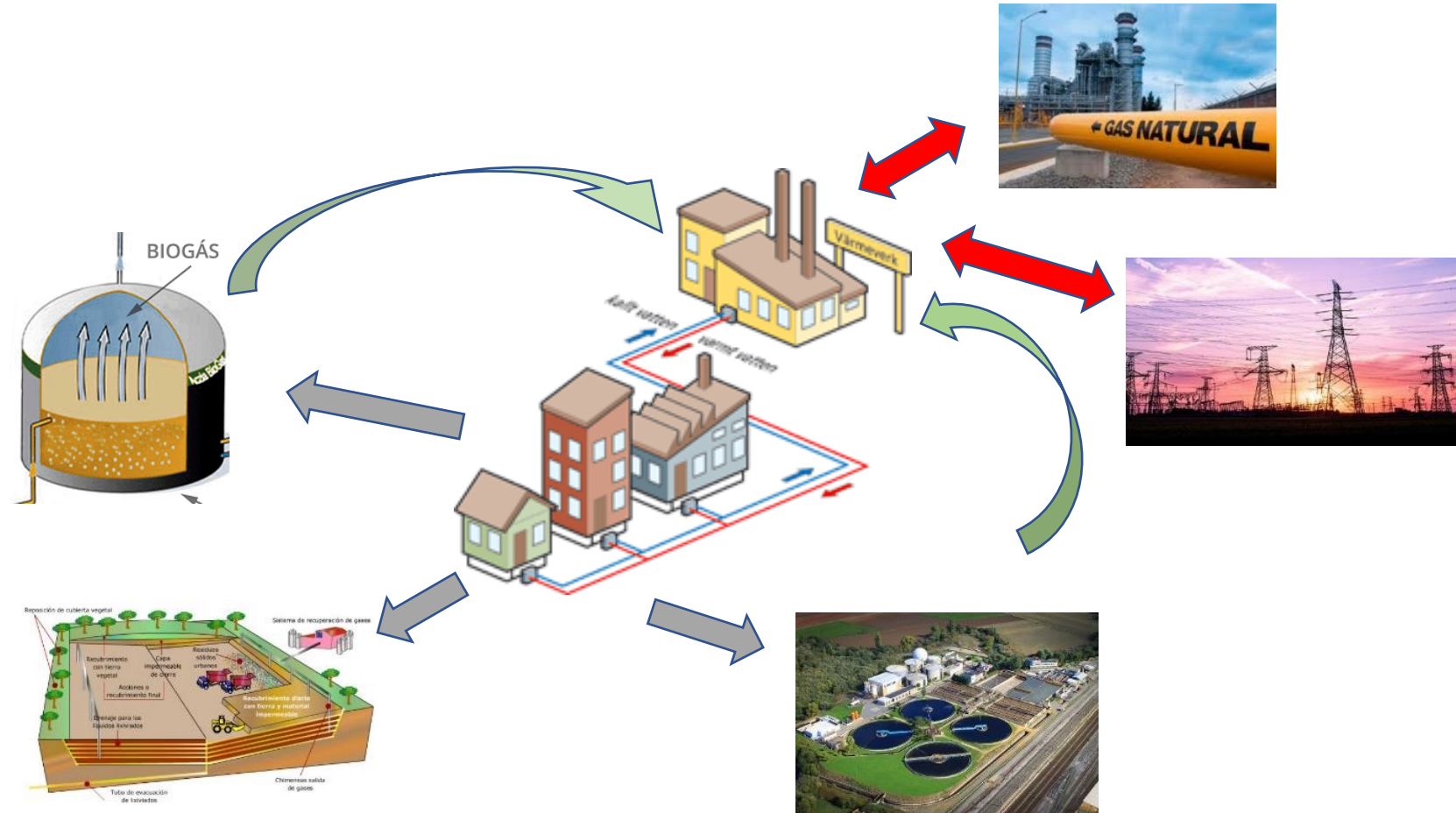


[\[El Ayuntamiento de Sevilla da licencia a Heineken para que levante una planta termosolar para el consumo de la fábrica\]](#)

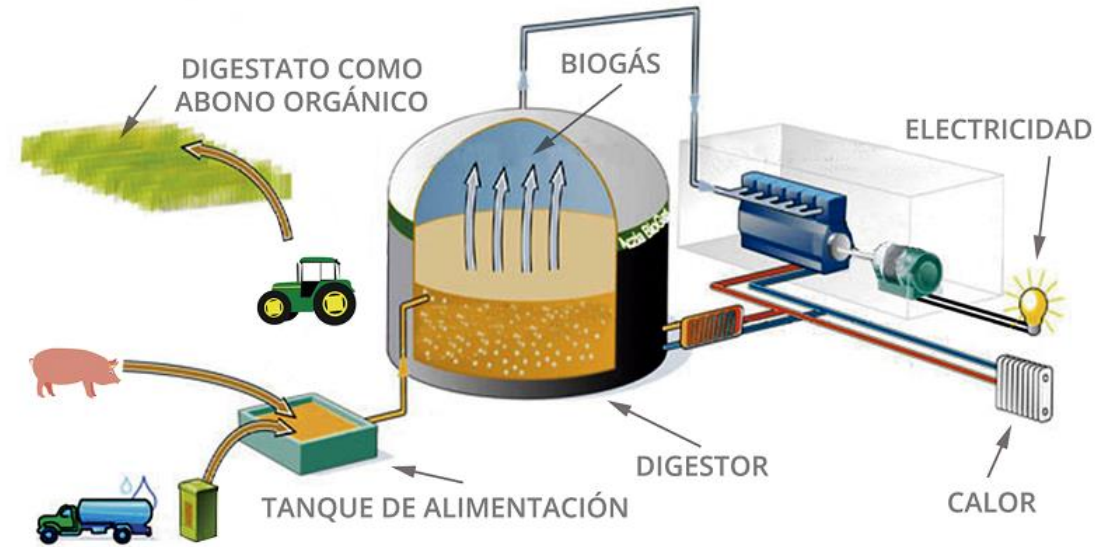
- **Mejora en instalaciones**
 - Aislamiento térmico
 - Variadores de velocidad y accionamientos eléctricos
 - Monitorado y técnicas de análisis de datos
 - Sustitución de luminarias
 - Detectores de presencia
- **Captura de CO2**
 - Retirada de CO2
 - Normalmente postcombustión, depende de la concentración de CO2
 - Oxidación, aprovechando O2 de electrólisis
 - Precombustión, a partir de gasificación de carbón o biomasa
 - Almacenamiento geológico del CO2 capturado: controvertido, inicial respuesta social
 - Valorización del CO2:
 - Usos industriales
 - Electro-combustibles
 - Carbonatos, polímeros

- La descarbonización se puede percibir como una amenaza
- El ETS puede provocar deslocalización de industrias hacia países con regulación medioambiental más laxa, y sin ETS
- El mecanismo de tasa en frontera del CO2 permite compensar lo anterior
- Los certificados de garantía de origen aportan flexibilidad al mercado, tanto en gas como en electricidad. Permiten usar la red como un almacén
- Peligro de regulaciones excesivas: consideración de “verde” para el hidrógeno
- En ocasiones el apoyo no basta, hay que ir a obligatoriedad:
 - Fomento del aumento de REE en cogeneración no fue bastante
 - Ahora se va a exigir autoconsumo eléctrico > 30%
 - Debería exigirse autoconsumo térmico > 90%

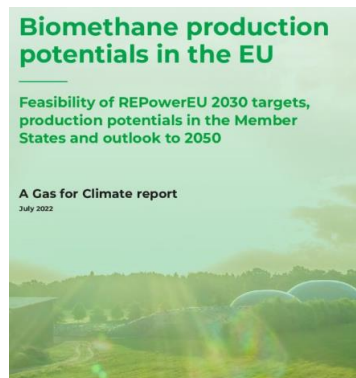
- La industria debe integrarse con la sociedad no sólo a partir de empleo y productos, sino intercambiando los efluentes de ambos
- La industria produce:
 - Calor residual
 - A veces residuo orgánico
- La sociedad produce:
 - Residuos orgánicos
 - Demanda de calor
- Las redes de distrito 5G son una buena muestra
- El biometano abre nuevas puertas



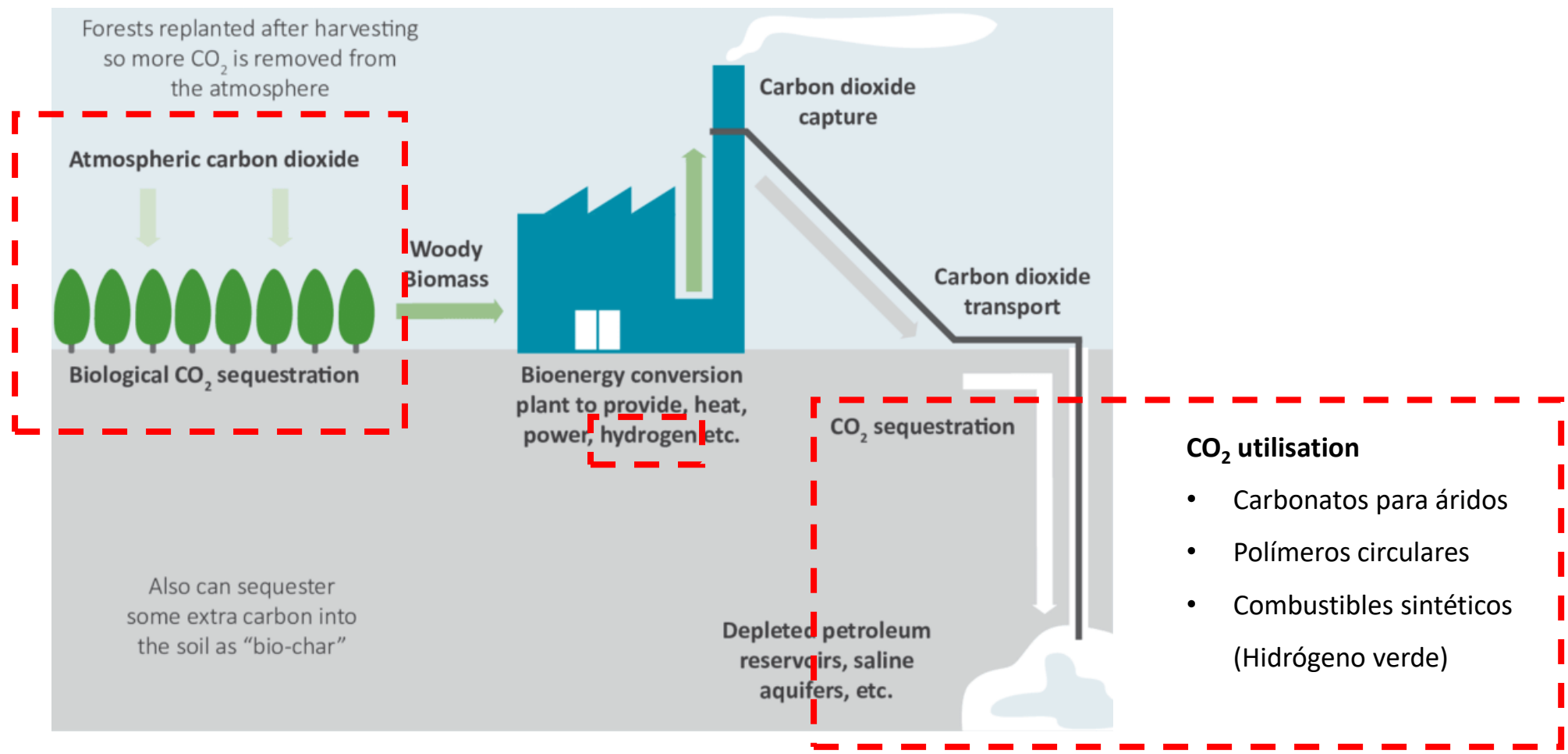
- Los residuos orgánicos (RSU, lodos EDAR, gas de vertedero, residuos agroganaderos, residuos forestales, residuos de agroindustria) producen biogas por fermentación anaerobia ($\text{CH}_4 + \text{CO}_2 + \text{impurezas}$)
- La retirada de impurezas permite usar localmente el biogas
- La retirada del CO_2 (upgrading) permite generar biometano e inyectarlo en la red de gas natural
- Los certificados de garantía de origen del biometano aportan flexibilidad



- Descarbonización en origen: se evita la emisión local de CH_4 al descomponerse los residuos ($\text{GWP} \approx 25$)
- Descarbonización en uso: reemplazo de gas natural por biometano, neutro en CO_2
- Emisiones negativas: captura del CO_2 biogénico



Plantas como DACs naturales



CO₂ utilisation

- Carbonatos para áridos
- Polímeros circulares
- Combustibles sintéticos (Hidrógeno verde)

Green hydrogen can be created by the following methods:

