CÁTEDRA
RAFAEL MARIÑO
DE NUEVAS TECNOLOGÍAS
ENERGÉTICAS

COMILLAS
ICAI

Seminario SOLAR CONCENTRA

Almacenamiento mediante bombeo térmico reversible avanzado.

Aplicaciones a centrales híbridas CSP/PV

José Ignacio Linares
Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas

Julio 2023

comillas.edu

AVANCES EN

CENTRALES DE TORRE

GENERACIÓN 3 (NREL)

Concentrating Solar Power Gen3 Demonstration Roadmap

Mark Mehos, Craig Turchi, Judith Vidal, Michael Wagner, and Zhiwen Ma
National Renewable Energy Laboratory
Golden, Colorado

Clifford Ho, William Kolb, and Charles Andraka
Sandia National Laboratories
Albuquerque, New Mexico

Alan Kruizenga
Sandia National Laboratories
Livermore, California

[Technical Report NREL/TP-5500-67464]

[Programa del NREL sobre GEN3]

- NREL apuesta por centrales de torre de alta temperatura con ciclos de potencia avanzados
- Diversos sistemas de almacenamiento: sales de alta temperatura
- Diversos tipos de receptores: ¿ciclo directo?

- Otras alternativas:
  - Gas ¿renovable?/CSP
  - CSP/PV
  - Baterías de Carnot

GENERACIÓN 3 (NREL)

Collector Field

- Cost <$75/m²
- Concentration ratio >50
- Operable in 35-mph winds
- Optical error <3.0 mrad
- 30-year lifetime

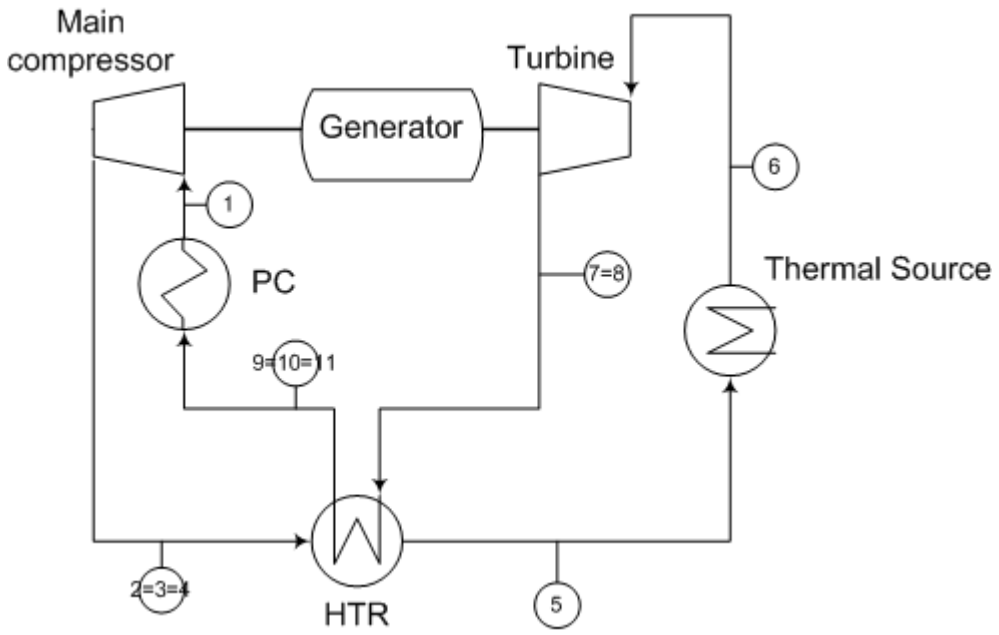
	Molten Salt	Falling Particle	Gas Phase
Receiver *Cost < $150/kWth* *Thermal Efficiency > 90%* *Exit Temperature > 720°C* *10,000 cycle lifetime*	• Similarities to prior demonstrations • Allowance for corrosive attack required	• Most challenging to achieve high thermal efficiency	• High-pressure fatigue challenges • Absorptivity control and thermal loss management
Material & Support *Cost < $1/kg* *Operable range from 250°C to 800°C*	• Potentially chloride or carbonate salt blends; ideal material not determined • Corrosion concerns dominate	• Suitable materials readily exist	• Minimize pressure drop • Corrosion risk retirement
Thermal Storage *Cost < $15/kW$_{th}$* *99% energetic efficiency* *95% exergetic efficiency*	• Direct or indirect storage may be superior	• Particles likely double as efficient sensible thermal storage	• Indirect storage required • Cost includes fluid to storage thermal exchange
HTF to sCO_2 Heat Exchanger	• Challenging to simultaneously handle corrosive attack and high-pressure working fluid	• Possibly greatest challenge • Cost and efficiency concerns dominate	• Not applicable

Supercritical CO_2 Brayton Cycle

- Net thermal-to-electric efficiency > 50%
- Power-cycle system cost < $900/kW$_e$
- Dry-cooled heat sink at 40° C ambient
- Turbine inlet temperature ≥ 700°C

[Technical Report NREL/TP-5500-67464]

Ciclo Brayton con CO_2 supercrítico



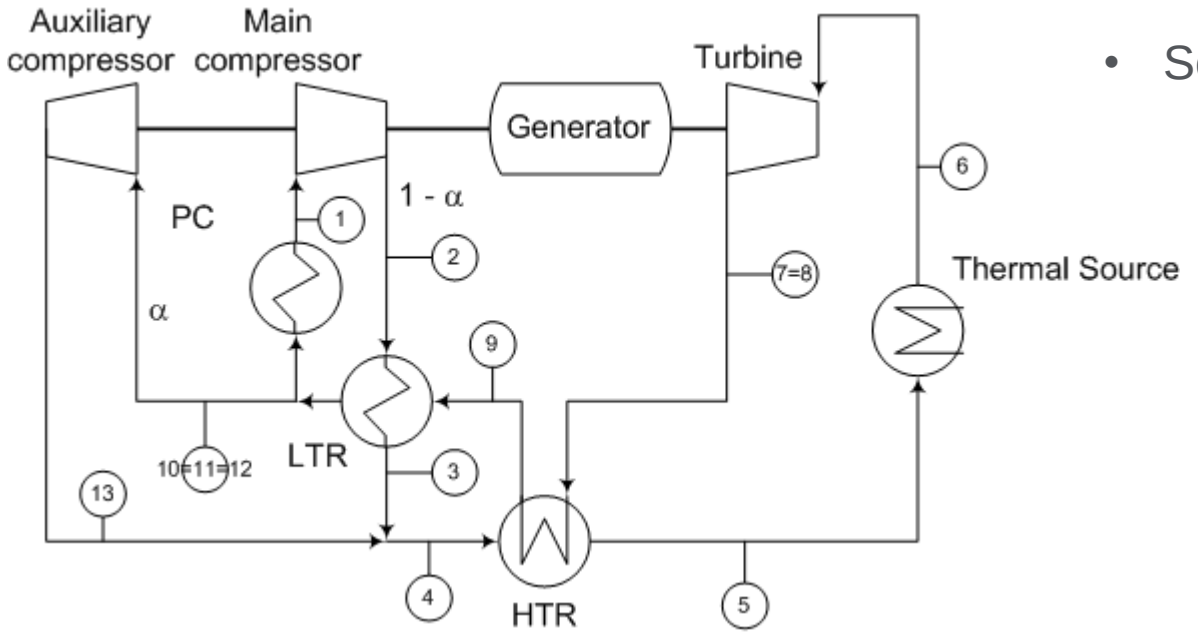
- No hay cambios de fase (ciclo Brayton, como en una TG)
- Ciclo cerrado, CO_2 como fluido de trabajo, por encima del punto crítico
- Aspiración del compresor próxima al punto crítico:
  - Reducido consumo del compresor
  - Se puede bajar a temperatura de entrada en turbina
- Regenerador no equilibrado

- W_C/W_T = 19%
- Q_{rec}/Q_{in} = 1.39
- η = 36.6%
- η_{Carnot} = 51.4%

Temperatura de entrada en turbina: 500 ºC

Ciclo Brayton con CO_2 supercrítico

- Ciclo de recompresión
- Se divide el regenerador:
  - Se equilibra el LTR
  - Mejor aprovechamiento de la regeneración
- Segundo compresor



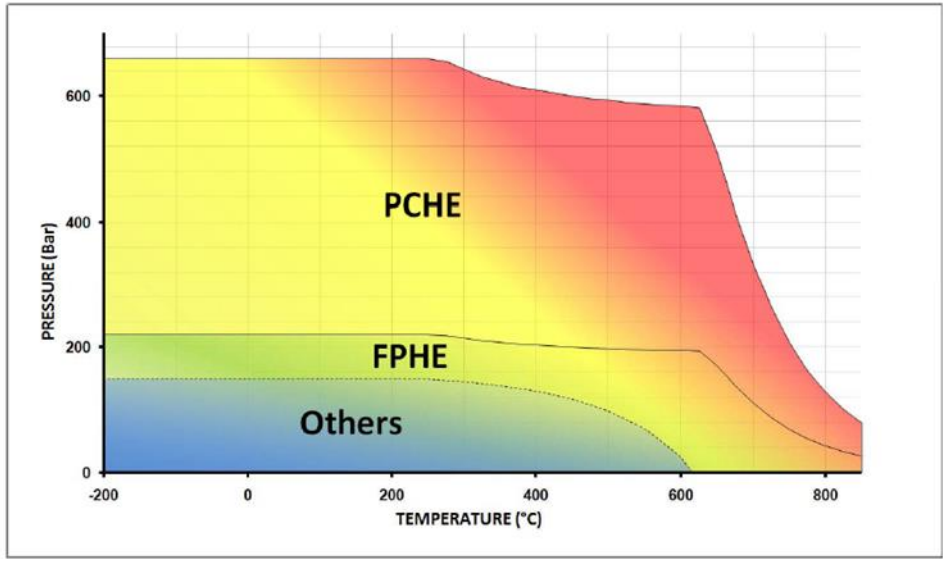
- W_C/W_T = 29%
- α = 35%
- Q_{rec}/Q_{in} = 2
- η = 44.5%
- η_{Carnot} = 54%

Temperatura de entrada en turbina: 500 ºC

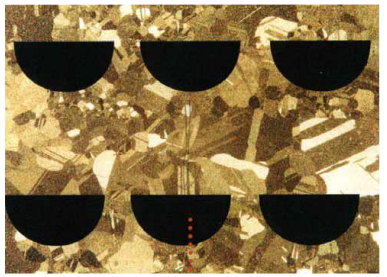
Ciclo Brayton con CO_2 supercrítico

- Los S-CO2 operan con una presión de alta entre 200 y 300 bar y una de baja de 85 bar
- Un intercambiador de carcasa y tubos (STHE) no resulta práctico para presiones superiores a 200 bar
- Surgen como solución los intercambiadores de calor de circuito impreso (PCHE)

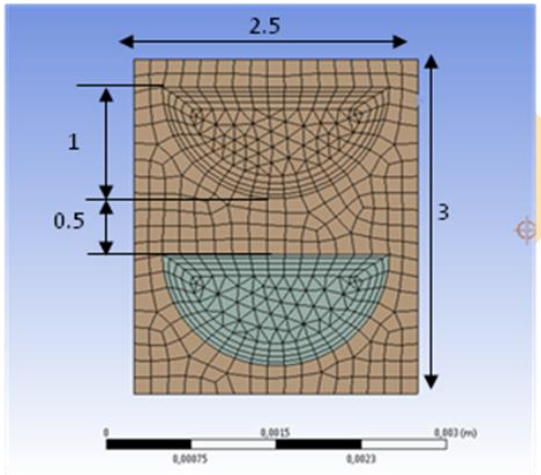
PCHE – Temperature and pressure



[Le Pierres et al., 2011]



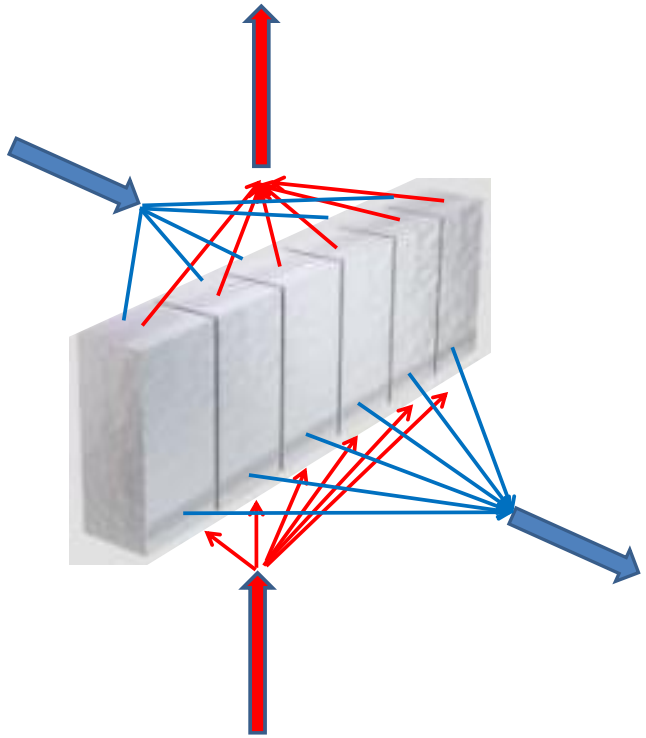
[K. Nikitin et al., 2006]

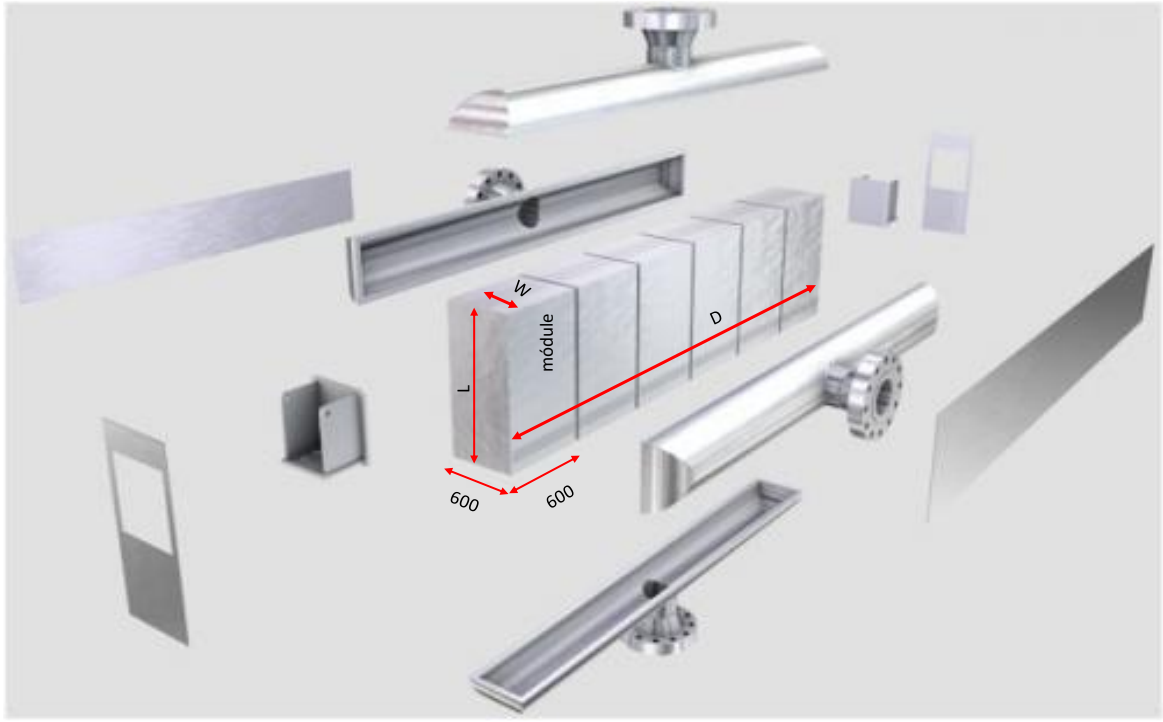


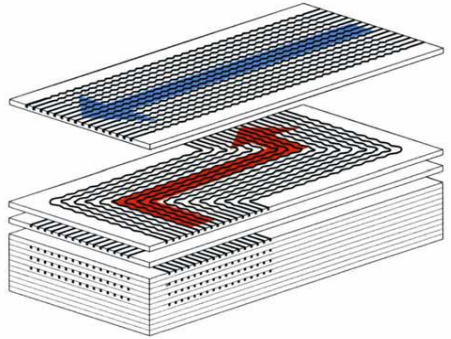
[Serrano et al., 2012]

Ciclo Brayton con CO_2 supercrítico

- Similares a intercambiadores de placas, pero soldados por difusión
- Limitaciones en fabricación:
  - Módulos: 0,6 x 0,6 x 1,5 m^3
  - Máximo número de módulos apilados: 14
  - Combinaciones serie/paralelo



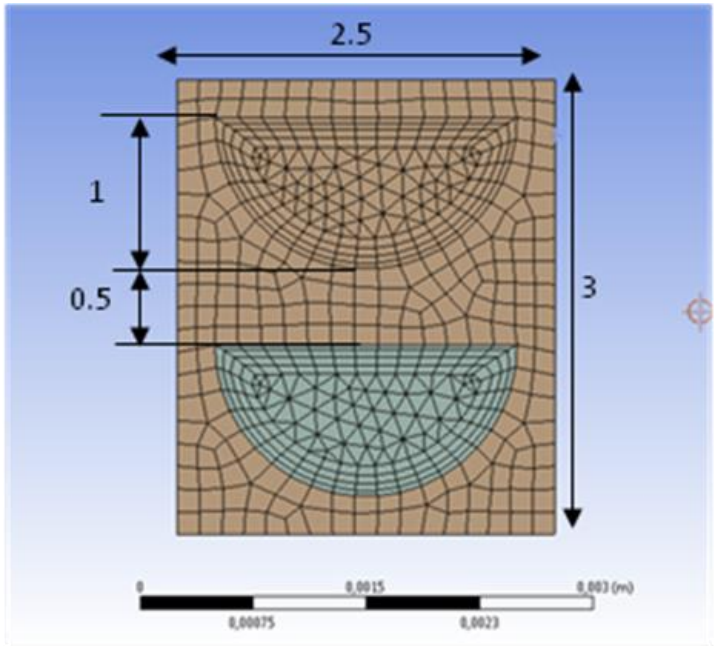




[Le Pierres et al., 2011]

Ciclo Brayton con CO_2 supercrítico

- Existen dudas sobre la operación de los PCHE de Sales/CO2 debido a problemas en la congelación de las sales, taponamiento, limpieza,...
- Los STHE carecen de esos problemas, pero no soportan presiones mayores de 200 bar
- El uso de STHE limitaría las prestaciones de los S-CO2 al tener que operar como máximo a 200 bar de presión en la entrada en turbina



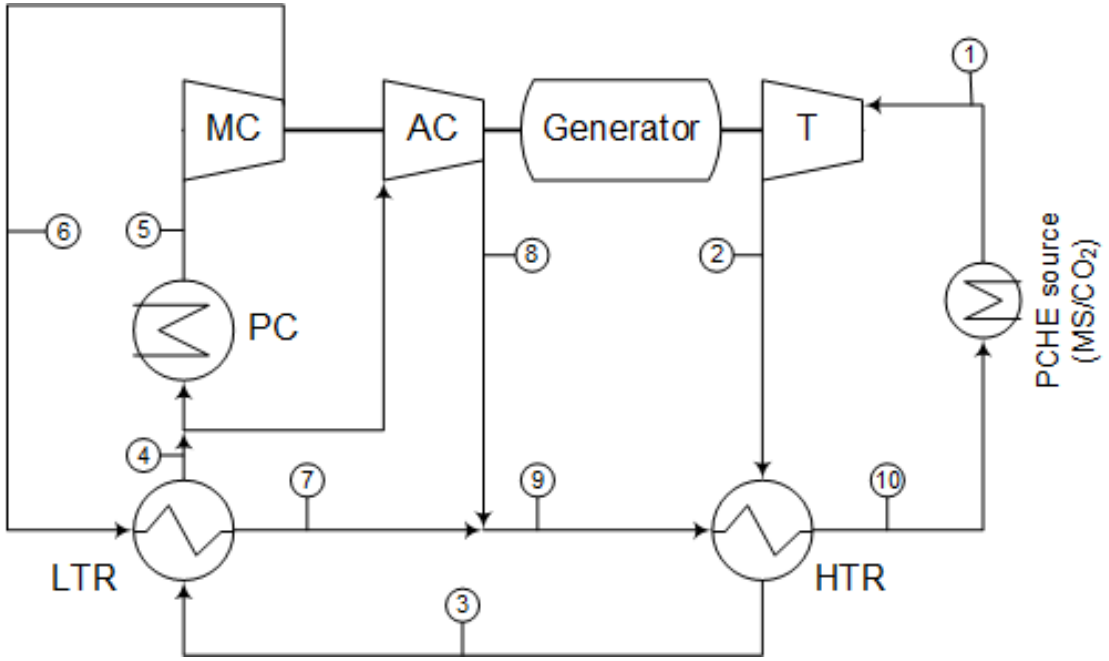
[Le Pierres et al., 2011]

Alternativa a los STHE:

- Intercambiador híbrido PCHE/FPHE
- Una de las corrientes presenta amplias secciones de paso