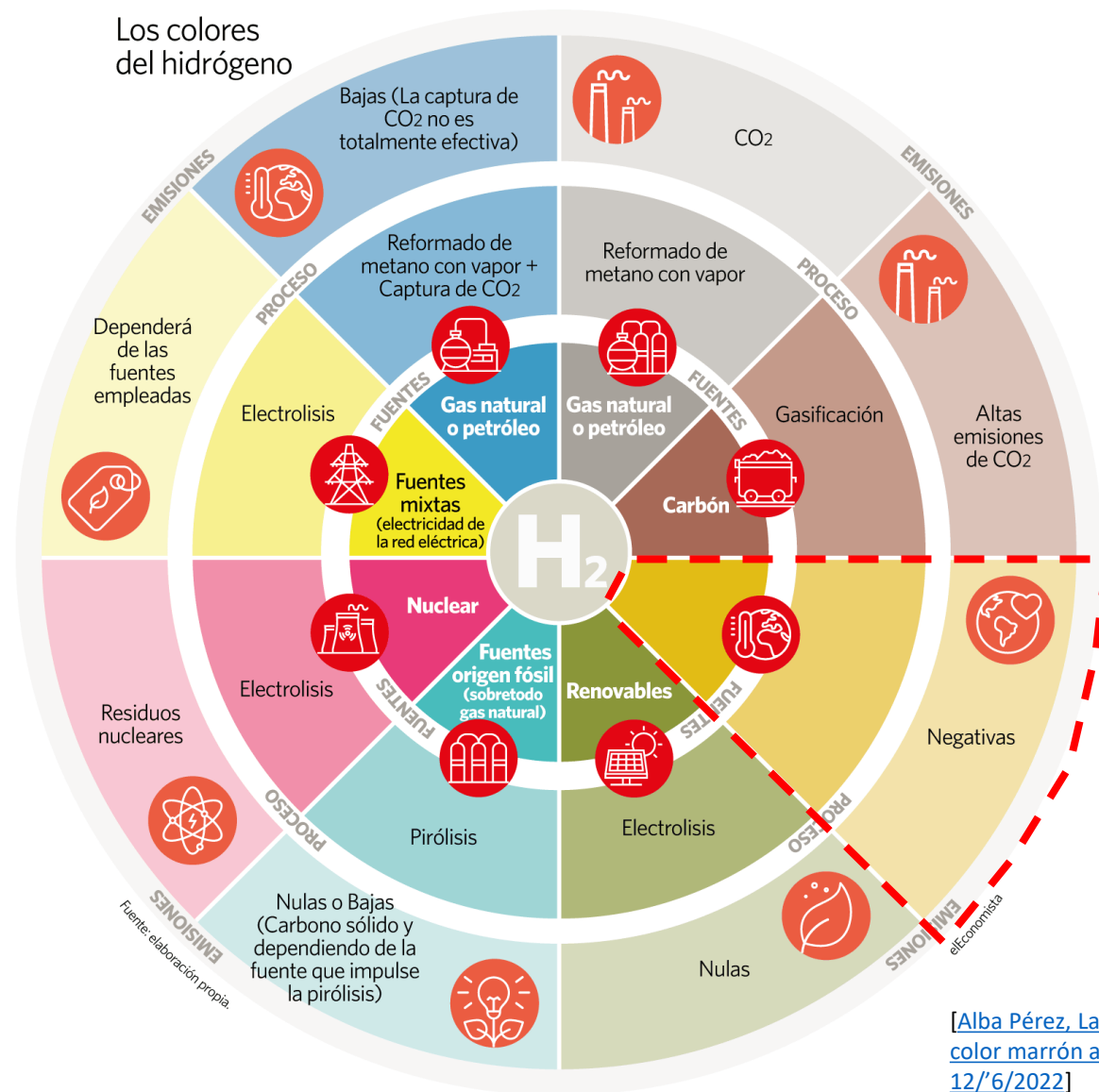
1. Electrolysis of water with renewable energy
2. Steam methane reformation (SMR) of biogas
3. Thermal conversion or gasification of organic matter and other waste streams

DEFINITION:

GREEN HYDROGEN [grēn ha-hy-druh-juh-n]
noun

¹ 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]



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

- 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



SMR of biomethane
CO2 neutral



CO₂ removal



H₂ with negative
CO₂
(yellow assigned to
electrolyzer from mix)



- CO₂ compensation
- CH₄ avoided
- Electrical grid unstressed

[Linares, Moratilla, Arenas, VIII Congreso de Ingenieros de ICAI, 2021]

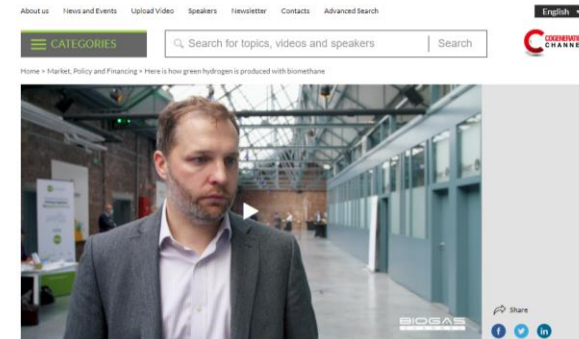
Repsol produce hidrógeno a partir de biometano en una refinería española

UPSTREAM ONLINE / 05 OCTUBRE 2021



[Upstream Online, 5/10/2021]

BIOGAS
CHANNEL



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

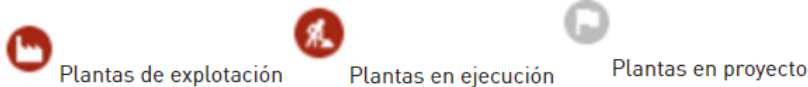
HIDRÓGENO VERDE (sin captura CO₂)

- Producción H₂ por SMR: 2,51 kmol H₂/kmol CH₄ (75,9% de eficiencia)
- Producción a partir de biometano: 22,6 kg H₂/MWh_{PCI}
- Producción a partir de fracción orgánica de RSU (FORSU): 4,18 kg H₂/(pax · año)
- Producción de CO₂: ≈ 8,8 kg CO₂/kg H₂

HIDRÓGENO DORADO (con captura CO₂)

- Producción H₂ por SMR: 2,285 kmol H₂/kmol CH₄ (69,1% de eficiencia)
- Producción a partir de biometano: 20,6 kg H₂/MWh_{PCI}
- Producción a partir de fracción orgánica de RSU (FORSU): 3,81 kg H₂/(pax · año)
- Producción de CO₂: ≈ 9,63 kg CO₂/kg H₂ (capturado 90%: **8,67 kg CO₂/kg H₂**)

[Aplicación de GASNAM]



Proyectos biometano 2022

Explotación: 0,178 TWh
 Construcción: 1,425 TWh ≈ 2 TWh
 Planificados: 0,383 TWh

POTENCIAL A PARTIR DE PROYECTOS DE BIOMETANO

- **41.200 ton de hidrógeno dorado** (≈ 412 MW electrolizador)
- 357,2 kton de CO₂ 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 CO₂ compensadas**), evitando la **mitad de los electrolizadores** de la Hoja de Ruta del Hidrógeno (4 GW)

POTENCIAL A PARTIR DE RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS

- Capacidad de producción a partir de FORSU: 3,81 kg H₂/pax-año
 - Población España: 47,35 Mpax
 - Producción a partir de FORSU en España: **180.404 ton H₂/año**
 - Emisiones de CO₂ negativas: 1.564 kton CO₂/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%**

- 25 años de vida
- wacc: 8%
- r: 0% (8% para CO₂)
- Biogás a 35 €/MWh
- CO₂: 80 €/ton

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

500.000 habitantes

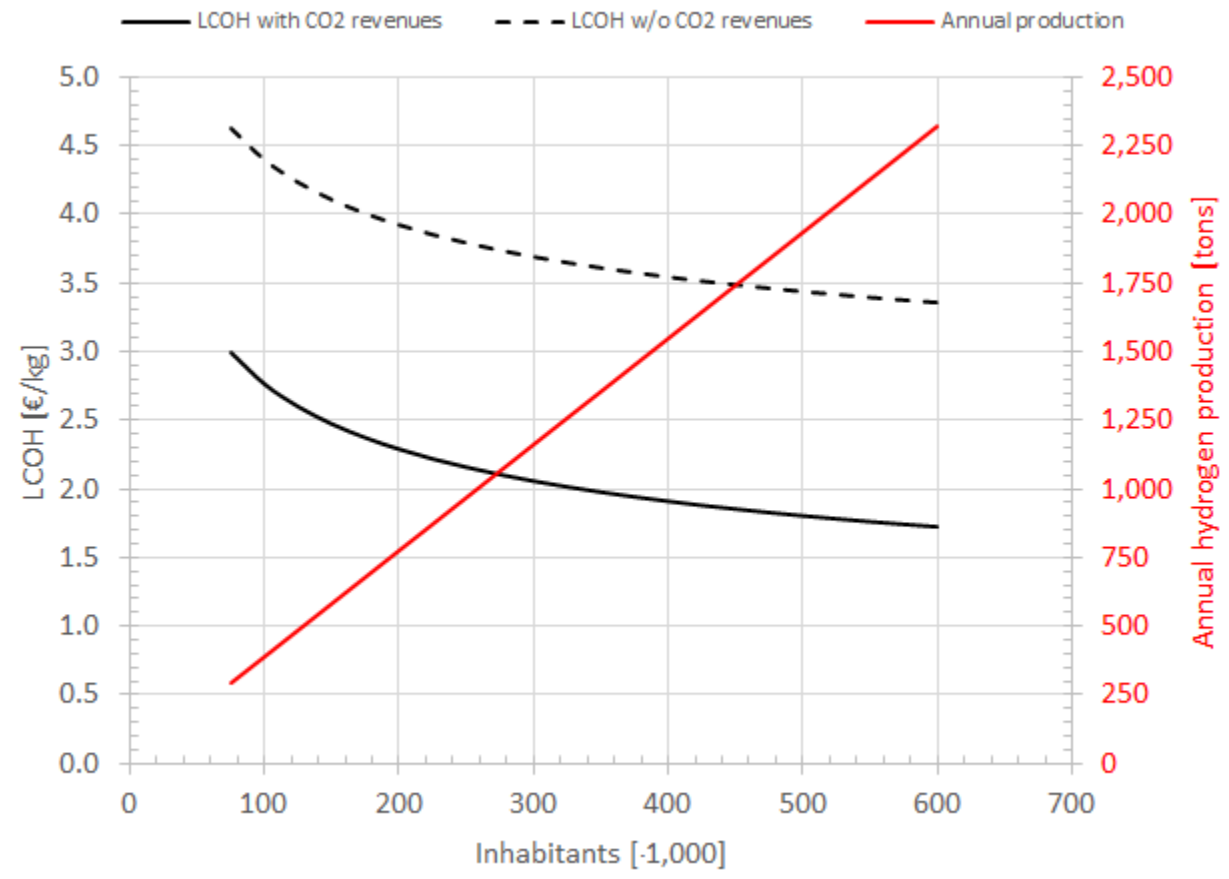
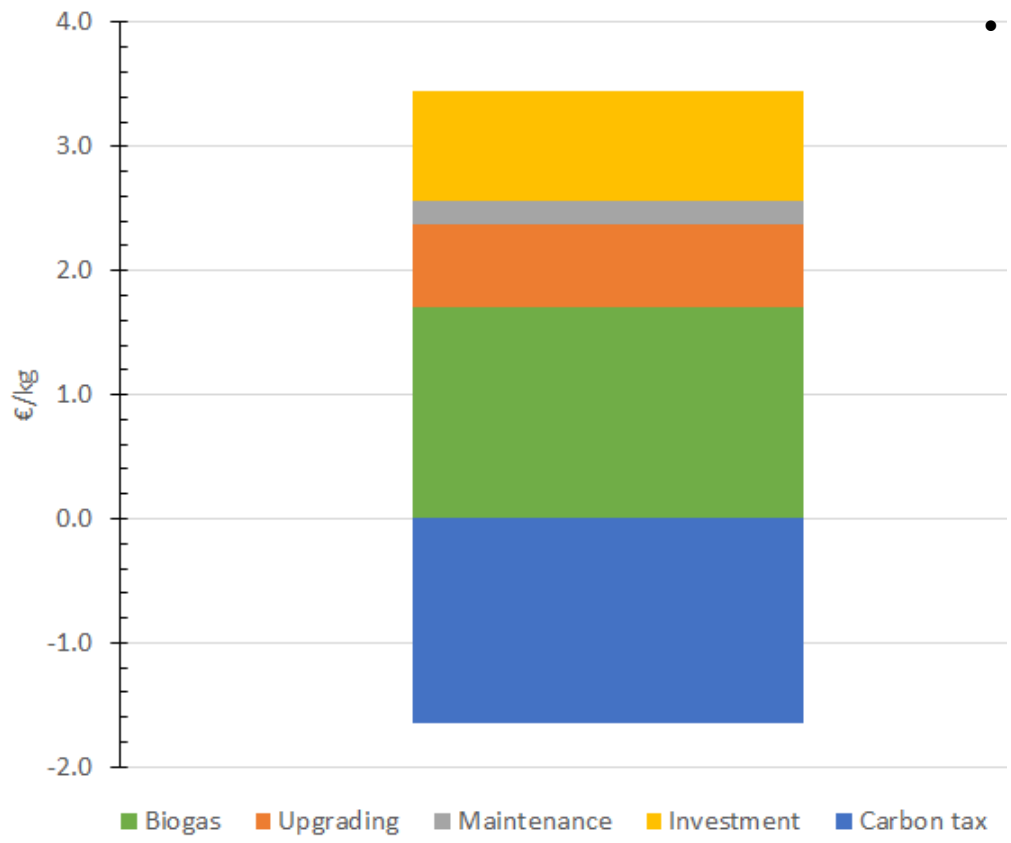


Figure: H₂-production costs in different accounting periods for existing and new plants (example: combination of PV/wind)