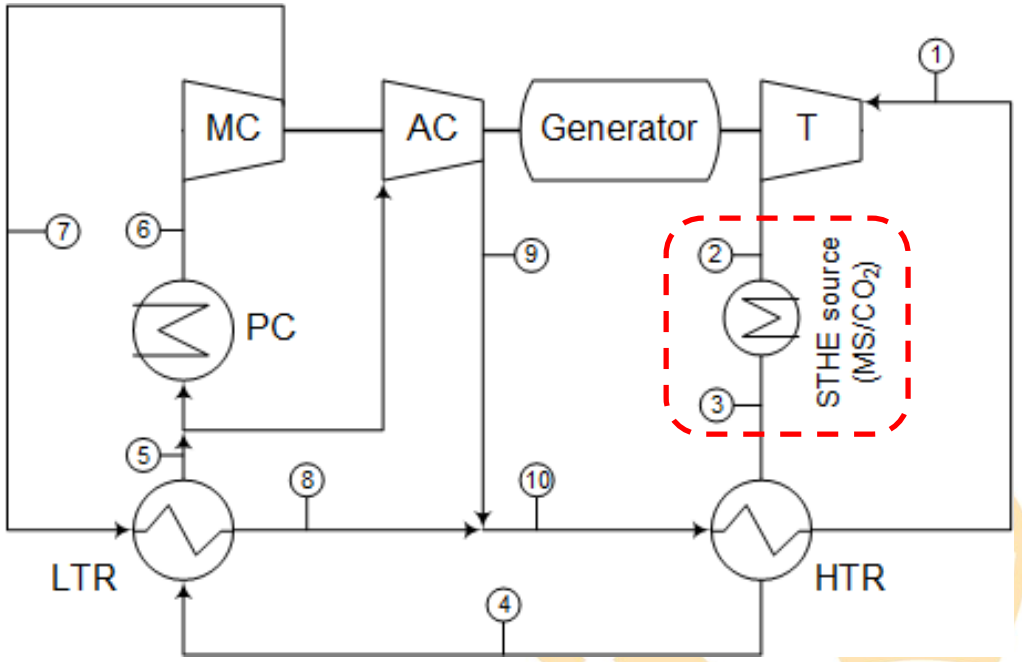
Ciclo Brayton con CO_2 supercrítico

- Propuesta innovadora de la Cátedra



Ciclo convencional

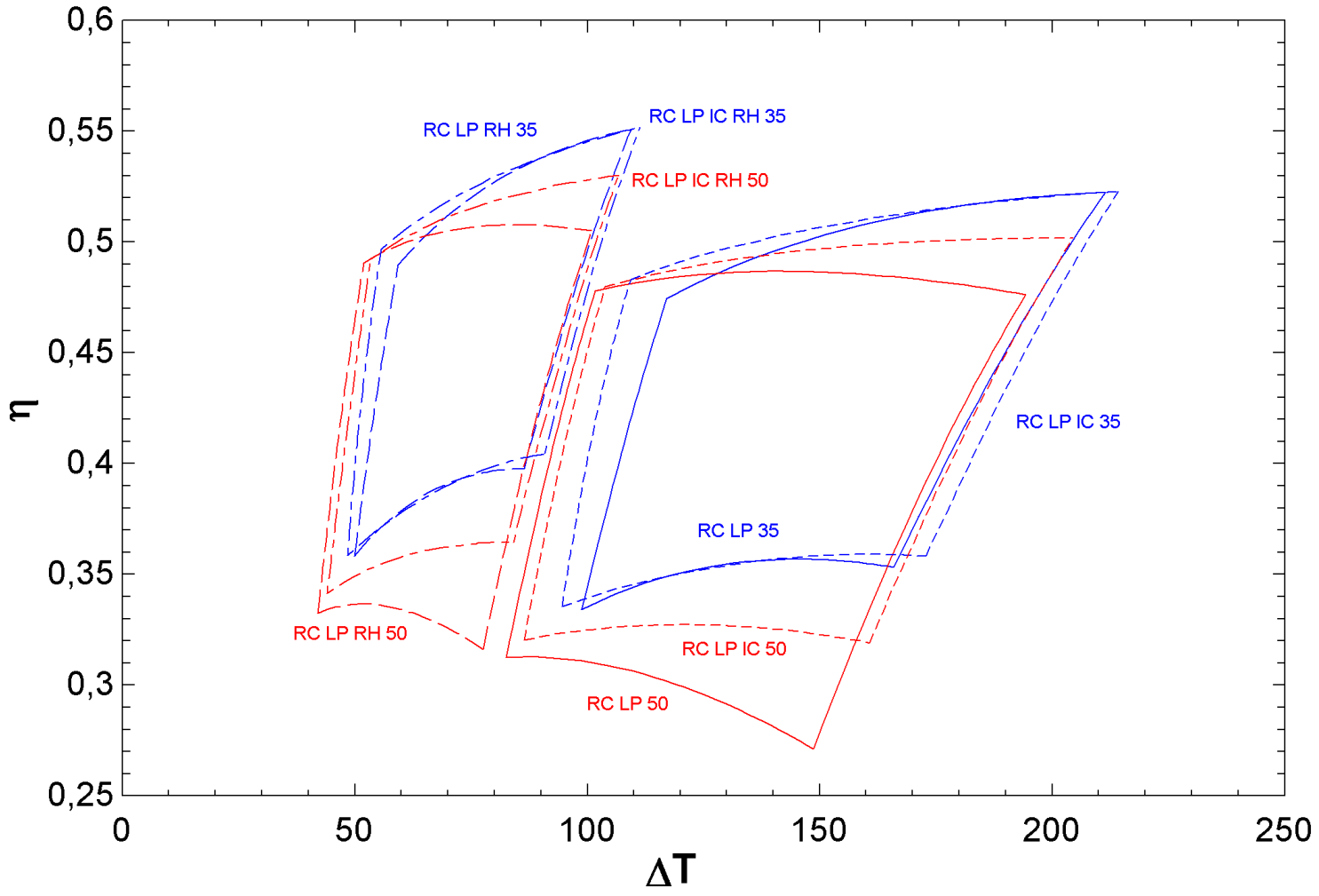
[Linares et al., Applied Energy 264 (2020), 114644]



Ciclo alternativo

El intercambiador primario (sales/CO_2) se coloca en el lado de baja presión del CO_2

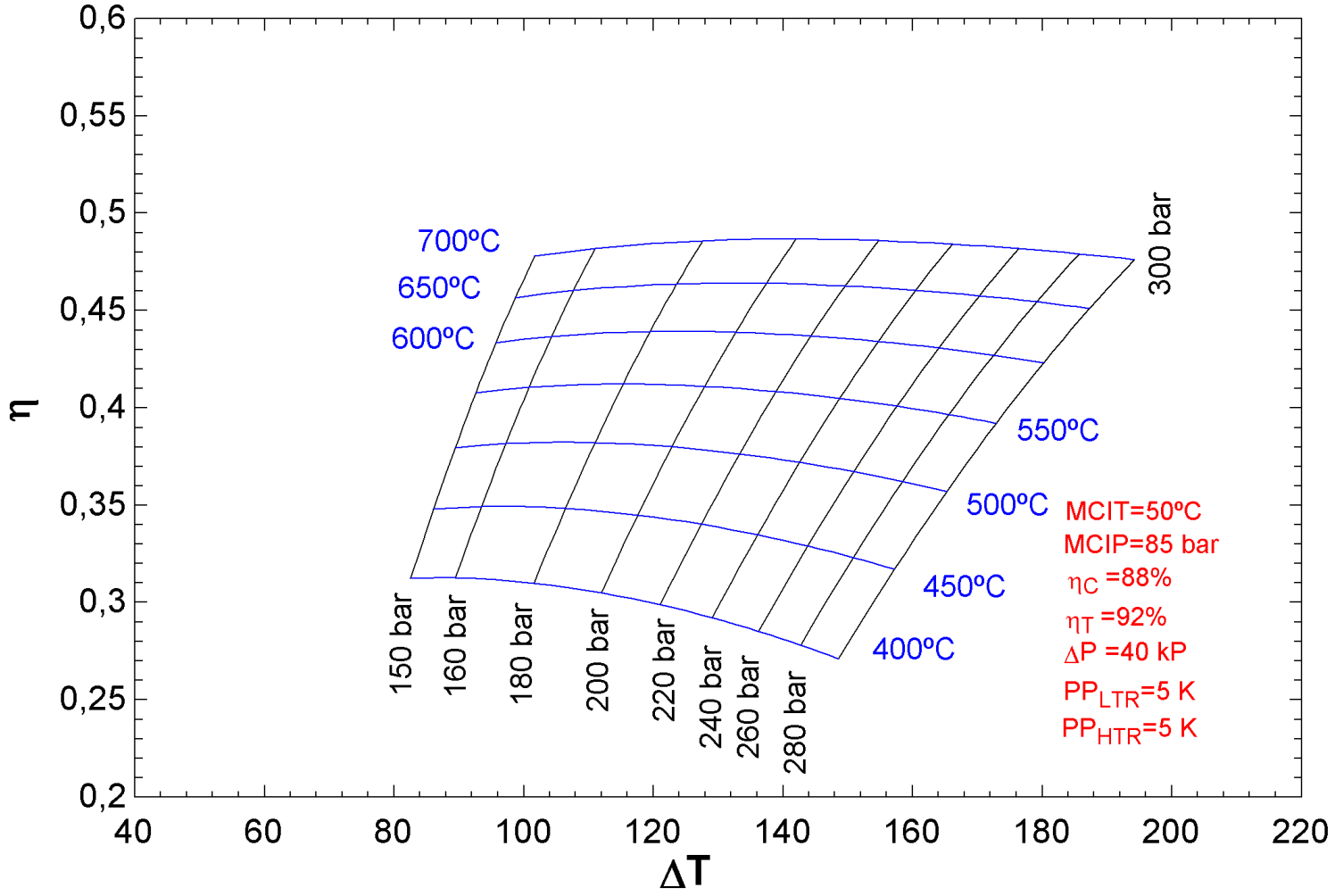
Ciclo Brayton con CO_2 supercrítico

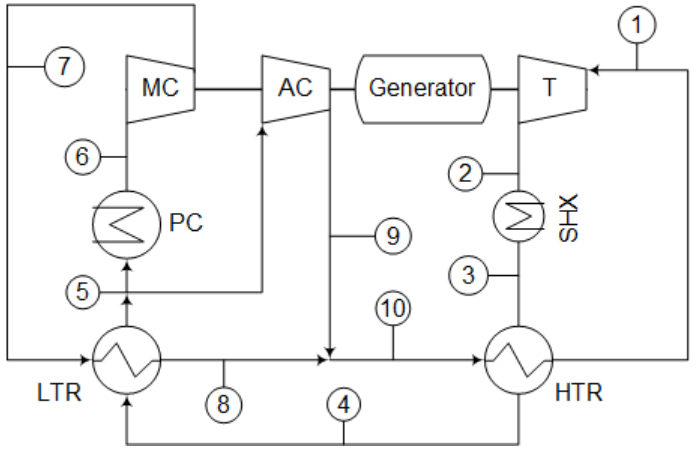


- RC: recompresión
- LP: ciclo propuesto (alimentación en baja presión)
- RH: recalentamiento
- IC: interrefrigeración
- 35: enfriamiento con agua
- 50: enfriamiento seco

- RH reduce el salto térmico de la sal
- IC y RH aumentan el rendimiento
- IC sólo compensa en enfriamiento seco

Ciclo Brayton con CO_2 supercrítico

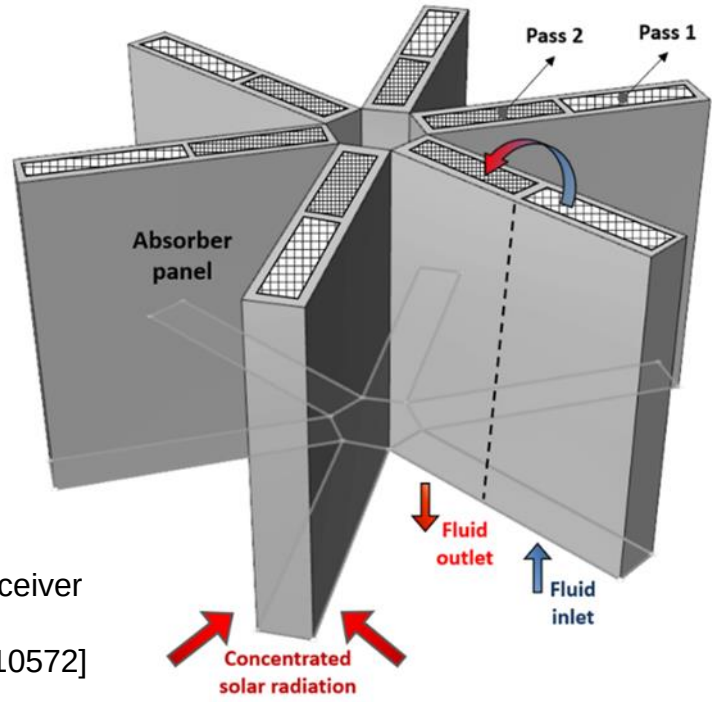




- Gen3: 700 ºC entrada turbina
- Sales ternarias
- Rendimientos ≈ 50%

Ciclo Brayton con CO_2 supercrítico

- La modificación propuesta permite resolver el problema de sales/CO_2 en los nuevos ciclos
- Abre nuevas posibilidades, como los ciclos directos:
  - El CO_2 en baja presión (85 bar) circularía directamente por el receptor
  - Se requeriría un sistema indirecto de almacenamiento (CO_2/sales, como en CCP aceite/sales)
  - Válido para ciclos combinados gas ¿renovable?/CSP
  - Almacenamiento avanzado por bomba de calor



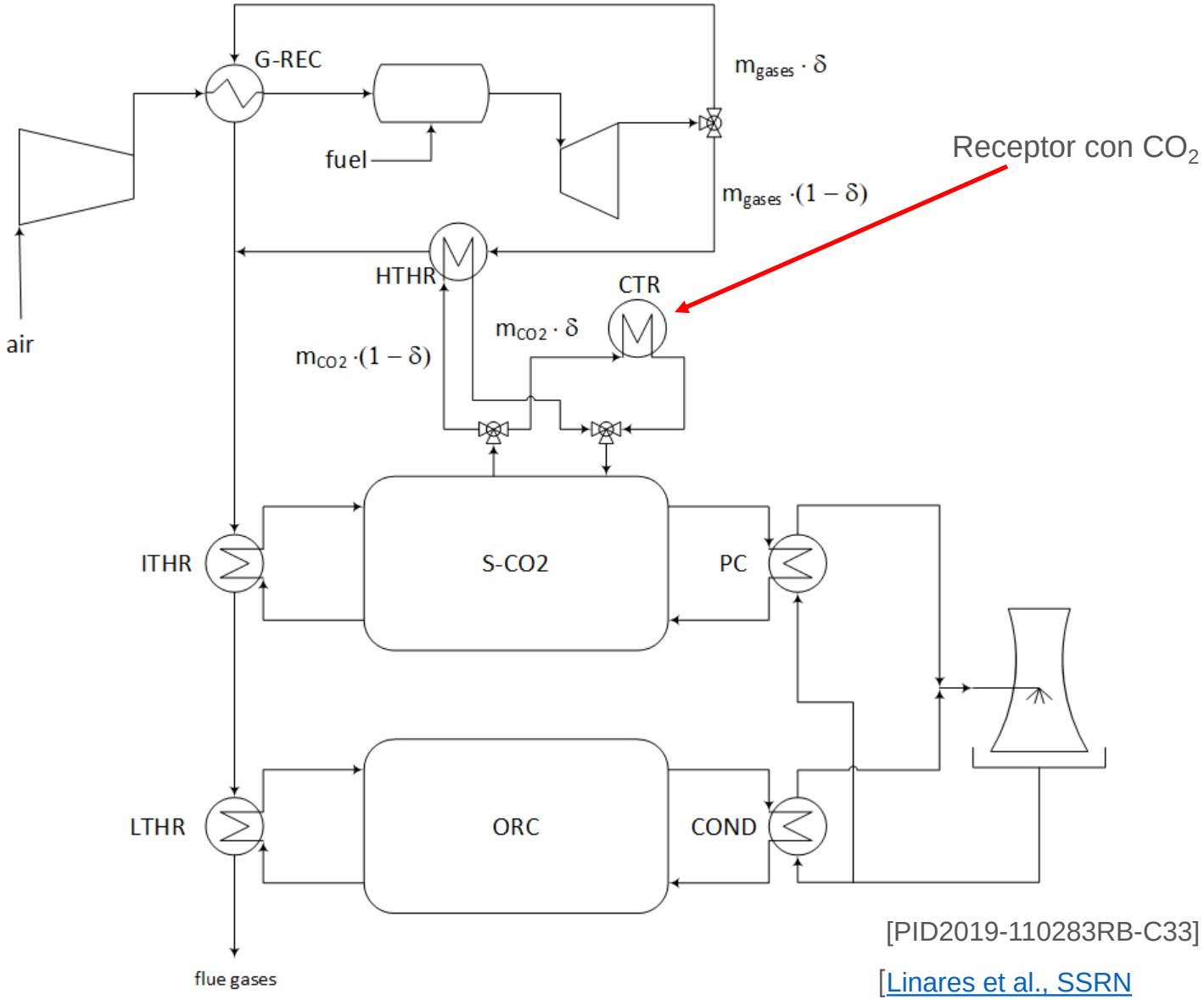
[Montes, M.J., Rovira, A., González-Aguilar, J. and Romero, M., 2022. Solar receiver consisting of absorber panels based on compact structures. Spanish Patent ES2911108. PCT application n. PCT/ES2022/070705. Eu. application n. 2023/10572]

CENTRALES HÍBRIDAS

CSP/GAS ¿renovable?

AVANZADAS

Central híbrida CSP/GAS

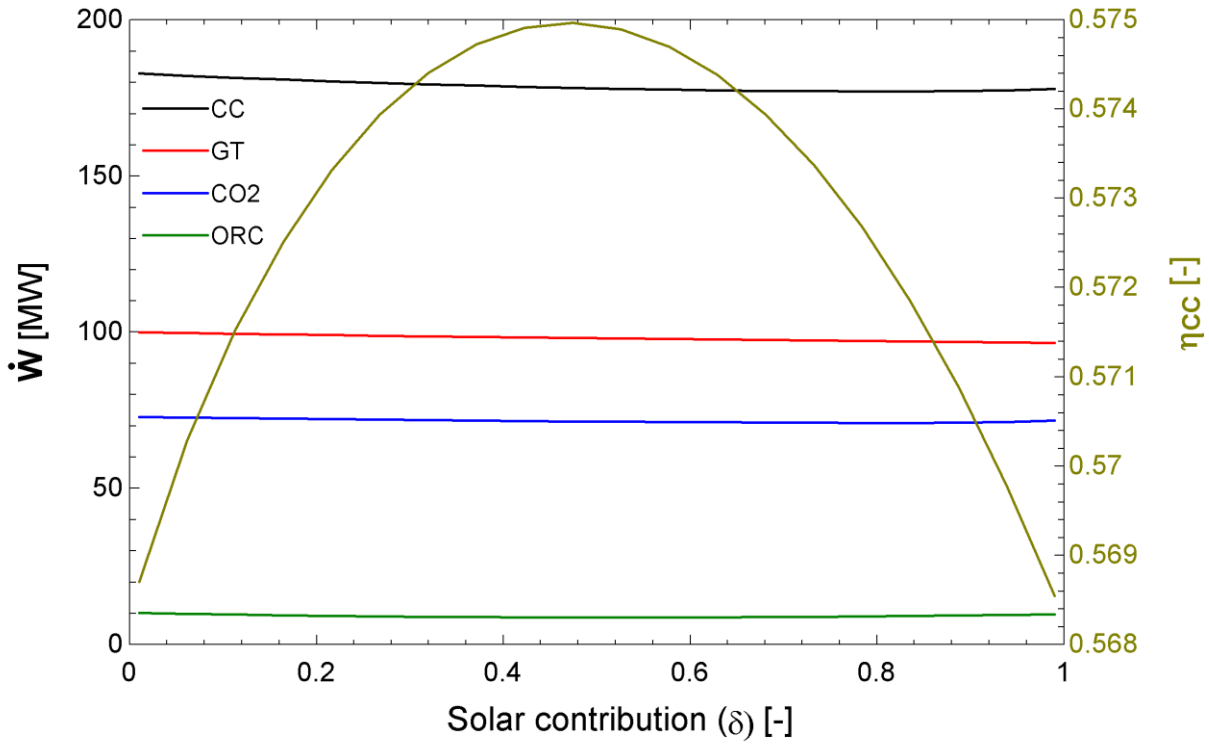


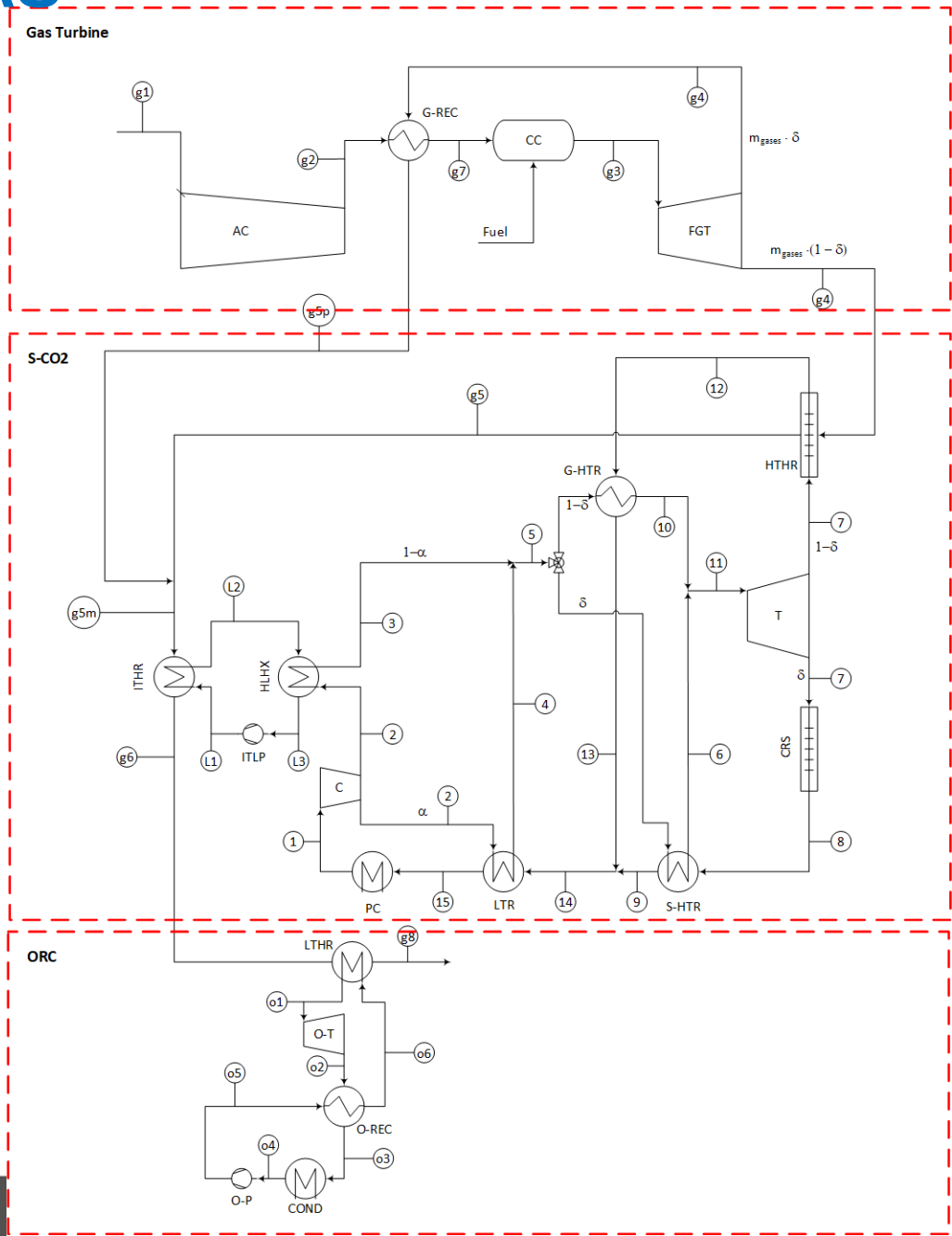
- Ciclo combinado gas/CSP
- La gestionabilidad la aporta el gas
- La TG es regenerativa para modular
- Al aumentar la radiación el flujo de gases se envía al regenerador
- El CO_2 recorre el receptor solar
- El S-CO2 tiene una entrada de calor a temperatura intermedia que sustituye al recompresor
- ORC para recuperar calor residual

[PID2019-110283RB-C33]

[Linares et al., SSRN 2023]

Central híbrida CSP/GAS



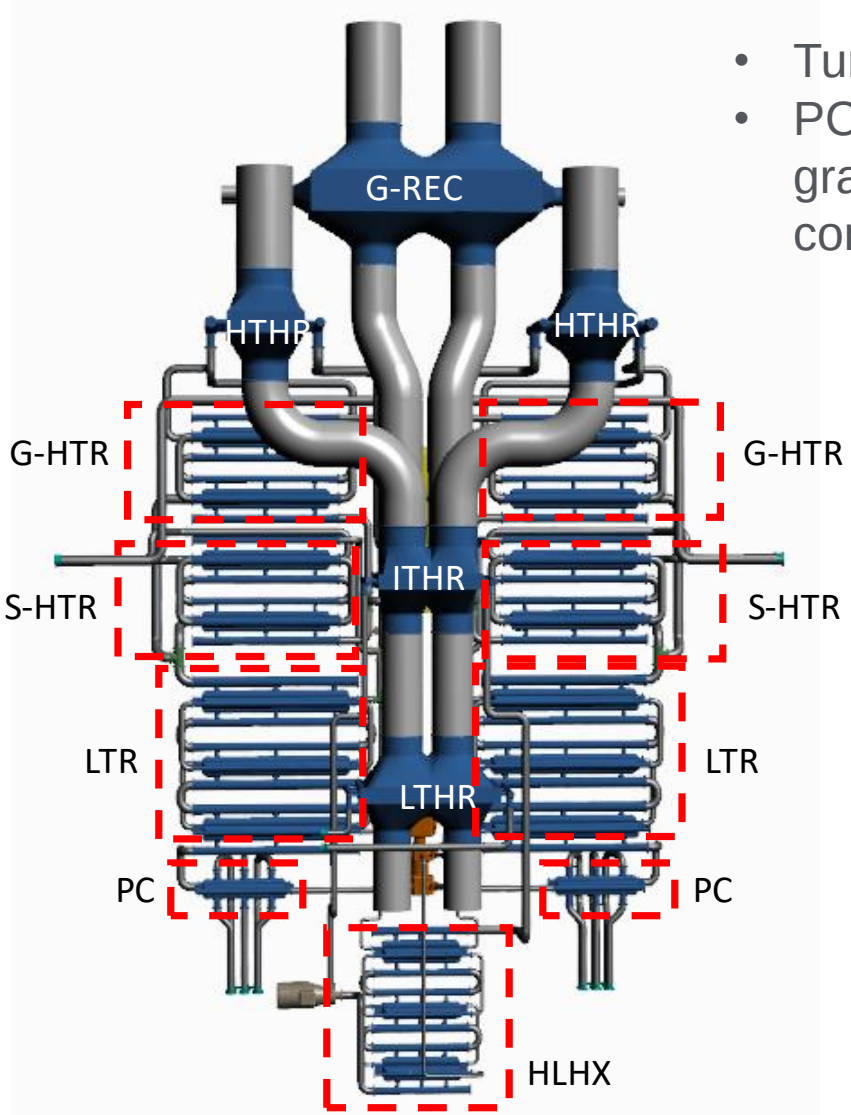


- Producción constante por modulación en TG según radiación solar
- Rendimiento constante
- Emisiones: 346 a 236 g CO_2/kWhe