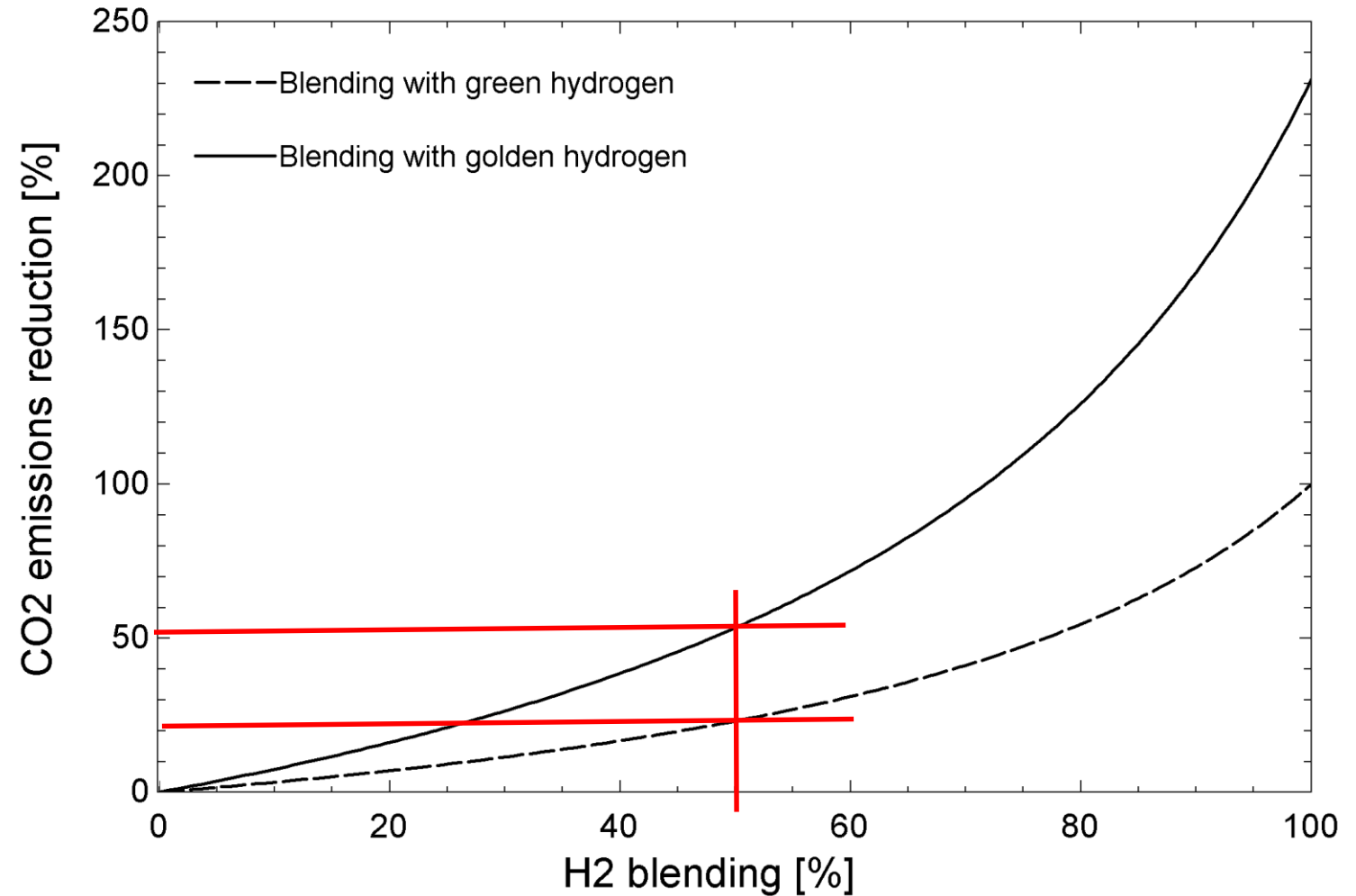
Source: Frontier Economics

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

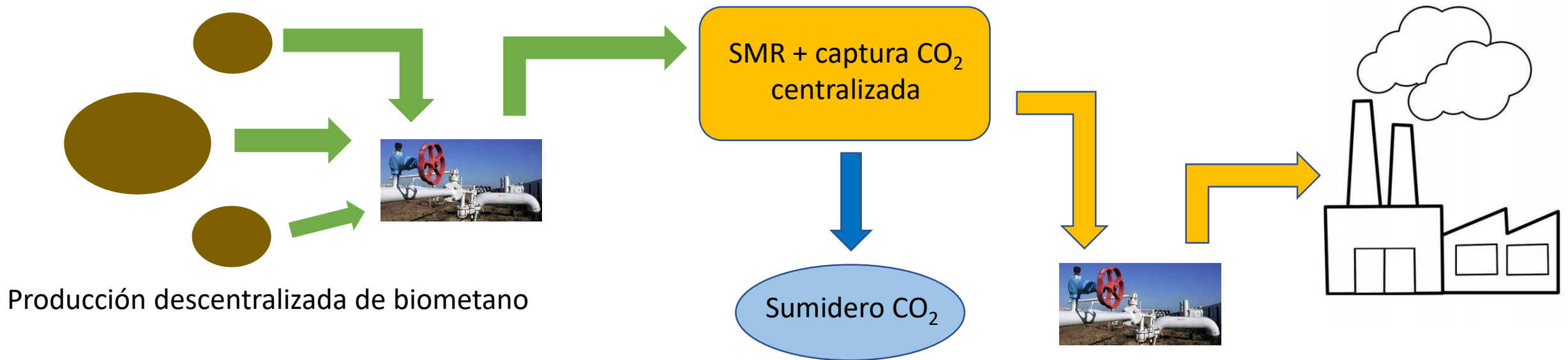
[RWE AG, frontier economics, 2021]

- 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

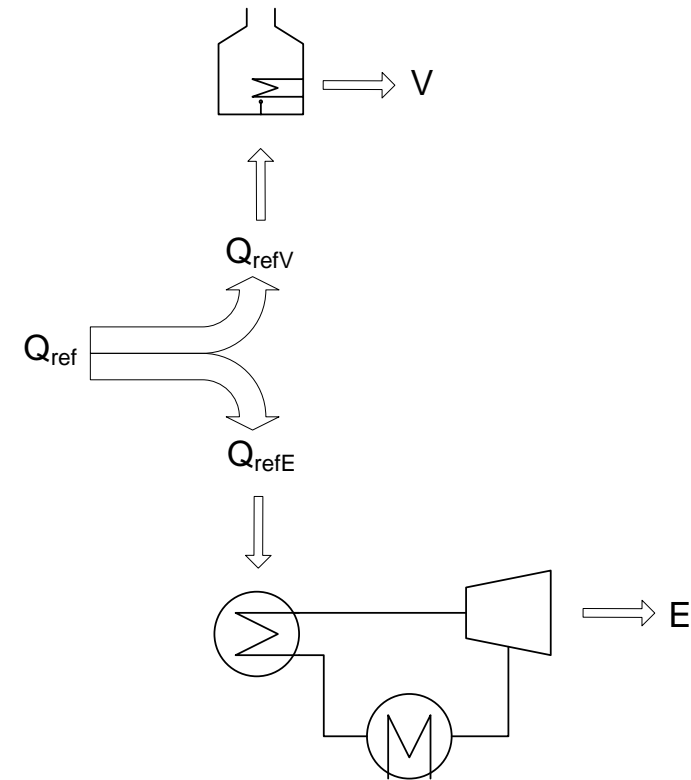
- El hidrógeno verde (electrolítico o SMR de biometano sin captura) es neutro en CO₂
- El hidrógeno dorado presenta emisiones negativas (concepto BECCS)
- Las emisiones negativas permitirían compensar otras emisiones inevitables
- El hidrógeno dorado permite mejorar los números del **blending**
 - 20% reduce emisiones 7% (verde) ó 17% (dorado)
 - 50% reduce emisiones 23% ó 50% (dorado)
 - > 72% emisiones negativas para otros sectores



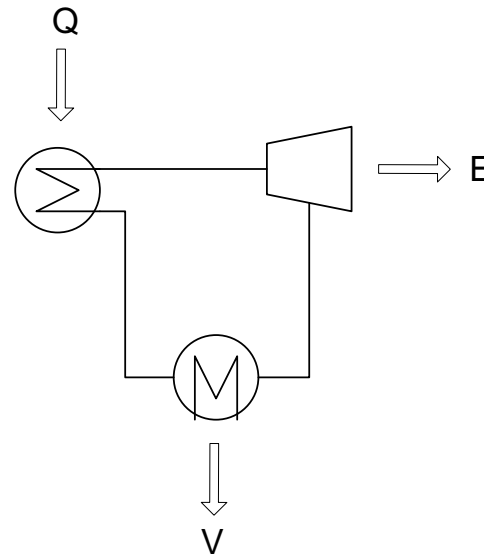
- Reforma del sistema ETS para permitir la venta de derechos del productor de H₂ al consumidor
- Producción centralizada de hidrógeno usando los certificados de garantía de origen de biometano
- Favorece la escala de la planta de producción y su ubicación junto a consumo/sumidero de CO₂, aprovechando la red de gas como transporte del biometano
- Se requeriría concentrar productores para controlar costes *upgrading* (no crítico en RSU)



- La cogeneración permite producir a la vez calor y electricidad desde la energía primaria de un combustible
- Normalmente el combustible es gas natural, pero puede ser biomasa o gases renovables (biogás, biometano o hidrógeno verde)



PRODUCCIÓN SEPARADA
DE CALOR Y ELECTRICIDAD



PRODUCCIÓN EN COGENERACIÓN

$$\eta_E = \frac{E}{Q}$$

$$\eta_V = \frac{V}{Q}$$

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{\eta_{refV}}}$$

$$AEP = \frac{Q_{ref} - Q}{Q_{ref}} = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_E}{\eta_{refE}} + \frac{\eta_V}{\eta_{refV}}}$$

El calor recuperado (V) ha de acercarse lo más posible al recuperable del motor. Idealmente se trabajará a cargas parciales; si no es posible, se elegirá un motor pequeño para operar en valle.

$$LCOE = (INV + C_F \cdot f_{adF} + C_M \cdot f_{adM}) \cdot \left(\frac{f_a}{E} \right)$$

$$f_a = \frac{WACC \cdot (1 + WACC)^N}{(1 + WACC)^N - 1}$$

$$f_{adX} = \frac{\left(\frac{1+r_x}{1+WACC} \right) \cdot \left[1 - \left(\frac{1+r_x}{1+WACC} \right)^N \right]}{1 - \left(\frac{1+r_x}{1+WACC} \right)}$$

En el coste de generación (LCOE) hay que tener en cuenta el aprovechamiento térmico.

El calor recuperado reduce el
coste de combustible

$$LCOE = \left(INV + \left(1 - \frac{\eta_V}{\eta_{refV}} \right) \cdot C_F \cdot f_{adF} + C_M \cdot f_{adM} \right) \cdot \left(\frac{f_a}{E} \right)$$

Motor Jenbacher JMS GS-N.L

Potencia eléctrica nominal: 3 MWe

Rendimiento eléctrico (η_e): 42,4%

Rendimiento térmico máximo: 44,4% ($\leq \eta_V$):

Inversión: 3,2 M€

Combustible: 45 €/MWh ($r_F = 5\%$)

OM: 34,6 €/MWh ($r_M = 5\%$)

5400 horas/año

25 años

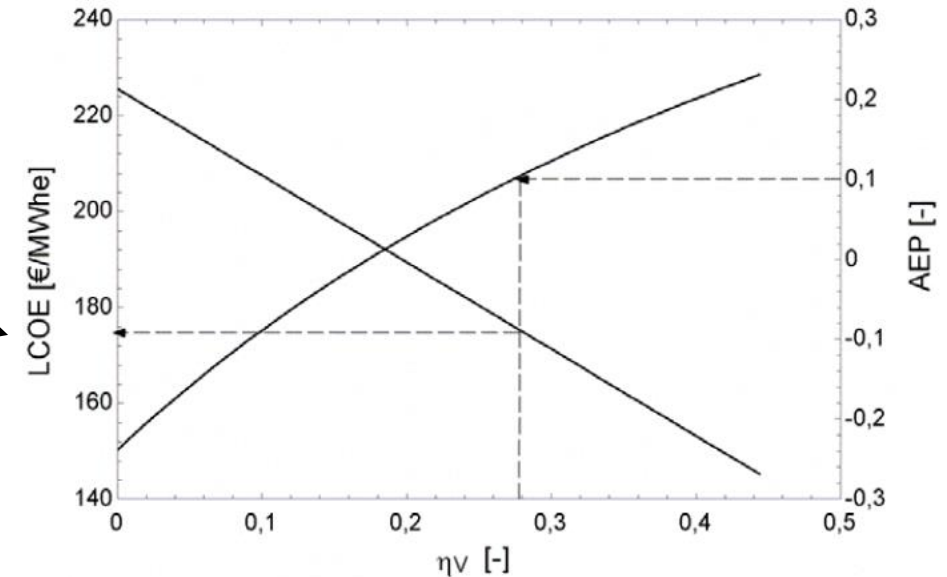
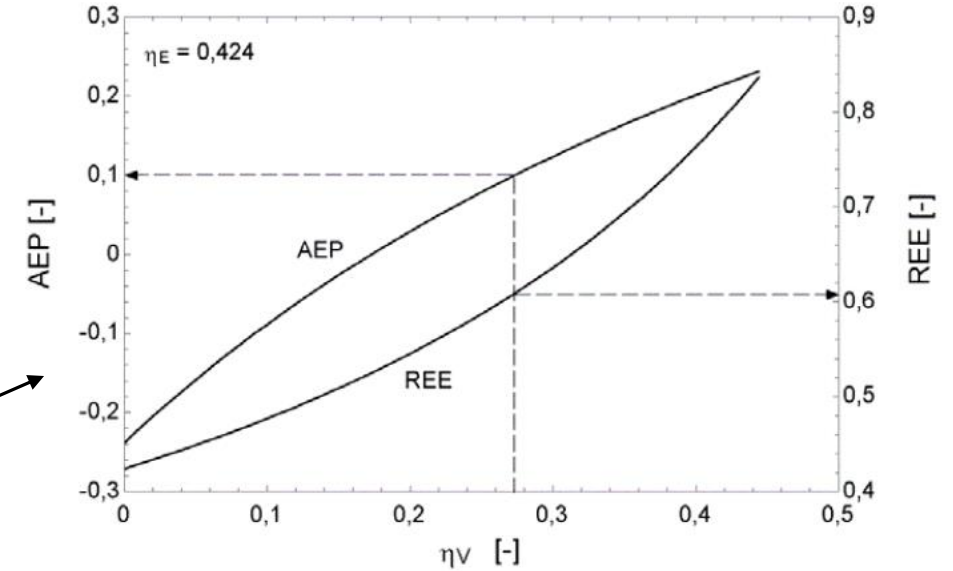
wacc = 10%

Rendimiento Referencia eléctrico (η_{refEe}): 52,5%

Rendimiento Referencia térmico (η_{refV}): 90%

Eficiencia global crece con
aprovechamiento térmico

LCOE se reduce con el
aprovechamiento térmico



- El criterio de diseño ha de ser aprovechar al máximo el calor recuperable del motor. De ese modo el coste de combustible “equivalente” se reduce, al reemplazar una demanda de combustible por la energía residual.
- Lamentablemente, el hecho de que las tarifas se hayan vinculado tradicionalmente a la producción eléctrica ha hecho que las cogeneraciones históricamente se hayan visto como “centrales eléctricas pequeñas”, y no ha de ser así.
- Se deben dimensionar conforme a la curva monótona de demanda.