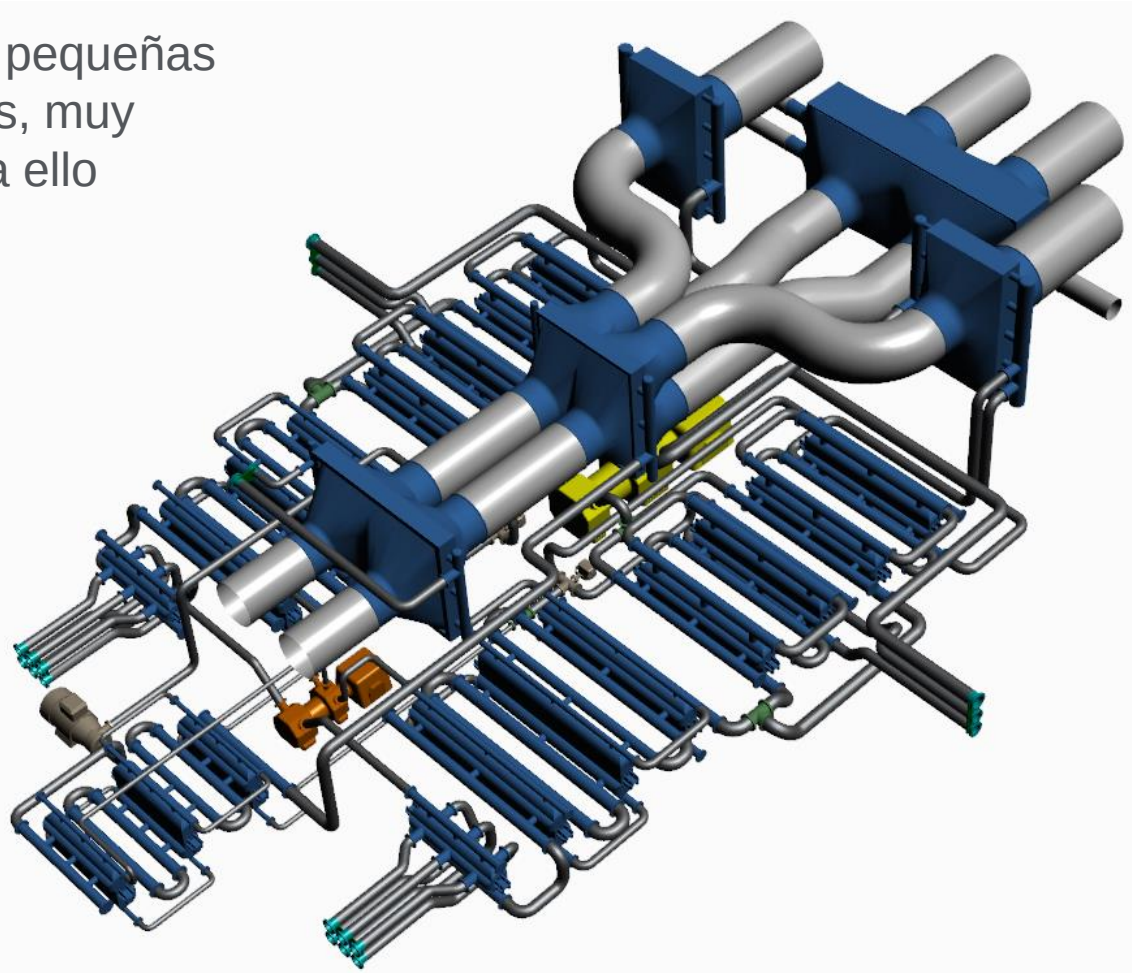
[PID2019-110283RB-C33]

[Linares et al., SSRN 2023]

Central híbrida CSP/GAS



- Turbomáquinas muy pequeñas
- PCHE son modulares, muy grandes, pero pese a ello compactos



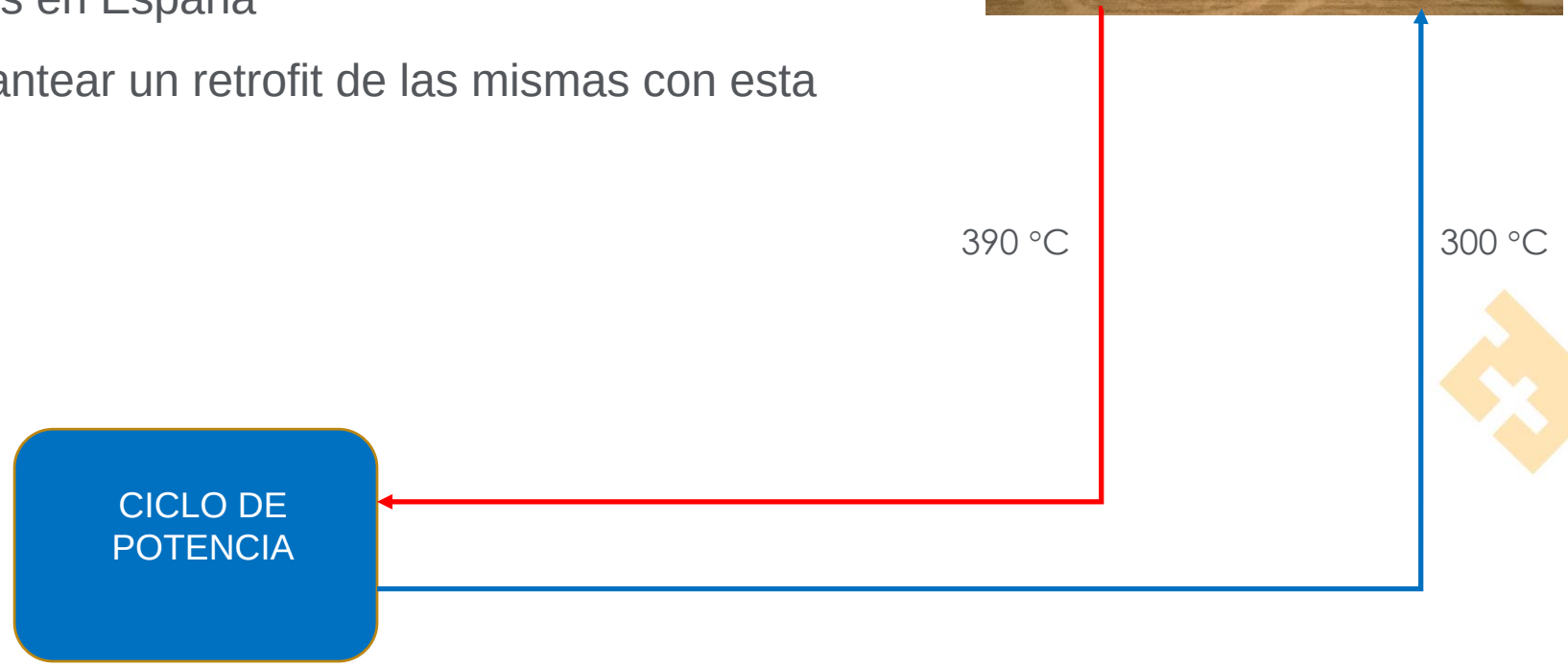
[PID2019-110283RB-C33]

[Linares et al., SSRN 2023]

BOMBEO TÉRMICO REVERSIBLE TÉRMICAMENTE INTEGRADO (TI-PTES)

Concepto base

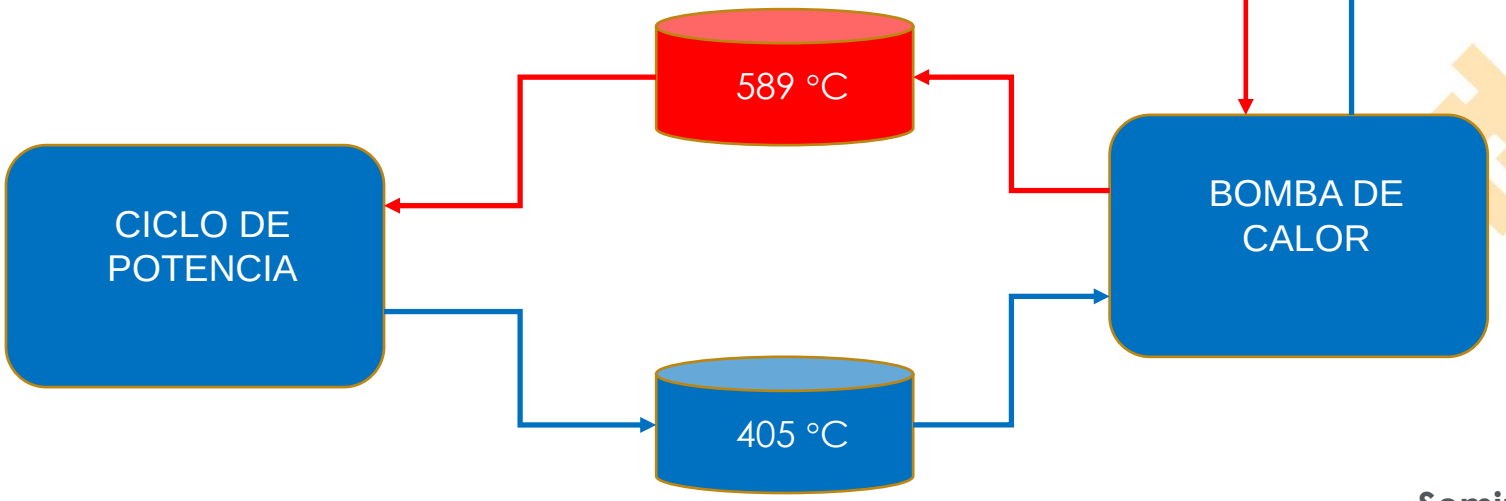
- Partimos de una central CCP de 50 MWe sin almacenamiento
- Muy comunes en España
- Se podría plantear un retrofit de las mismas con esta tecnología



Concepto base

Incluimos una bomba de calor de alta temperatura con almacenamiento

La bomba de calor permite elevar las temperaturas del campo CCP a las típicas de uno de heliostatos



Concepto base

390 °C

300 °C

589 °C

405 °C

BOMBA DE CALOR

Prestaciones de una central de torre con heliostatos

Energía de la red: almacenamiento TI-PTES

Campo PV: central solar híbrida CSP/PV

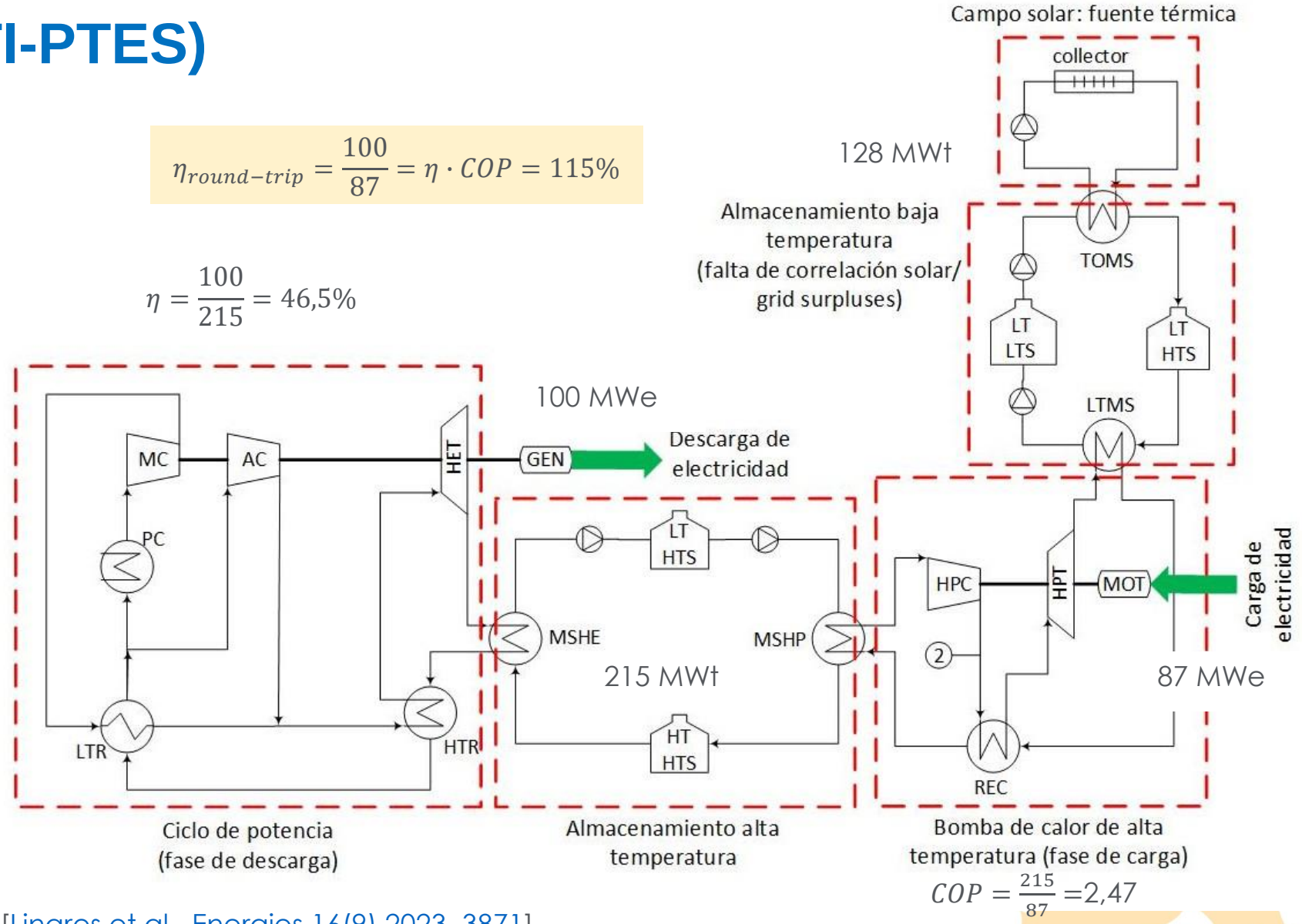
La bomba de calor requiere alimentación eléctrica