Planta de Cogeneración Normativa

En la actualidad se está a la espera de la publicación de anexos que definan y regulen las NUEVAS instalaciones.

El futuro pasa por Instalaciones notablemente más pequeñas que las que se instalaban según el R.D. 661/2007 con aprovechamiento óptimo de todo el calor disipado en la producción eléctrica. Esto posibilitará el funcionamiento con precios de Pool más bajos, pero de forma rentable para amortizar la inversión.

Plantas diseñadas en función de la recuperación de calor durante todo el año y no en función de la exportación como se venía prácticamente haciendo antiguamente tendrán cabida dentro del mercado.



Motor 150 kW Polideportivo
Benta Berri (Donosti-San
Sebastián)

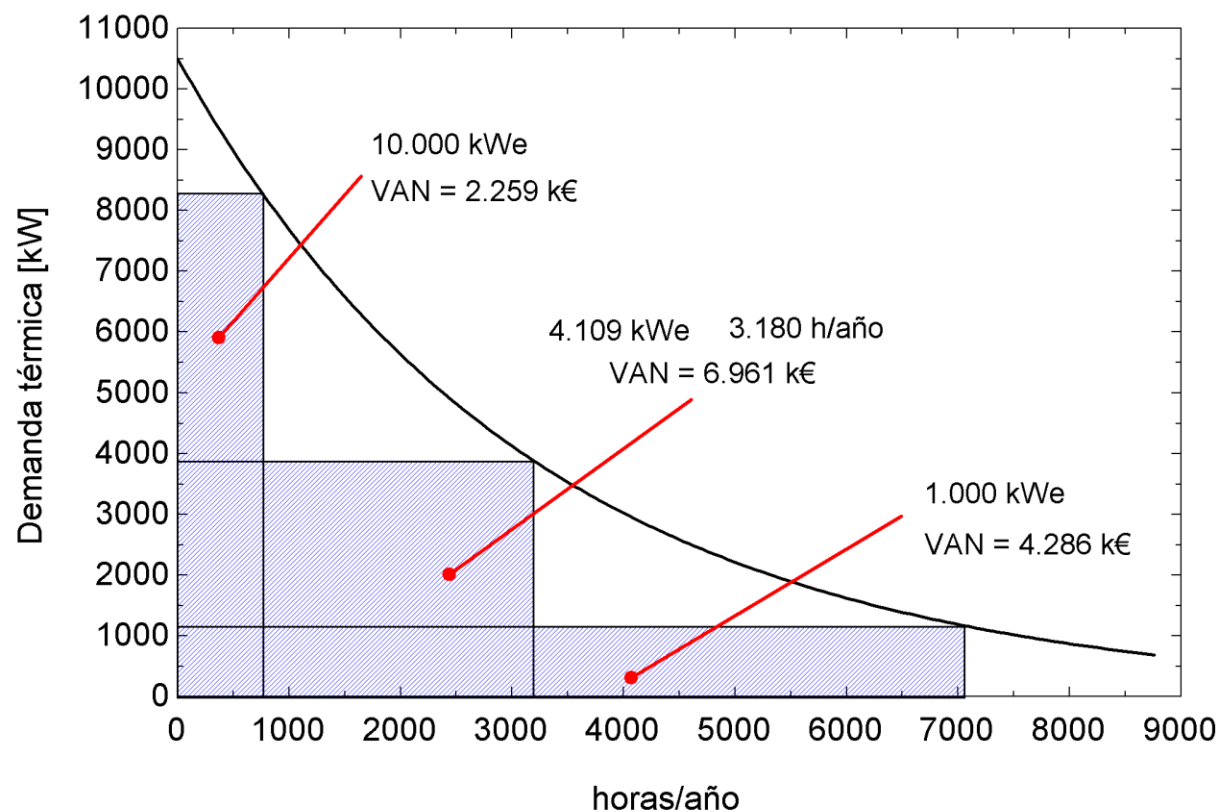
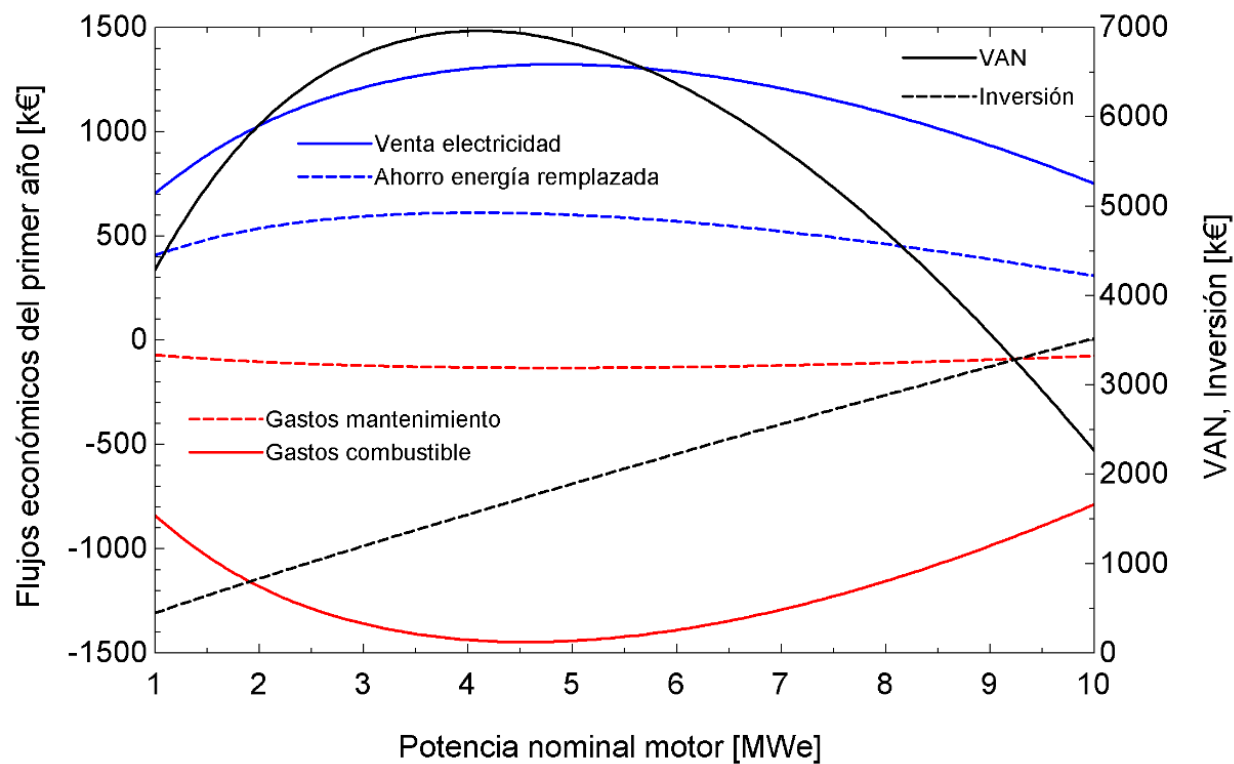
Una industria determinada presenta una curva monótona de demanda térmica caracterizada por una punta de 10,5 MWt y una demanda anual de 31.500 MWht (extendida a lo largo de las 8.760 horas del año). Se quiere determinar el tamaño óptimo del motor para maximizar el VAN a partir de una serie caracterizada por las siguientes ecuaciones, donde la potencia del motor puede variar entre 1 y 10 MWe:

$$\text{Inversión [M€]: } 1,2 \cdot \left(\frac{\dot{W}[\text{MWe}]}{3} \right)^{0,8947}$$

$$\text{Rendimiento eléctrico [p.u.]: } 0,252376 \cdot (\dot{W}[\text{kWe}])^{0,0561914}$$

$$\text{Calor recuperable del motor [kW]: } 3,27159 \cdot (\dot{W}[\text{kWe}])^{0,851221}$$

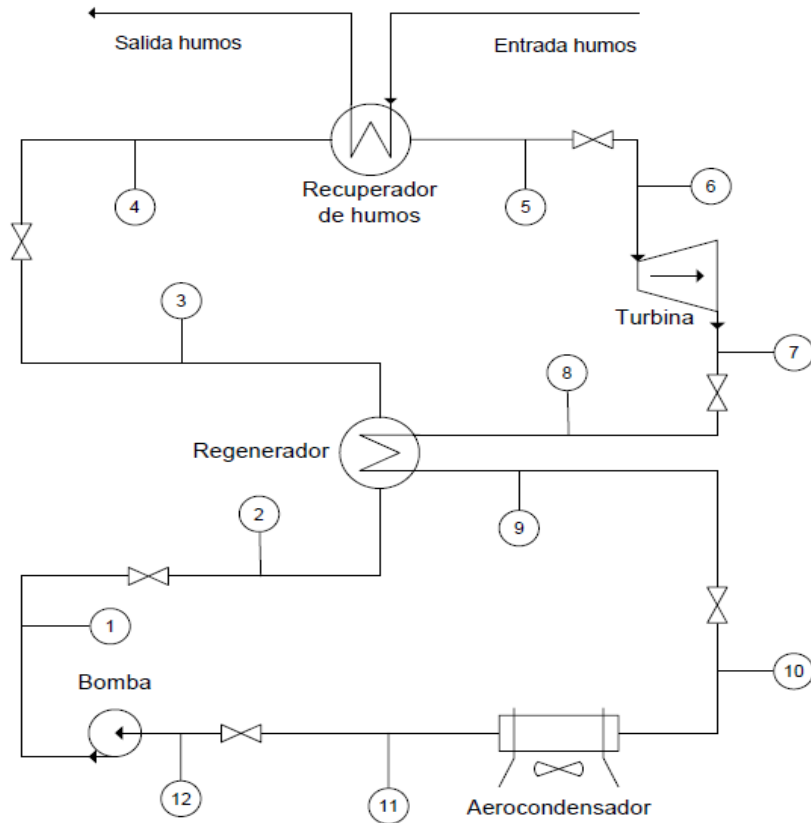
Para el primer año se asume un coste de mantenimiento de 10 €/MWhe y de combustible (gas natural) de 40 €/MWht-PCS, siendo la tarifa eléctrica de 100 €/MWhe. Para los años sucesivos se tomará una tasa nominal de incremento de las tarifas del combustible y electricidad del 5% y del mantenimiento del 2,5%. La vida del proyecto se toma de 20 años.



- Se emplea el criterio de máxima eficiencia térmica (no se sobrepasa la curva monótona de demanda)
- Motores muy grandes operan pocas horas (caída de la venta de la electricidad a la izquierda)
- Un motor pequeño operando en valle tiene una rentabilidad razonable
- Se pueden aumentar las horas anuales si se opera en carga parcial
- Si se sobrepasa la curva monótona aumentará la electricidad vendida (y posiblemente la rentabilidad), pero AEP y REE se reducen: **origen de la quiebra de las cogeneraciones** (al aumentar los precios de gas)

- Aplicaciones de alta temperatura (500 °C): **S-CO₂**
- Aplicaciones de media (300 °C)/baja temperatura (100 °C): **ORC**
- Generación eléctrica:
 - WHR en cementeras, calor de refrigeración motor CHP: **ORC**
 - WHR en turbina de gas: **S-CO₂**
- Almacenamiento (**S-CO₂**):
 - Carga: revalorización de calor industrial con bomba de calor
 - Descarga: generación eléctrica

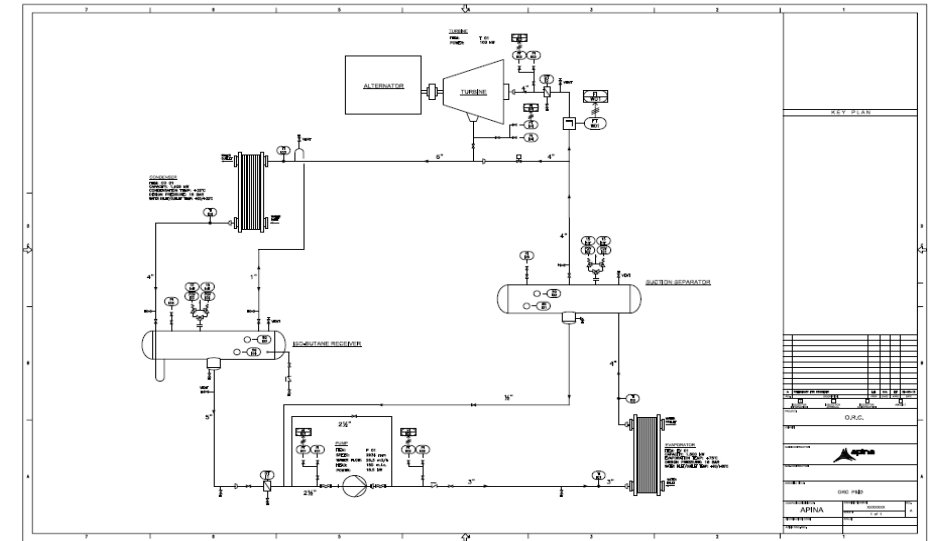
Ciclo de cola para producir electricidad a partir de gases de escape a 300 °C



WHR con ciclo de cola para una cementera

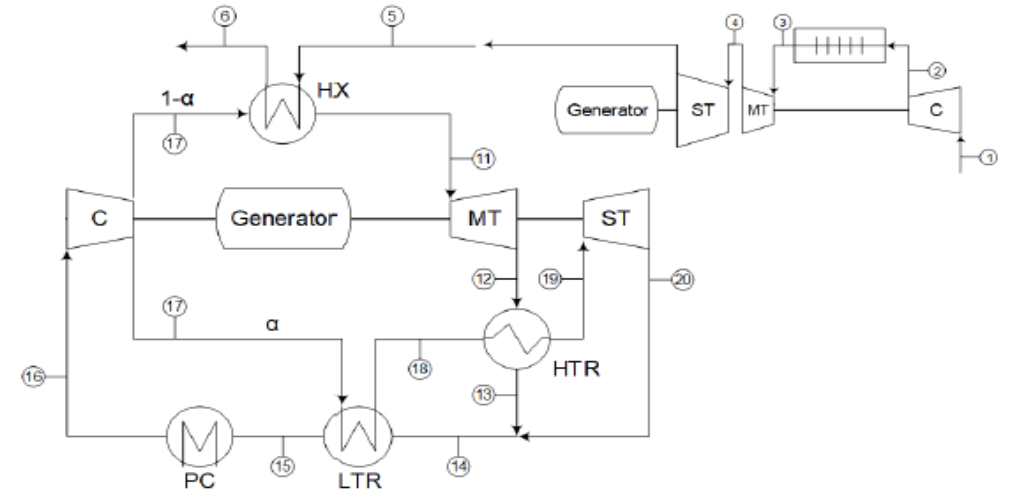
Ciclo combinado a partir de un motor de cogeneración:

- Calor de gases de escape: usos industriales
- Calor de refrigeración: ciclo ORC (electricidad)
- Cigüeñal: alternador original



WHR con ciclo de cola para calor de refrigeración motor CHP

- Para temperaturas mayores (gases de escape de turbina de gas) se usan ciclos S-CO₂
- Aplicación para hacer un pequeño ciclo combinado a partir de una TG industrial
- Posibilidad de alta temperatura en industria del vidrio o siderúrgica
- Equipos comerciales



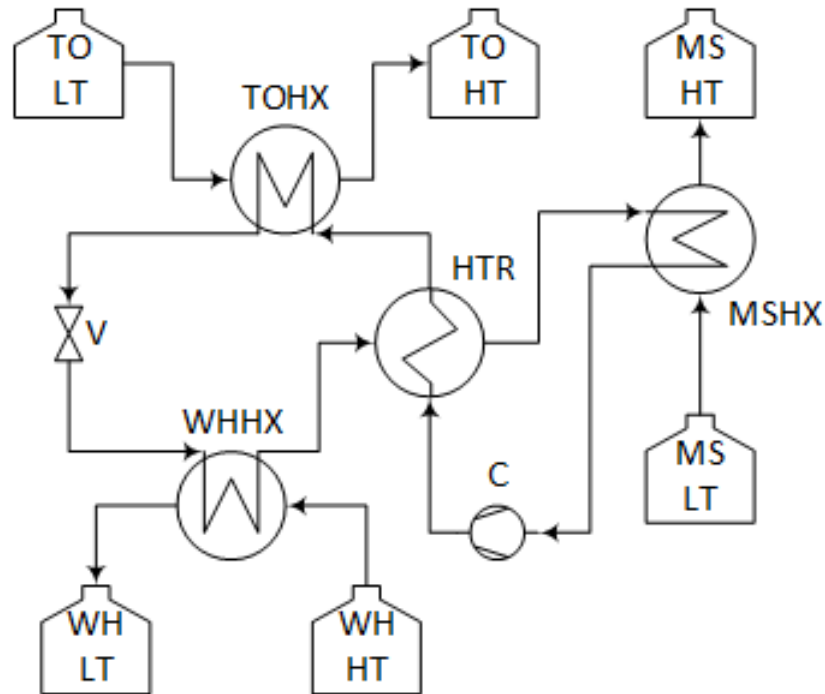
[WHR con ciclo de cola para TG](#)



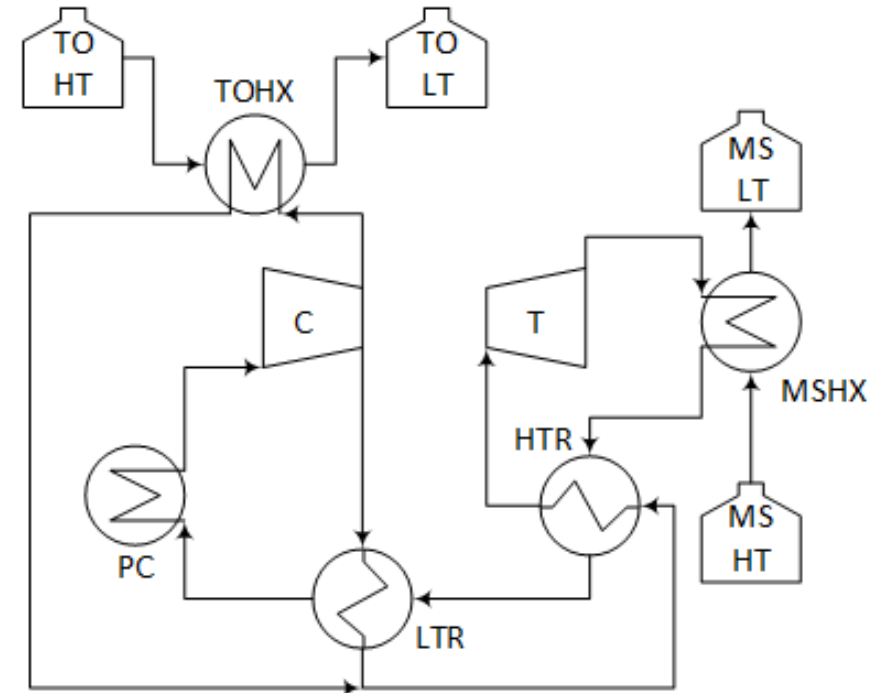
[\[EPS100 Heat recovery solution\]](#)

WHR para generación eléctrica. Almacenamiento

- La baterías de Carnot (**Pumped Thermal Energy Storage, PTES**) son la version térmica de la acumulación hidráulica de bombeo.



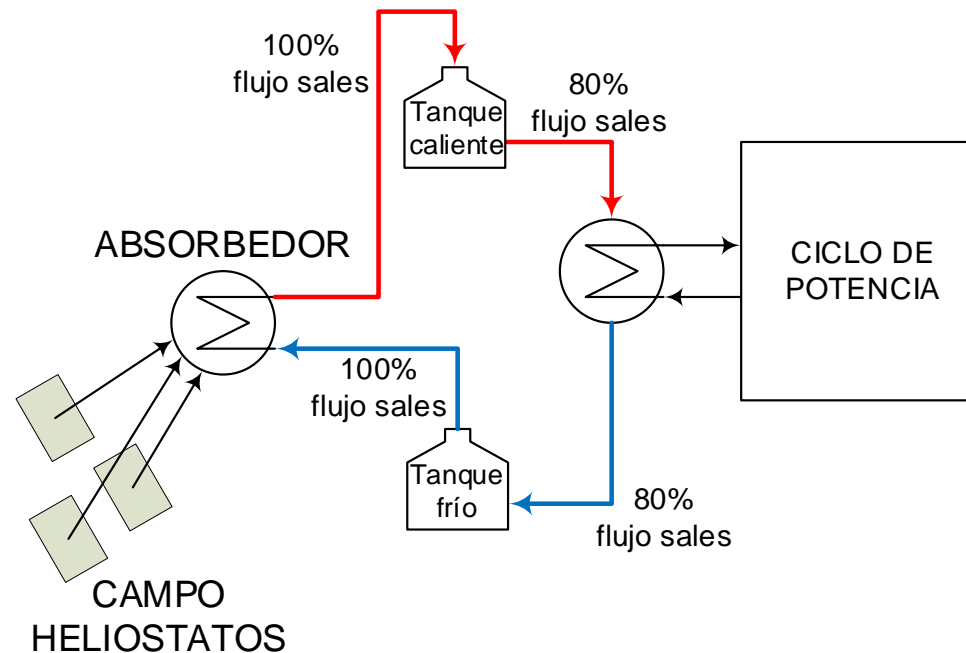
Fase de carga: bomba de calor con S-CO₂
Se acumula calor de alta temperature (MS) y media (TO) a partir de calor residual (WH)



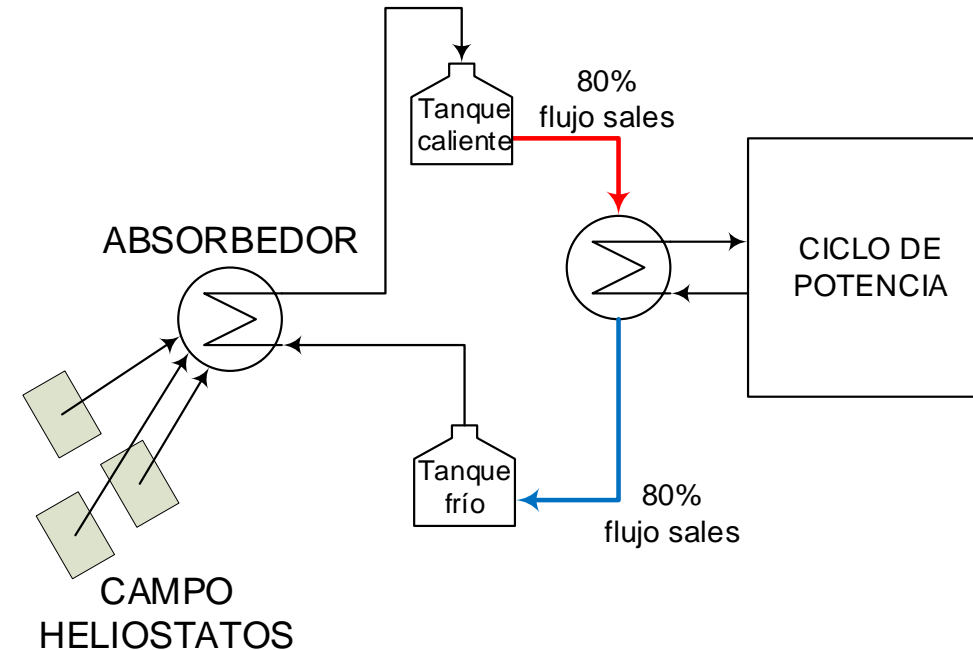
Fase de descarga: ciclo de potencia con S-CO₂
Se descarga el calor de las sales y el aceite para producir electricidad.

Almacenamiento. P2H (power-to-heat)

- El almacenamiento térmico permite aprovechar energía eléctrica barata (autoconsumo FV, por ejemplo) para descarbonizar (reducir consumo de combustibles fósiles) en aplicaciones de baja y media temperatura.



Fase de CARGA

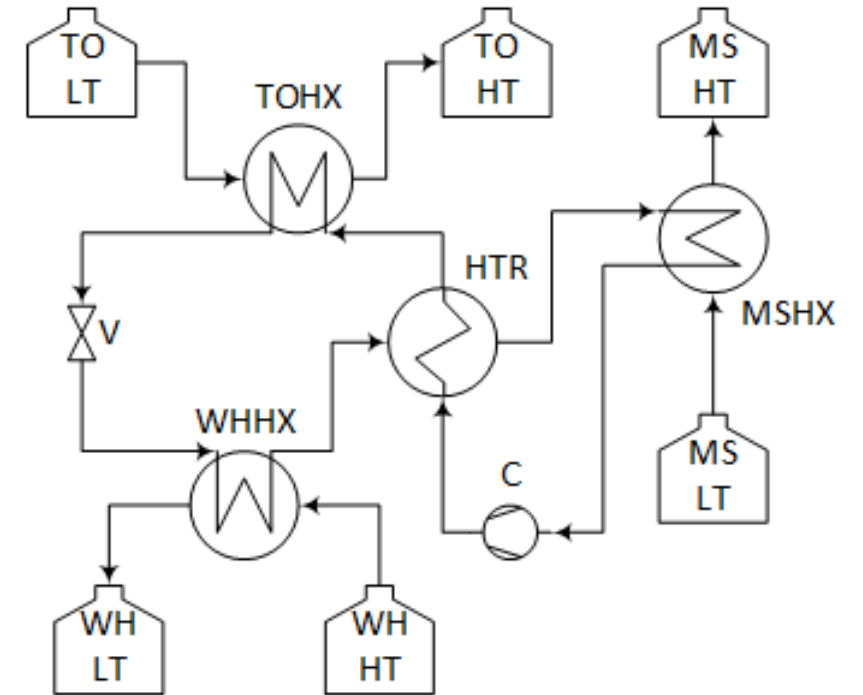


Fase de DESCARGA

- El esquema de sales fundidas de una termosolar puede ser adaptado a generar calor por efecto Joule con FV, y usar directamente el calor más adelante.