ALMACENAMIENTO (TI-PTES)

$$\eta_{round-trip} = \frac{100}{87} = \eta \cdot COP = 115\%$$

$$\eta = \frac{100}{215} = 46{,}5\%$$

- La bomba de calor revaloriza el calor CCP, haciéndolo parecer CTR, como en un bombeo hidráulico (cota/temperatura)
- La máxima eficiencia global (round-trip) sería de 281%, si todo fuese totalmente reversible
- Las sales de baja resuelven la falta de simultaneidad de la radiación y los surpluses

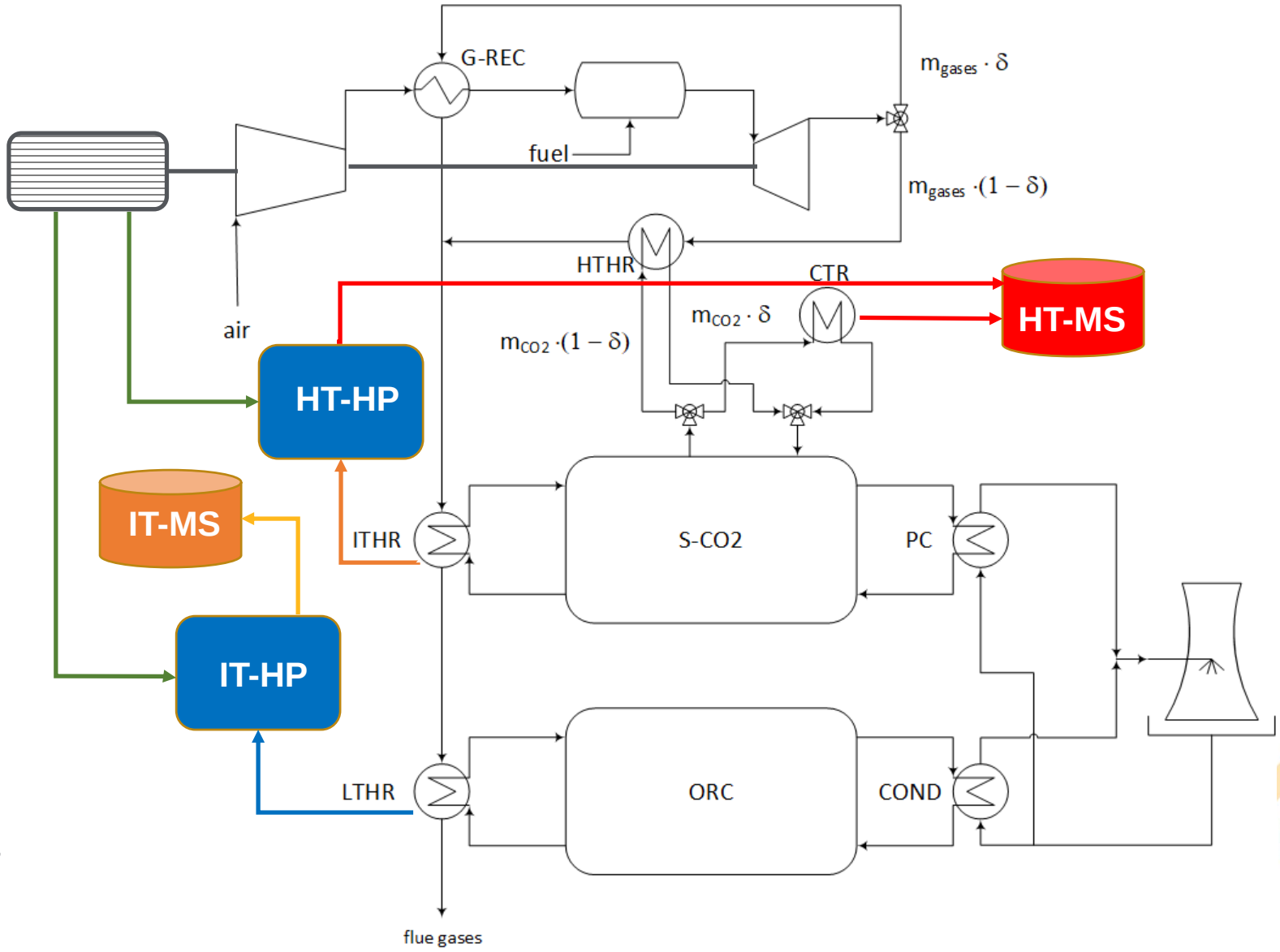


$$COP = \frac{215}{87} = 2{,}47$$

[Linares et al., Energies 16(9) 2023, 3871]

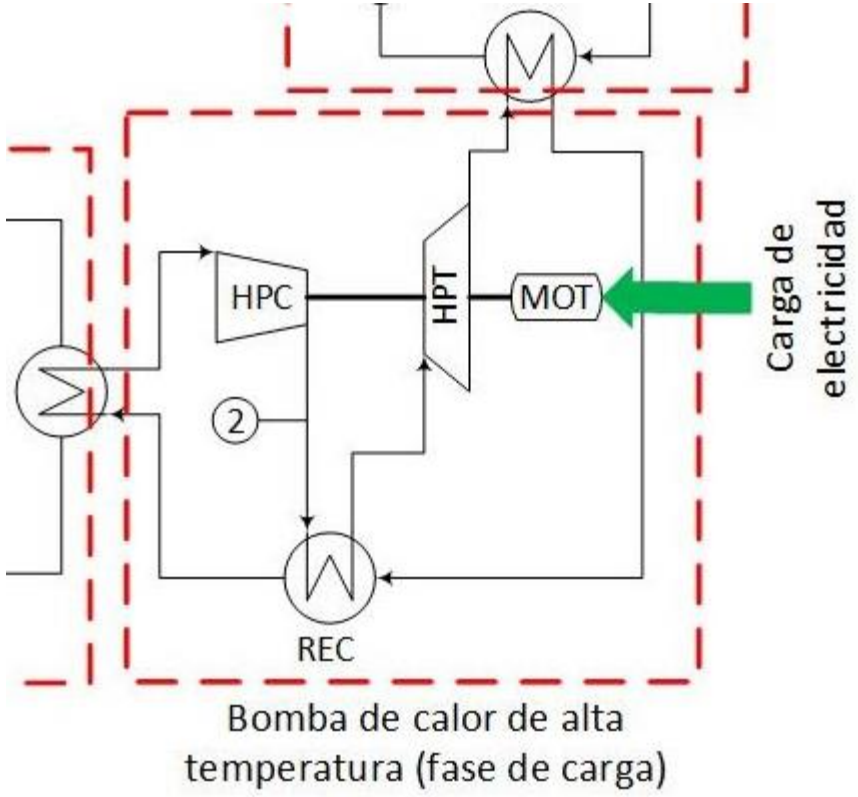
Central híbrida CSP/GAS con almacenamiento

- El gas no permite gestionar los *curtailments* de la *dunkelflaute*
- Se desconecta el S-CO2
- La radiación solar a las sales de HT
- Los 100 MWe de la TG en modo regenerativo:
  - 50 MWe a la HT-HP para bombear 100 MWt a sales de HT
  - 50 MWe a la IT-HP para bombear 100 MWt a sales de IT
  - El escape del regenerador para dar calor LT a las HPs
- En horas de vertido se quema gas y se almacena calor, incluido el solar
- Cuando no hay radiación se vuelca el calor (2 h descarga/1 h carga)



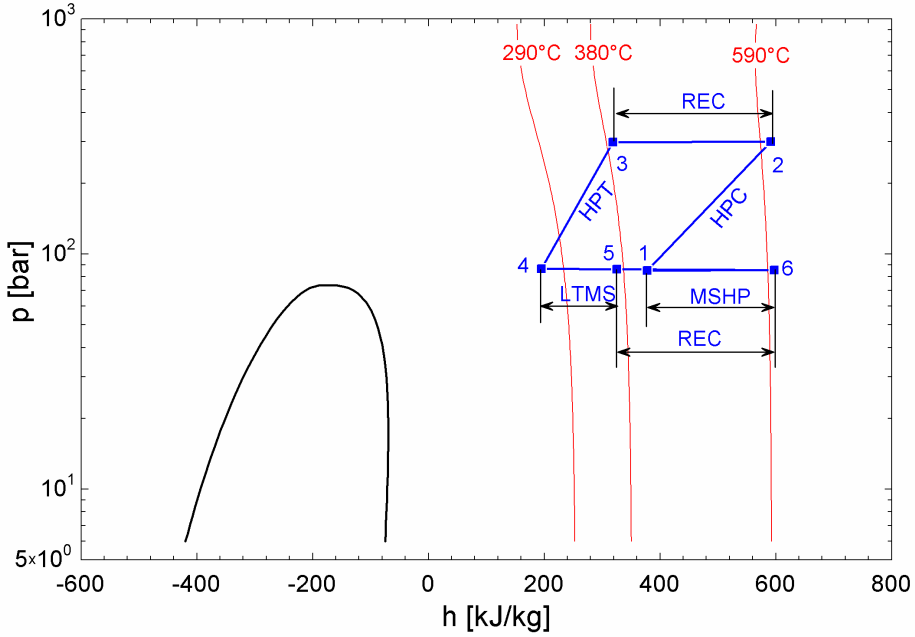
BOMBA DE CALOR DE ALTA TEMPERATURA

- La clave del sistema es la bomba de calor de alta temperatura



Bomba de calor de alta temperatura (fase de carga)

- Aplicaciones industriales para menor temperatura (400 ºC) a partir de calor residual o colectores de tubo de vacío



- La tecnología es como la de una TG, pero sin combustión
- Ciclo inverso de Brayton
- El CO_2 opera lejos del punto crítico, como gas ideal
- Podrían probarse otros fluidos

[Linares et al., Energies 16(9) 2023, 3871]

CONCLUSIONES ALMACENAMIENTO

- Localización: recurso solar adecuado a campo solar CCP

- Huella: una termosolar de 50 MWe con CCP sin almacenamiento se descarga finalmente como 100 MWe en las mismas horas que la carga

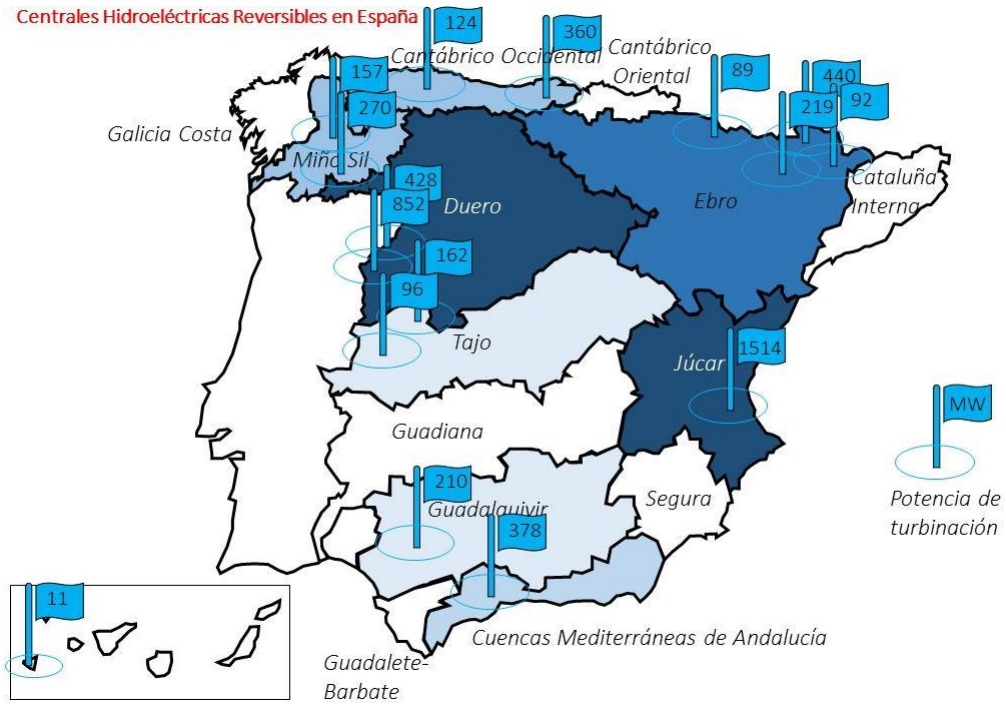
- Riesgo tecnológico:
  - Ciclo de potencia: novedoso, re-compresión S-CO2. Existen sólo prototipos. Podría ser un Rankine convencional, bajando rendimiento
  - Ciclo de bomba de calor: Brayton inverso, operando en zona gas. Sin riesgo tecnológico, podría operar con otros gases y extrapolarse a otras aplicaciones
  - Sales: se han usado las convencionales (solar salt)

- Mejora: reemplazar CCP por CRS y las sales de alta por sales ternarias, para alcanzar así 800ºC y más de 50% en ciclo de potencia. ¿Vale la pena?