Almacenamiento. P2H (power-to-heat)

- Con electricidad barata (autoconsumo FV o contrato PPA) y calor residual se puede activar una bomba de calor de alta temperatura
- Existen varias configuraciones con S-CO₂ capaces de generar calor de media (140°C/70°C) y alta (500°C/300°C) y COP entre 1,5 y 2,0
- Es posible integrar almacenamiento
- Escala no comercial



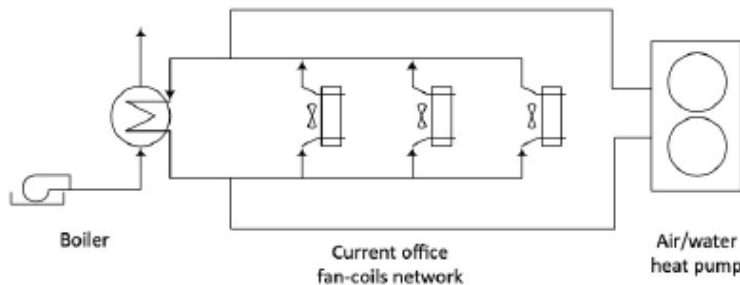
CASOS ESTUDIO

- Aplicación WHR para producir calor de climatización
- En fábrica de automóviles existen efluentes de pintura ($\approx 20\text{ }^{\circ}\text{C}$), adecuados para una bomba de calor geotérmica (hidrotérmica)
- Según el tamaño, se pueden climatizar las oficinas de la fábrica o una red de distrito cercana (industria en comunidad)

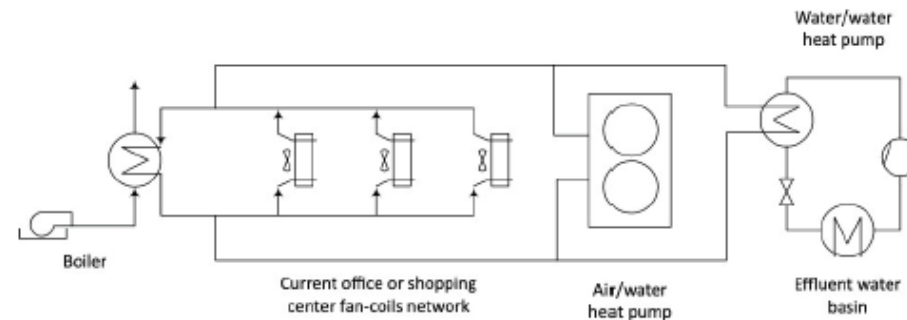


30XWHVZE 0851

CURRENT LAYOUT



NEW LAYOUT



Bomba calor para media temperatura

- Aplicación WHR para producir calor de precalentamiento
- En fábrica de automóviles existen calores residuales: gases de escape y refrigeración de compresores, adecuados para una bomba de calor geotérmica (hidrotérmica)
- La moderada temperatura del calor residual permite obtener salida en la bomba de unos 80 °C, válido para precalentar aire de combustión



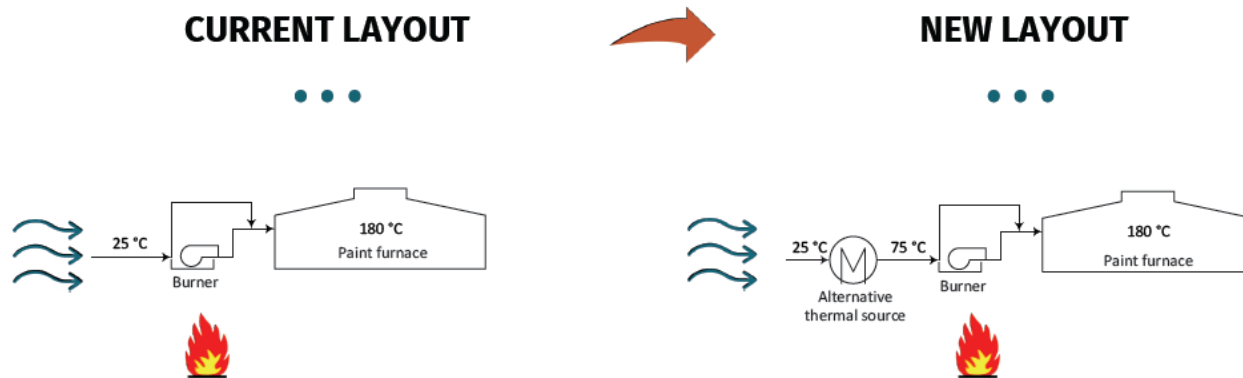
61XWHHZE03

- Heat power = 438 kW
- COP = 3.33
- Cooling capacity = 316 kW
- Required power = 131 kW
- Evaporator temperatures = 35 – 40 °C
- Condenser temperatures = 85 – 75 °C



61XWHHZE05

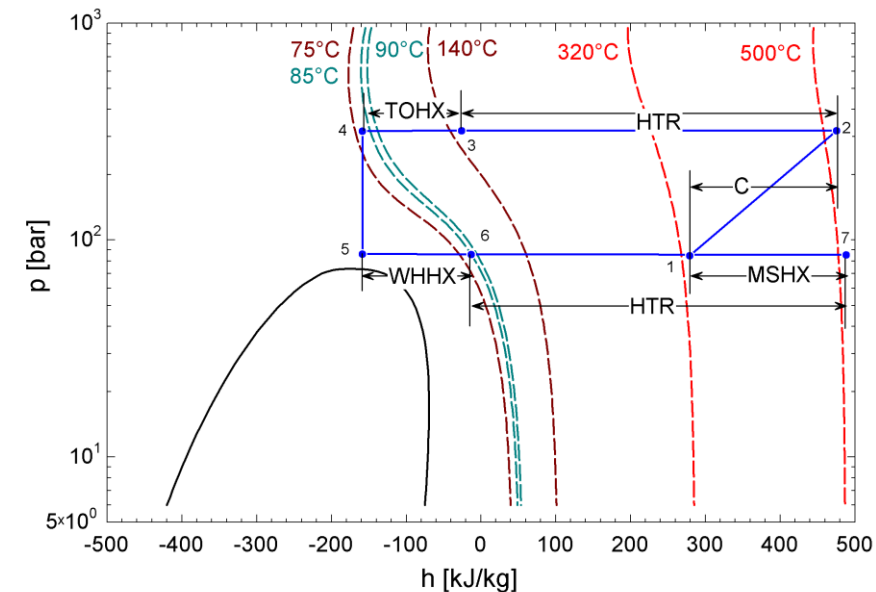
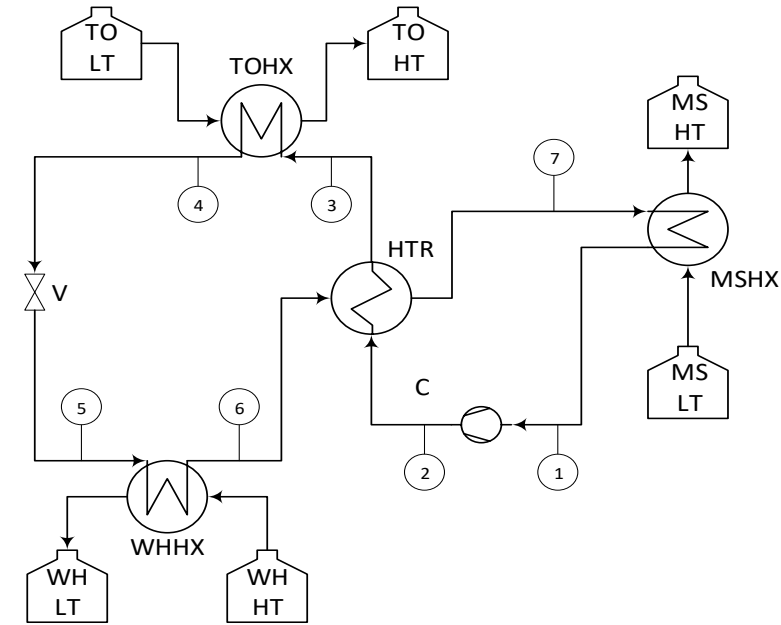
- Heat power = 707 kW
- COP = 3.39
- Cooling capacity = 514 kW
- Required power = 208 kW
- Evaporator temperatures = 35 – 40 °C
- Condenser temperatures = 85 – 75 °C



Bomba calor alta temperatura.

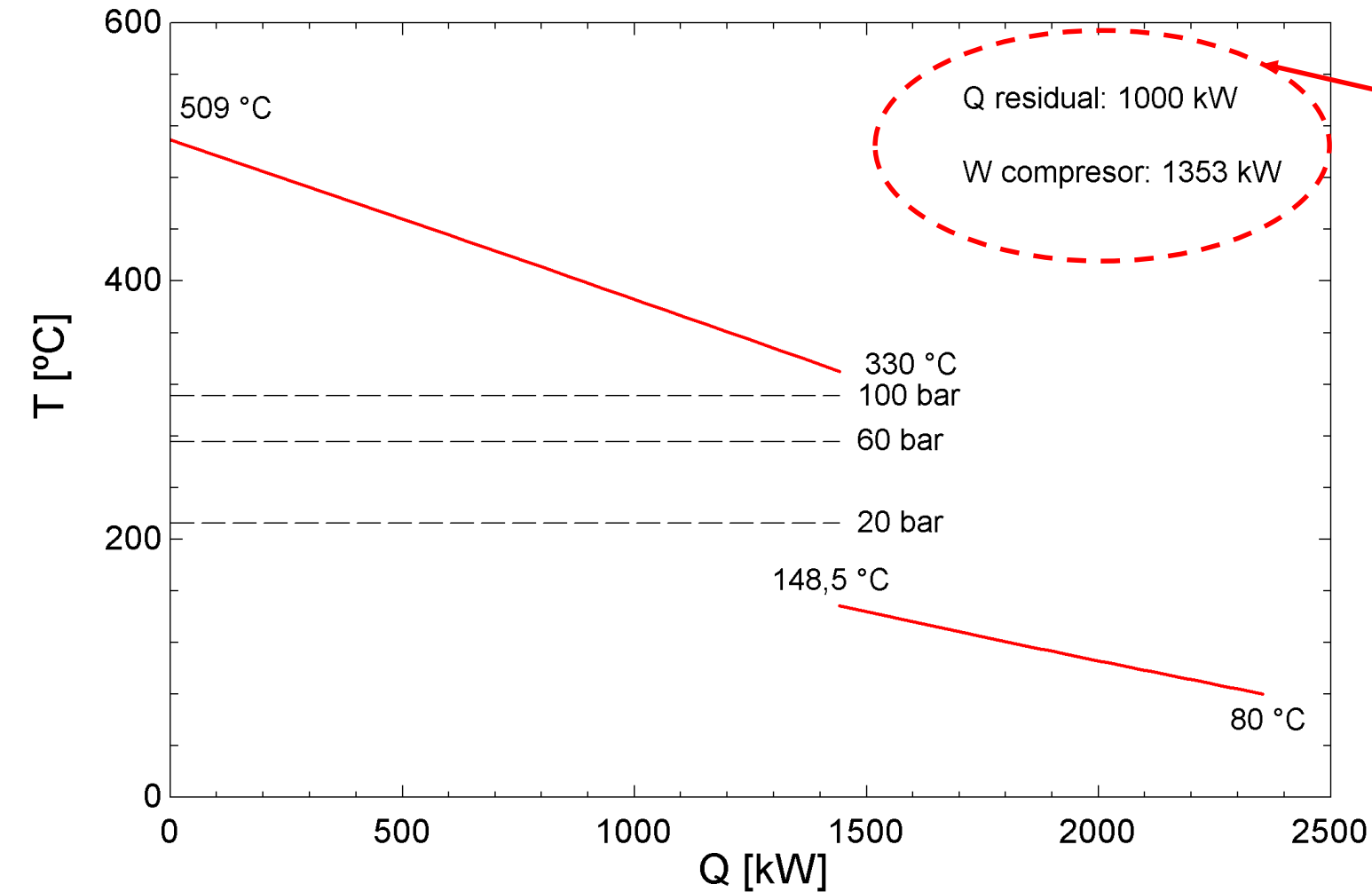
Sector químico

- Aplicación WHR para producir calor de proceso
- Sector químico/refino disponen de abundantes calores residuales de baja temperatura ($\approx 100\text{ }^\circ\text{C}$)
- La integración de autoconsumo FV hace la electricidad competitiva con el gas
- Una bomba con S-CO₂ permite:
 - Revalorizar calor residual
 - Generar calor de alta temperatura ($500\text{ }^\circ\text{C}/320\text{ }^\circ\text{C}$)
 - Generar calor de media temperatura ($140\text{ }^\circ\text{C}/75\text{ }^\circ\text{C}$)
 - Almacenar el calor
 - Reducido consumo eléctrico: COP = 1,5 a 2
- Bomba aún en fase de investigación

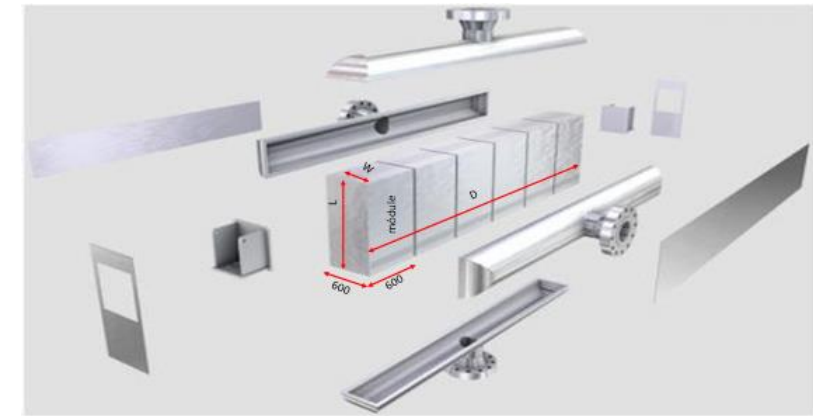


Bomba calor alta temperatura. Sector químico

- Aplicaciones a la producción de vapor de proceso, incluso sobrecalentado



COP = 1,74; se puede llegar a 2 empleando compresión interrefrigerada (reduciendo la temperatura máxima)



Intercambiadores de calor PCHE: ultracompactos

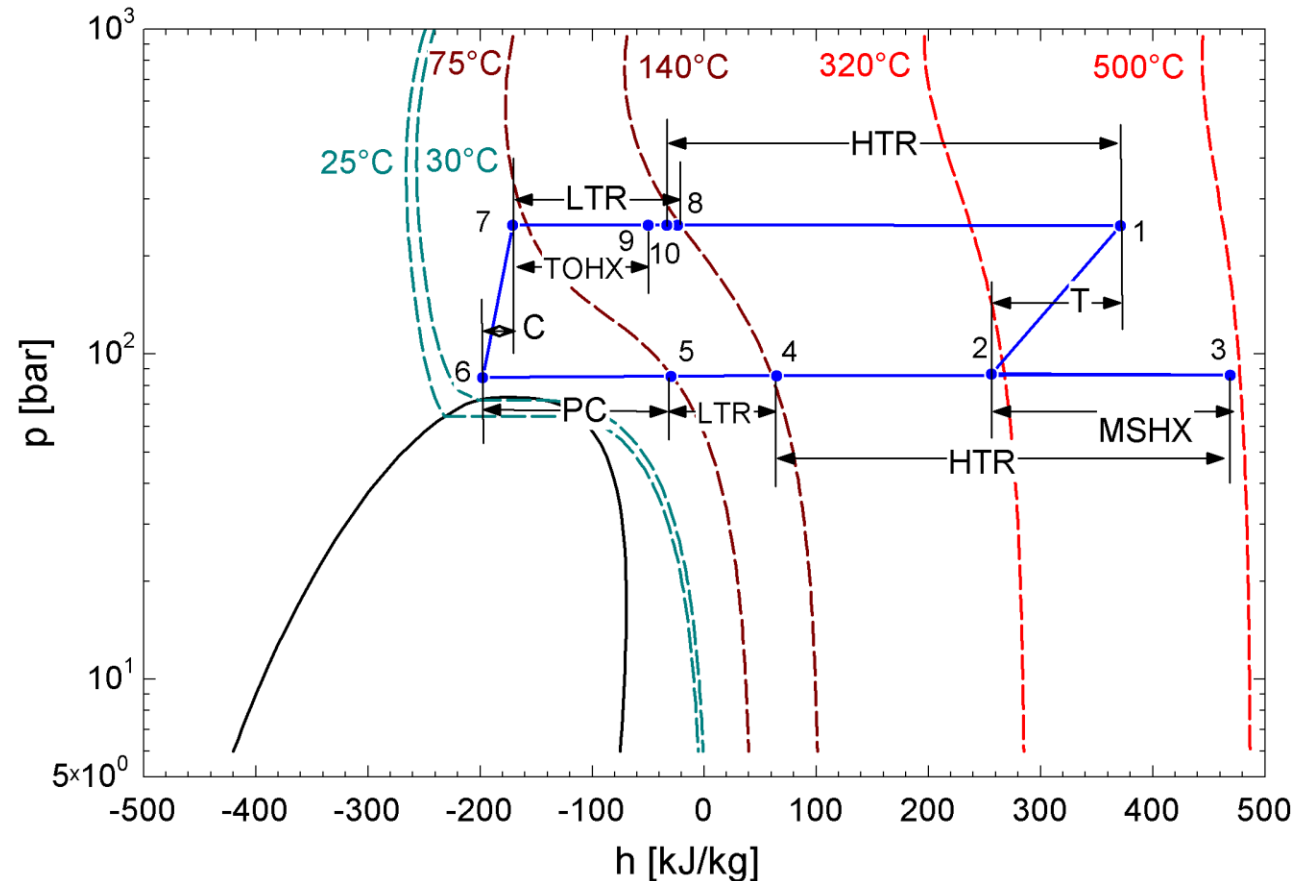
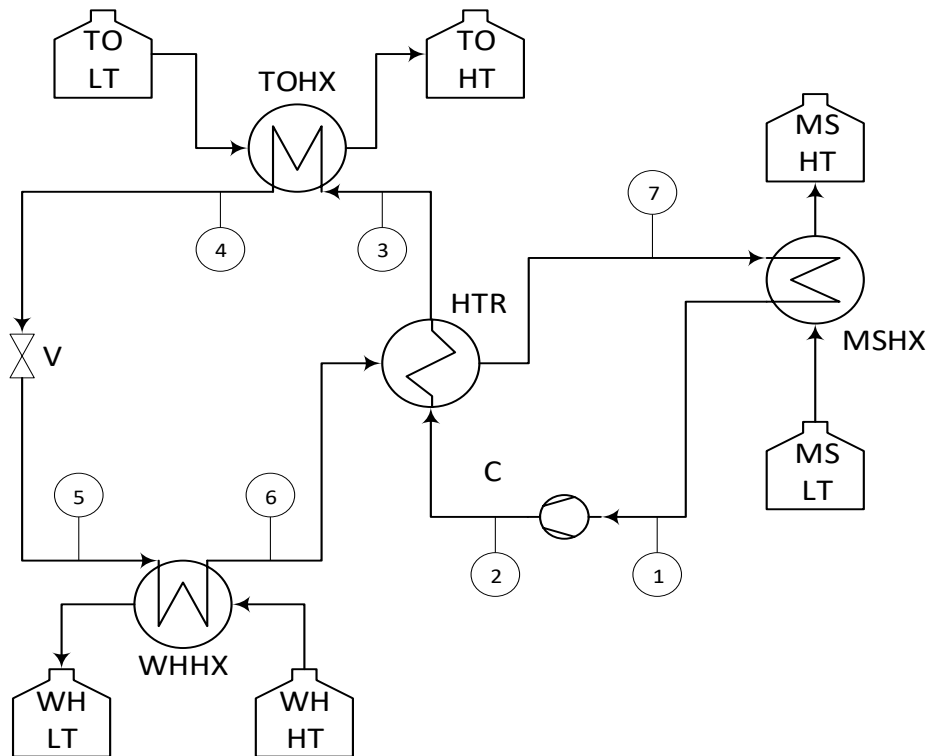


Batería de Carnot.

Industria con calor residual

CICLO DE CARGA

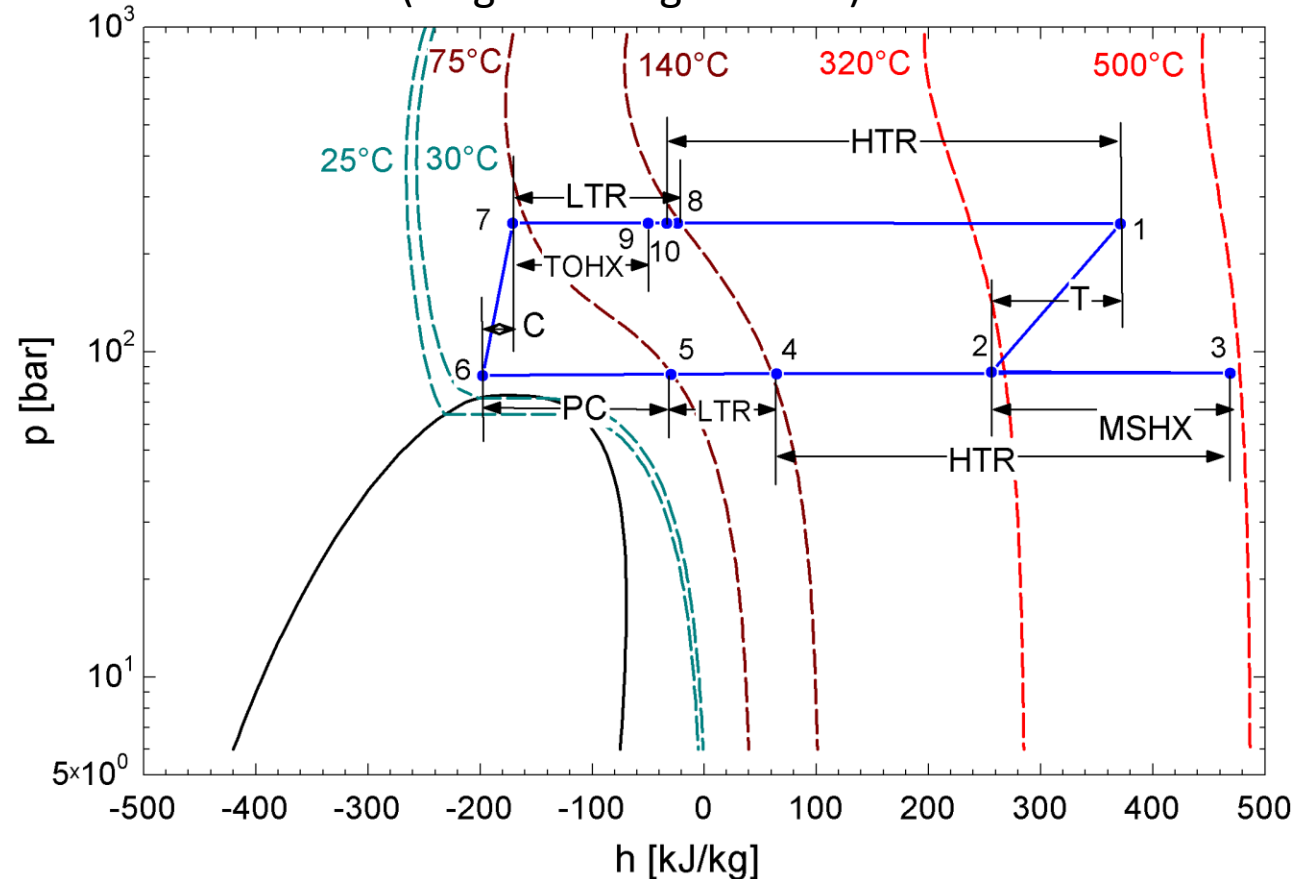
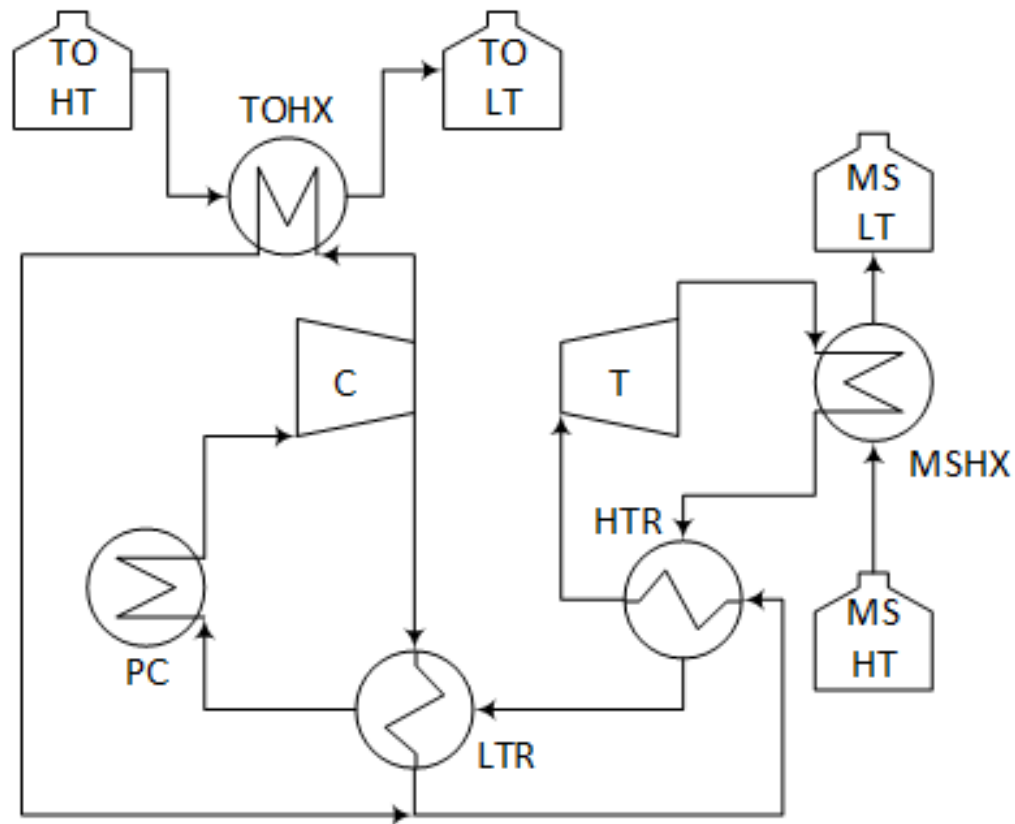
- Calor residual aportado: 1000 kWt
- Calor almacenado en sales fundidas (MS): 1442 kWt
- Calor almacenado en aceite térmico (TO): 911 kWt
- Consumo eléctrico: 1266 kWe



Batería de Carnot. Industria con calor residual

CICLO DE DESCARGA

- Calor descargado de las sales fundidas (MS): 1442 kWt
- Calor dscargado del aceite térmico (TO): 296 kWth < 911 kWt
- Electricidad neta producida: 598 kWe (carga-descarga: 47%)
- Electricidad con ORC alimentado con el remanente del TO: 80 kWe (carga-descarga: 53.5%)



Batería de Carnot. Industria con calor residual

Unsubsidized Levelized Cost of Storage Comparison—Capacity (\$/kW-year)

Lazard's LCOS analysis evaluates storage systems on a levelized basis to derive cost metrics based on nameplate capacity



Source: Lazard estimates.