- ***Retrofit* centrales CCP 50 MWe sin almacenamiento como LDES: 6 horas de carga/ 12 horas descarga**

CONCLUSIONES ALMACENAMIENTO

¿PHES en la mitad norte y PTES en la mitad sur?



Costes orientativos*:

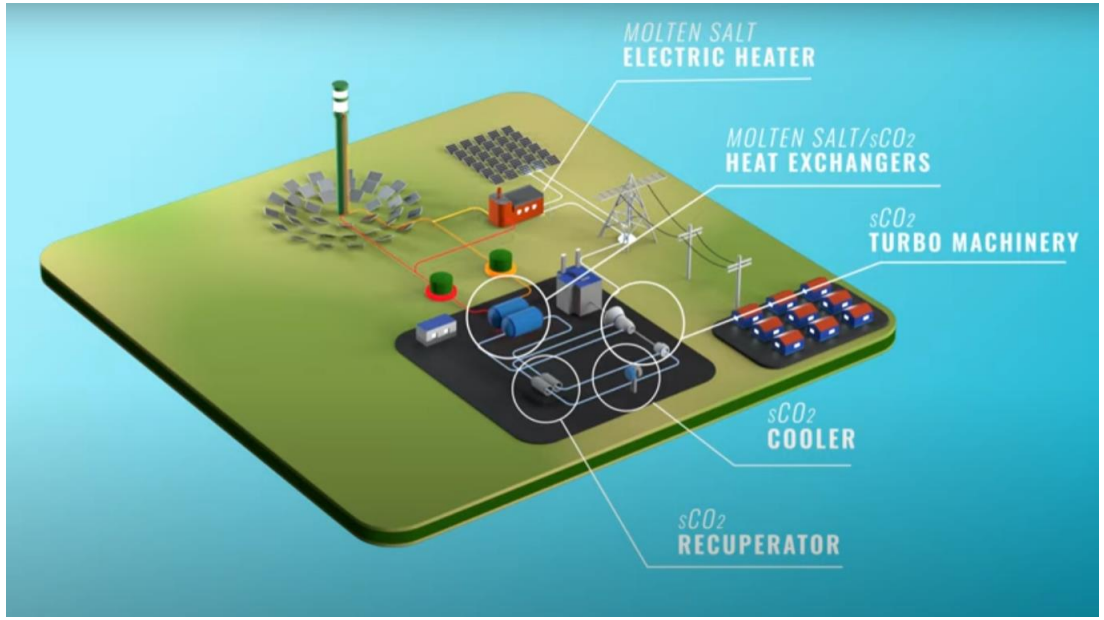
- 100 MW / 600 MWh: 190 $/MWh
- 600 MW / 3,6 GWh: 101 $/MWh
- 900 MW / 5,4 GWh: 90 $/MWh

* Gran incertidumbre en costes H2X; valor conservador

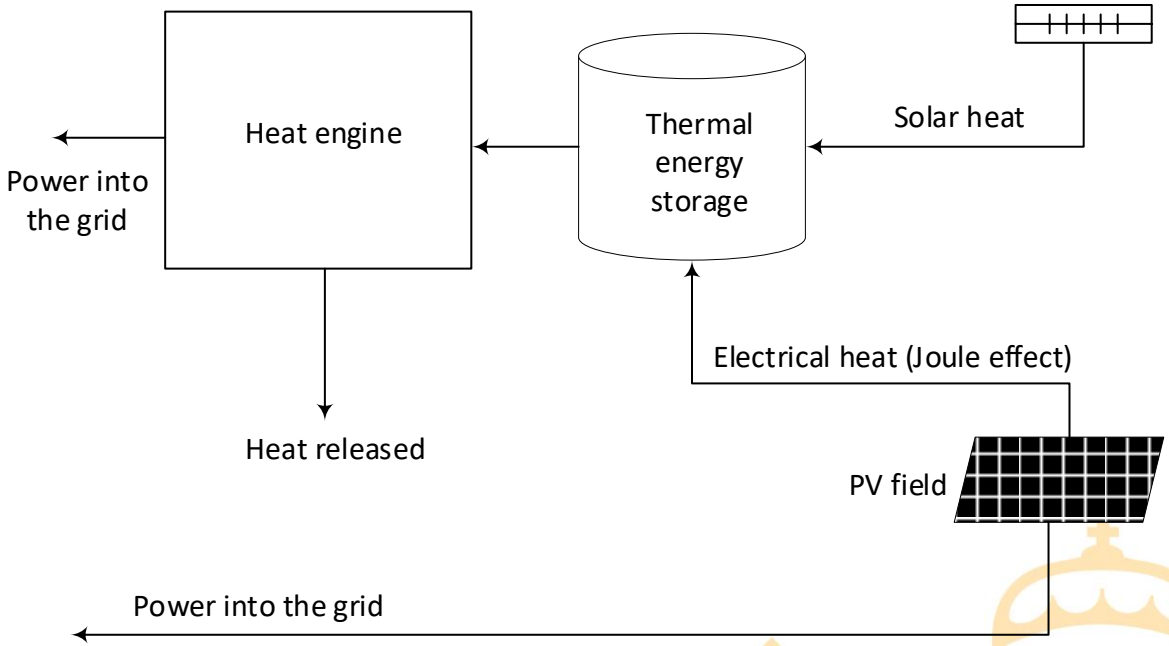
CENTRALES HÍBRIDAS CSP/PV AVANZADAS

INTEGRACIÓN POR EFECTO CARNOT

CENTRAL HÍBRIDA CSP/PV CONVENCIONAL

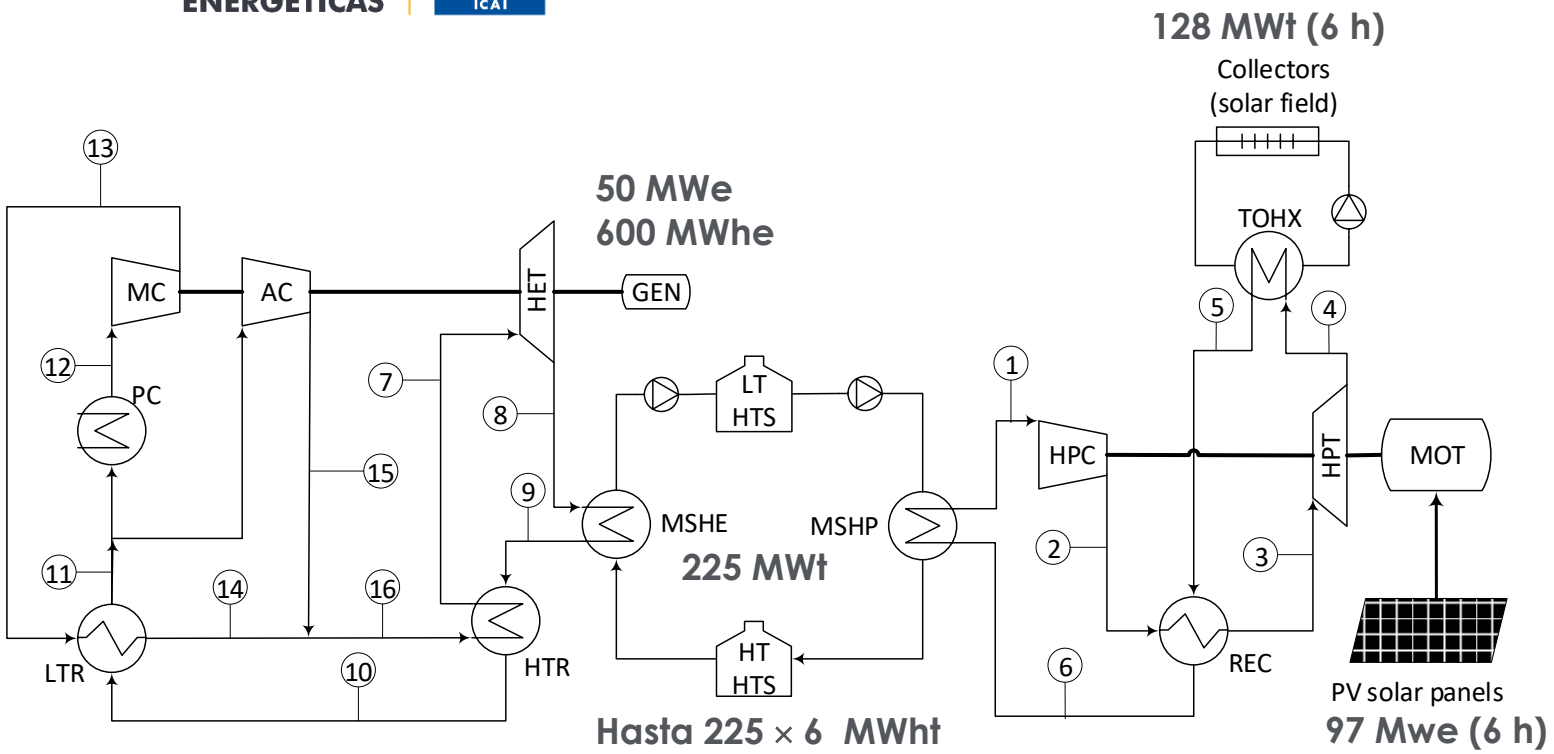


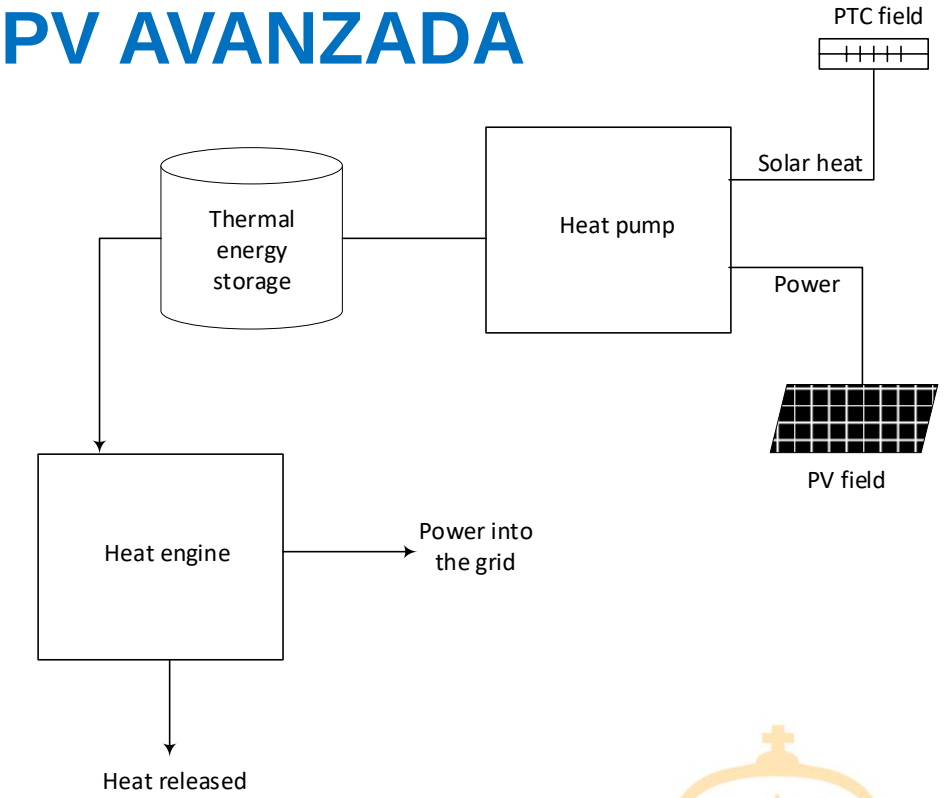
[Proyecto SOLARSCO2OL]



- Dos centrales independientes que comparten nodo de conexión
- PV produce por el día o almacena en sales mediante resistencias eléctricas (efecto Joule)
- CSP con campo no sobredimensionado, almacena de día y produce de noche