Coste de capacidad

- FV + batería: 380 a 520 €/kW-año
- PTES: 945 €/kW-año
- El coste de capacidad está penalizado por la baja eficiencia carga-descarga ($\approx 0,5$)

Batería de Carnot. Industria con calor residual

Unsubsidized Levelized Cost of Storage Comparison—Energy (\$/MWh)

Lazard's LCOS analysis evaluates storage systems on a levelized basis to derive cost metrics based on annual energy output



Coste de almacenamiento

FV + batería: 235 a 335 €/MWh

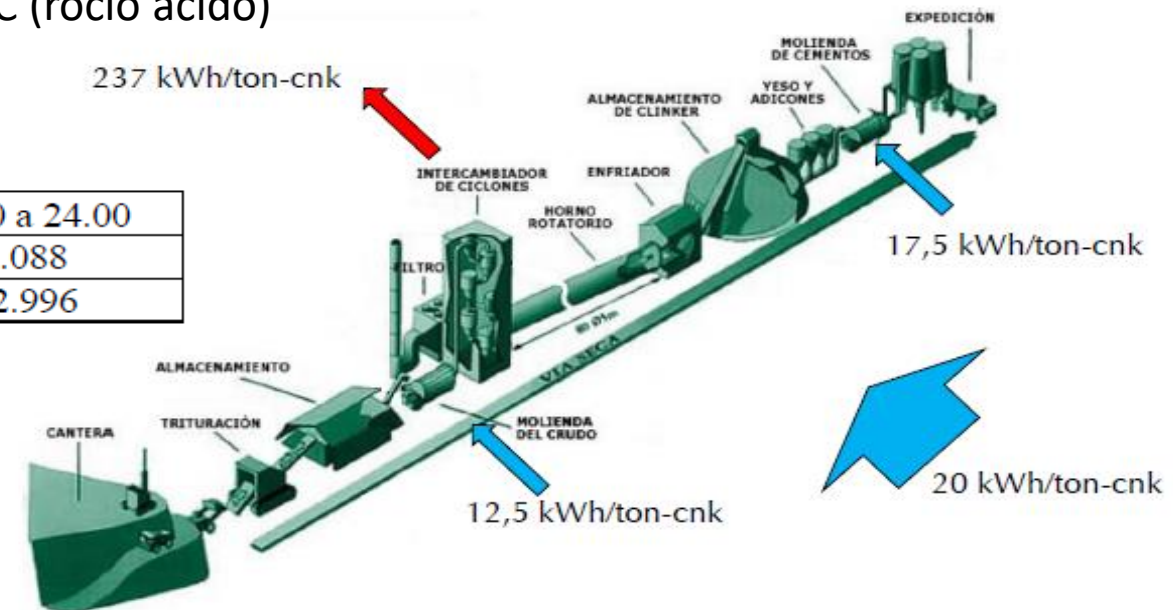
PTES: 355 €/MWh

- El coste de almacenamiento es comparable (se tiene en cuenta el tiempo de descarga)
- El tiempo de carga y descarga son 10 h cada uno en PTES
- Con baterías se llega a 4 horas

WHR par generar energía eléctrica. Sector cemento

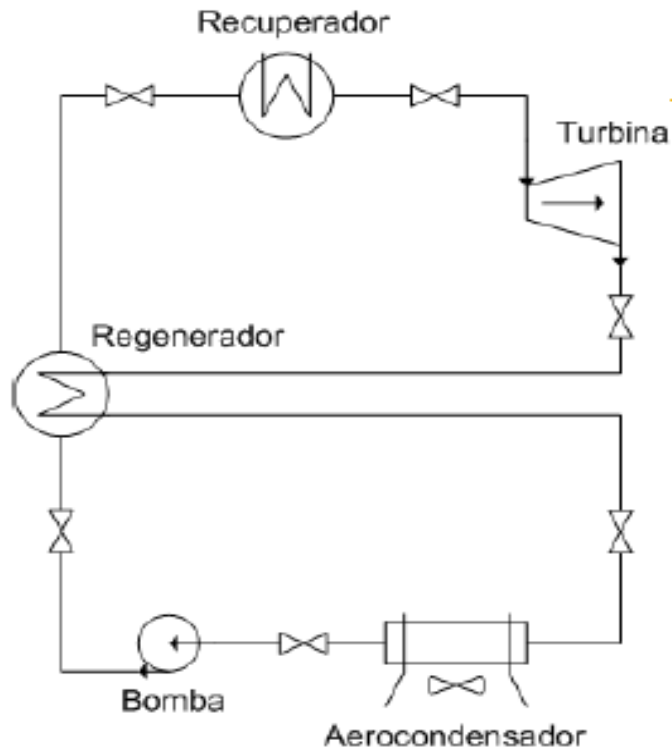
- Planta de 550.000 ton clinker/año, en Toledo
- Demandas eléctricas:
 - 12,5 kWh/ton-cnkl (12 h/día)
 - 17,5 kWh/ton-cnkl (8 h/día)
 - 20 kWh/ton-cnkl (4 h/día)
- Calor disponible:
 - 350 kWh/ton-cnkl (enfriamiento hasta 20 °C)
 - 24 h/día
 - Salida del horno a 360 °C; Máximo enfriamiento a 130 °C (rocío ácido)

Horario	0.00 a 8.00	8.00 a 12.00	12.00 a 24.00
Demanda eléctrica [kW]	4.940	1.235	3.088
Excedente térmico [kW]	16.245	16.245	12.996



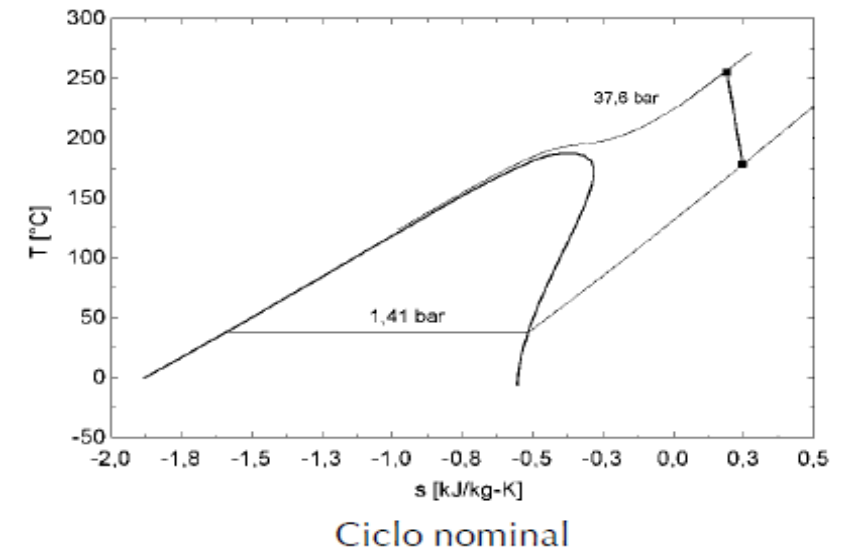
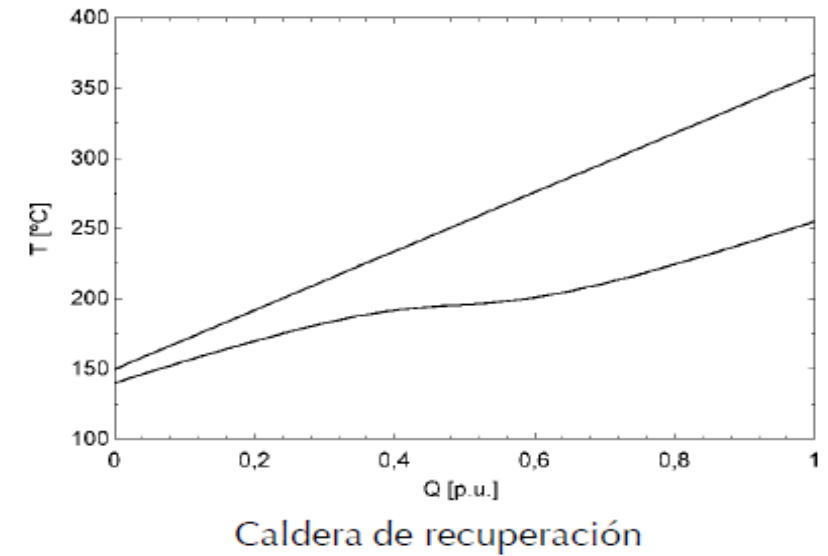
WHR par generar energía eléctrica. Sector cemento

- Ciclo ORC supercrítico
- Fuente térmica: 65 kg/s ó 52 kg/s (secado en molinos)
- Sumidero térmico: aerocondensador



Punto nominal (100% gases y 9 °C de ambiente):

- 4 Mwe
- 26,67% de rendimiento
- Aire en condensador: 783 kg/s

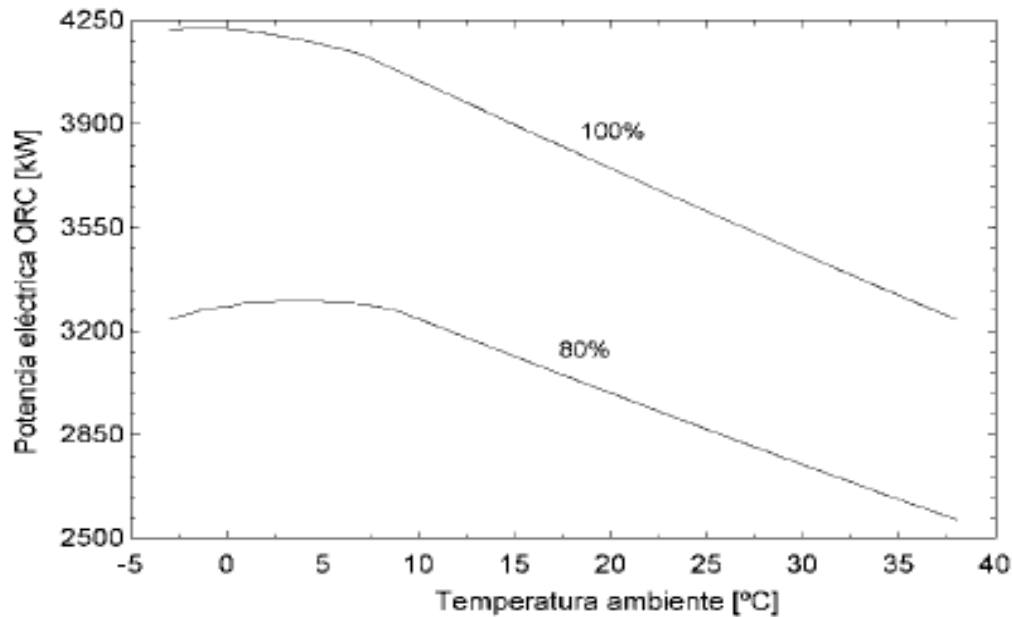


WHR par generar energía eléctrica. Sector cemento

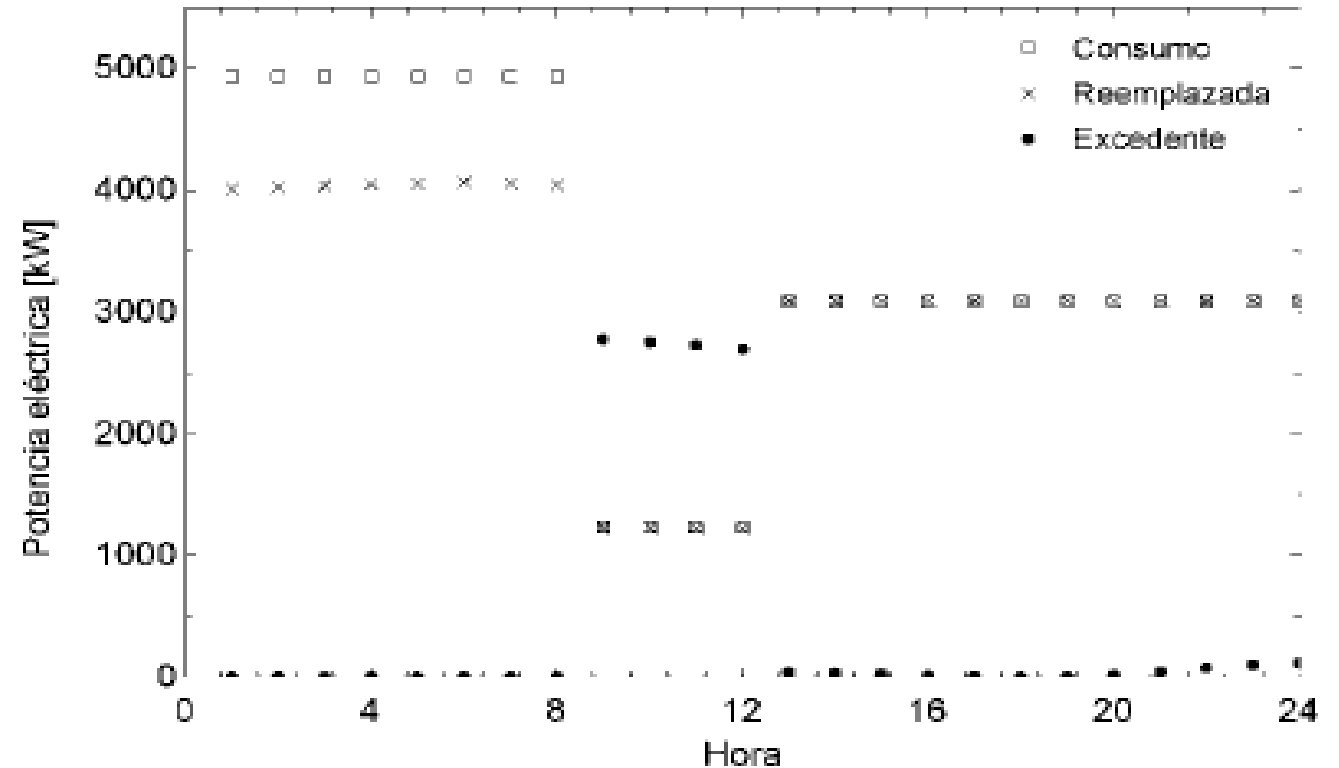
- Producción anual: 28.163 MWhe
 - 24.328 MWhe autoconsumidos
 - 3.835 MWhe vertidos a red

- TIR: 29%
- PR: 7 años (35% vida útil)
- VAN: 7,4 M€
- Ingresos: 88% del autoconsumo

15 de abril



Actuaciones



- Consumo de gas del sector: 14,1 TWh/año (\approx 1,4 bcm)
- Emisiones asociadas al gas: 2,79 Mton CO₂/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	

[[Linares, Hidrógeno dorado en la industria cerámica, 2022](#)]

Puede accederse a más información en los Seminarios, Observatorio y Jornada Annual de la [Cátedra Fundación Repsol de Transición Energética](#) en Comillas-ICAI (descarbonización de la industria)

CURSO EJECUTIVO

Transición energética en España (IV): hacia una economía descarbonizada



Muchas Gracias