CENTRAL HÍBRIDA CSP/PV AVANZADA

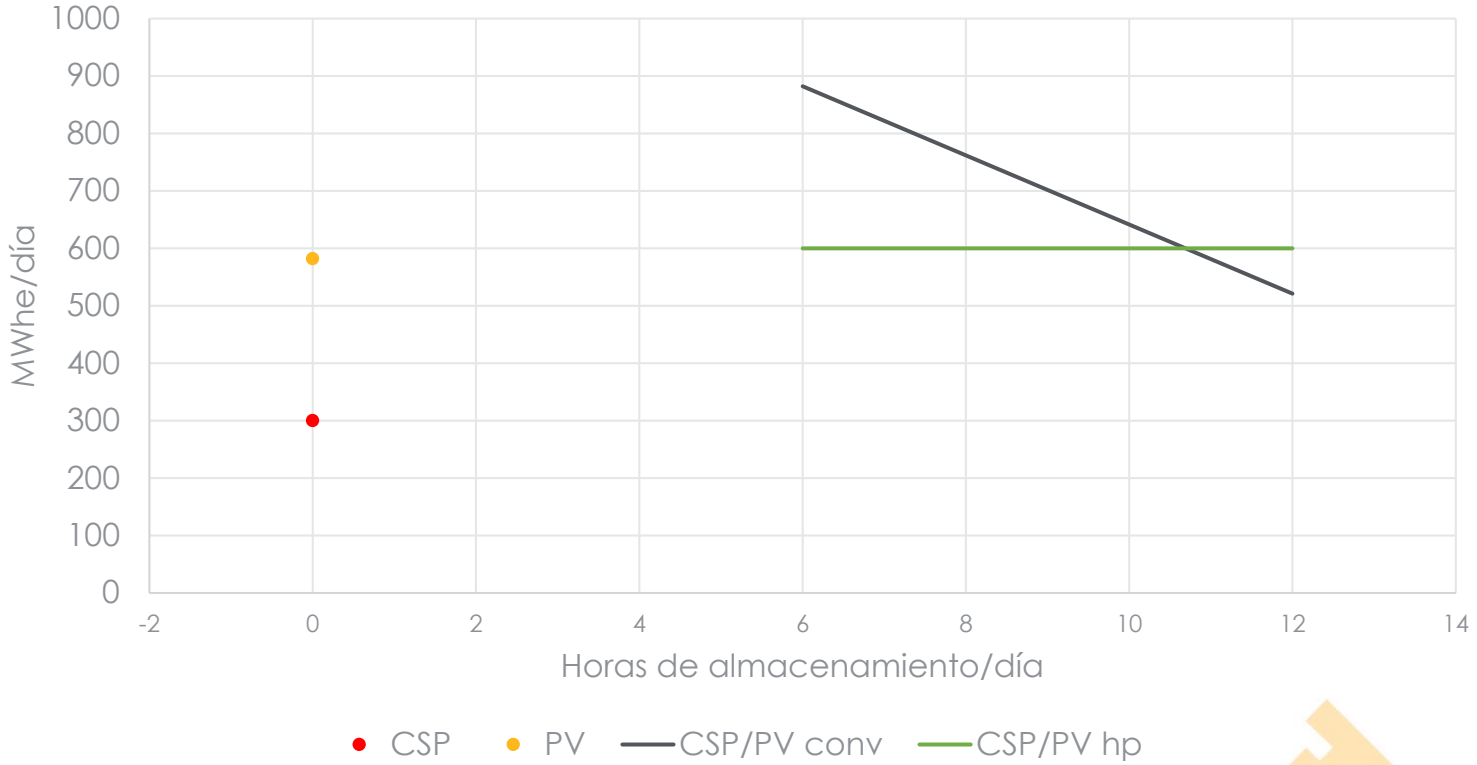




- Durante el día (6 h) la bomba consume el calor CCP y la electricidad PV y puede descargar la mitad por el ciclo de potencia y almacenar la otra mitad (almacenamiento 6 h)
- También se puede almacenar todo y verterlo por la noche (almacenamiento 12 h)
- **Toda la PV se descarga en la red a través de un alternador, aportando inercia**

CENTRAL HÍBRIDA CSP/PV AVANZADA

128 MWt de CCP + 97 MWe de PV



- Una central híbrida basada en **integración mediante HP** (*efecto Carnot*) permite almacenar la producción PV con salida constante, al contrario de una híbrida convencional basada en resistencias (*efecto Joule*)
- La descarga de la PV a través del ciclo de potencia la amplifica o la mantiene (50*2/97 ó 50*2/87)
- ***Retrofit* de CSP de 50 MWe con CCP sin almacenamiento**

CENTRAL HÍBRIDA CSP/PV AVANZADA

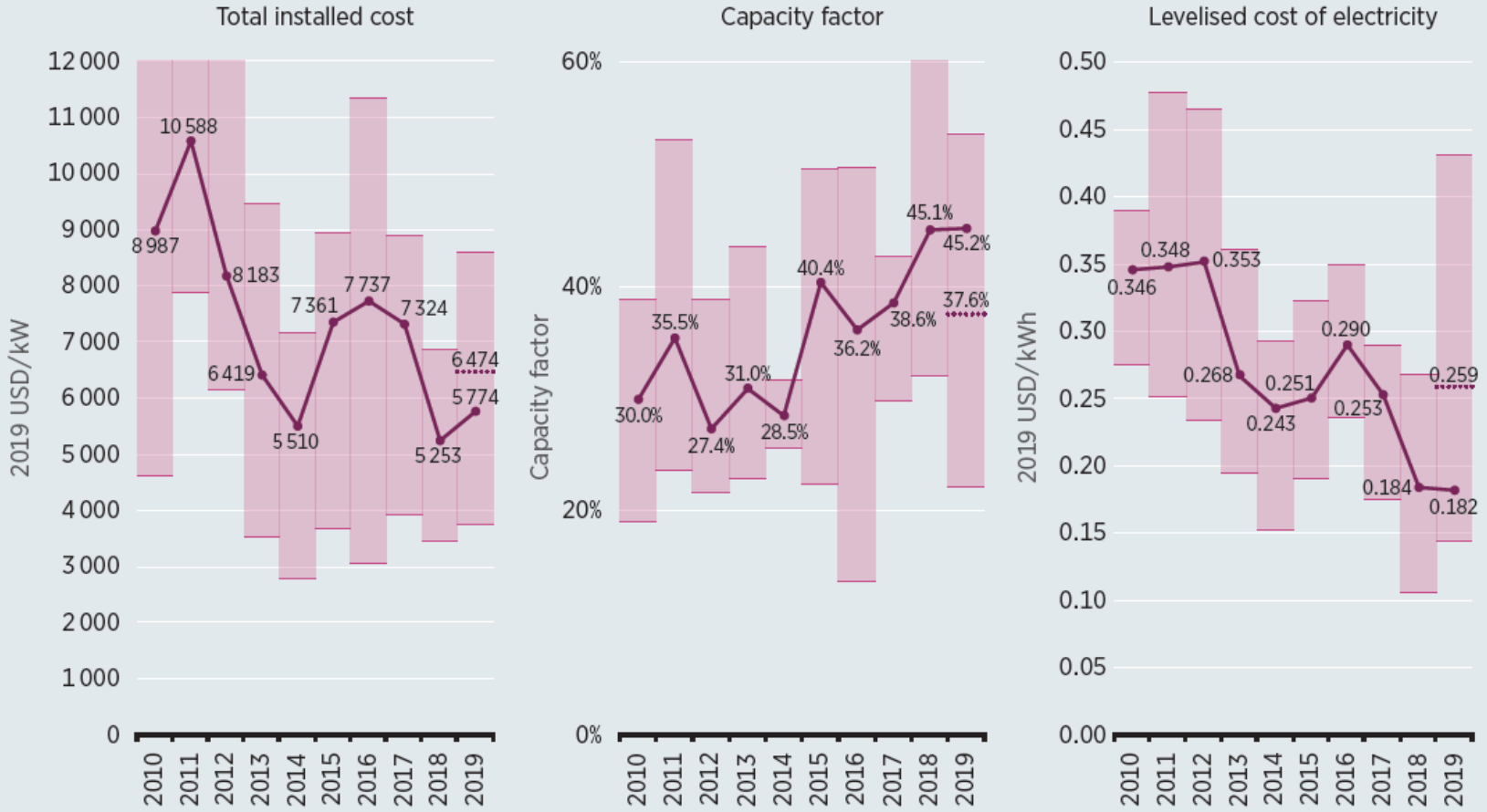
- CSP/PV avanzada
- 50 MWe / 600 MWhe
- 166 $/MWh < 182 $/MWh

- S-CO2 recompresión avanzada
- Almacenamiento sales
- Campo heliostatos
- 238 $/MWh

[Linares et al., Applied Energy 264 (2020), 114644]

- PV 600 MWh/día / 100 MW con baterías 6 h: 140 $/MWh
- Carece de inercia rodante
- Gran uso de materias primas críticas

Figure 8.1 Global weighted average total installed costs, capacity factors and LCOE for CSP, 2010-2019

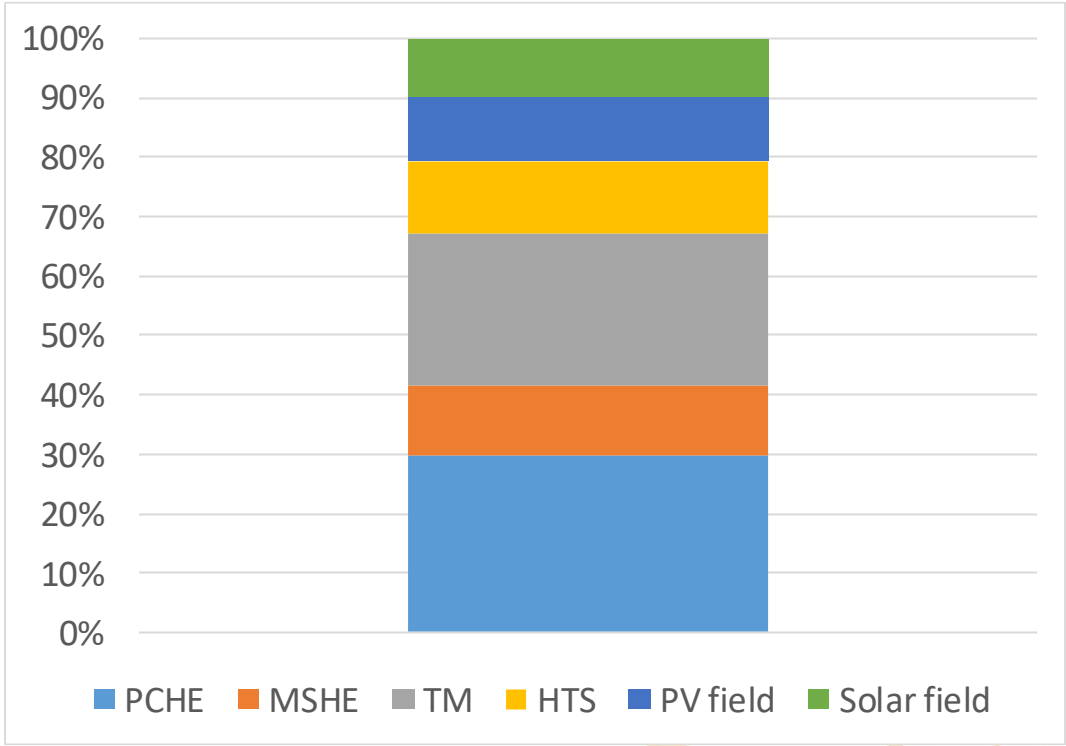


Note: dashed bars in 2019 show weighted average values including projects in Israel.

[IRENA 2020]

CENTRAL HÍBRIDA CSP/PV AVANZADA

- CSP/PV avanzada
- 50 MWe / 600 MWhe
- 166 $/MWh < 182 $/MWh



- PCHE y TM suman más de la mitad del coste
- Oportunidades para reducir dichos costes, sobre todo en TM
- Se ha considerado el mismo coste relativo para TM de bomba de calor que de ciclo potencia, cuando deberían ser más económicas

CÁTEDRA
RAFAEL MARIÑO
DE NUEVAS TECNOLOGÍAS
ENERGÉTICAS

COMILLAS
ICAI

Equipo y agradecimientos

COMILLAS – ICAI

Eva Arenas
Alexis Cantizano
José Ignacio Linares
Rubén Pérez Domínguez
José Porras

Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas

UNED - ETSII

María José Montes
Antonio Rovira

Departamento de Ingeniería Energética

Proyecto regional: ACES2030-CM project (S2018/EMT-4319)

Proyecto nacional: RETOS Investigación PID2019-110283RB-C33

comillas.edu

CÁTEDRA
RAFAEL MARIÑO
DE NUEVAS TECNOLOGÍAS
ENERGÉTICAS

COMILLAS
ICAI

GRACIAS POR SU ATENCIÓN

Turno de preguntas

José Ignacio Linares

- linares@comillas.edu

Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas

www.comillas.edu/catedra-rafael-marino