

Almacenamiento eléctrico apoyado por turbinas de gas y sus diferentes aplicaciones

José Ignacio Linares, Eva Arenas, María José Montes, José
Rubén Pérez Domínguez, Alexis Cantizano, José Luis Becerra

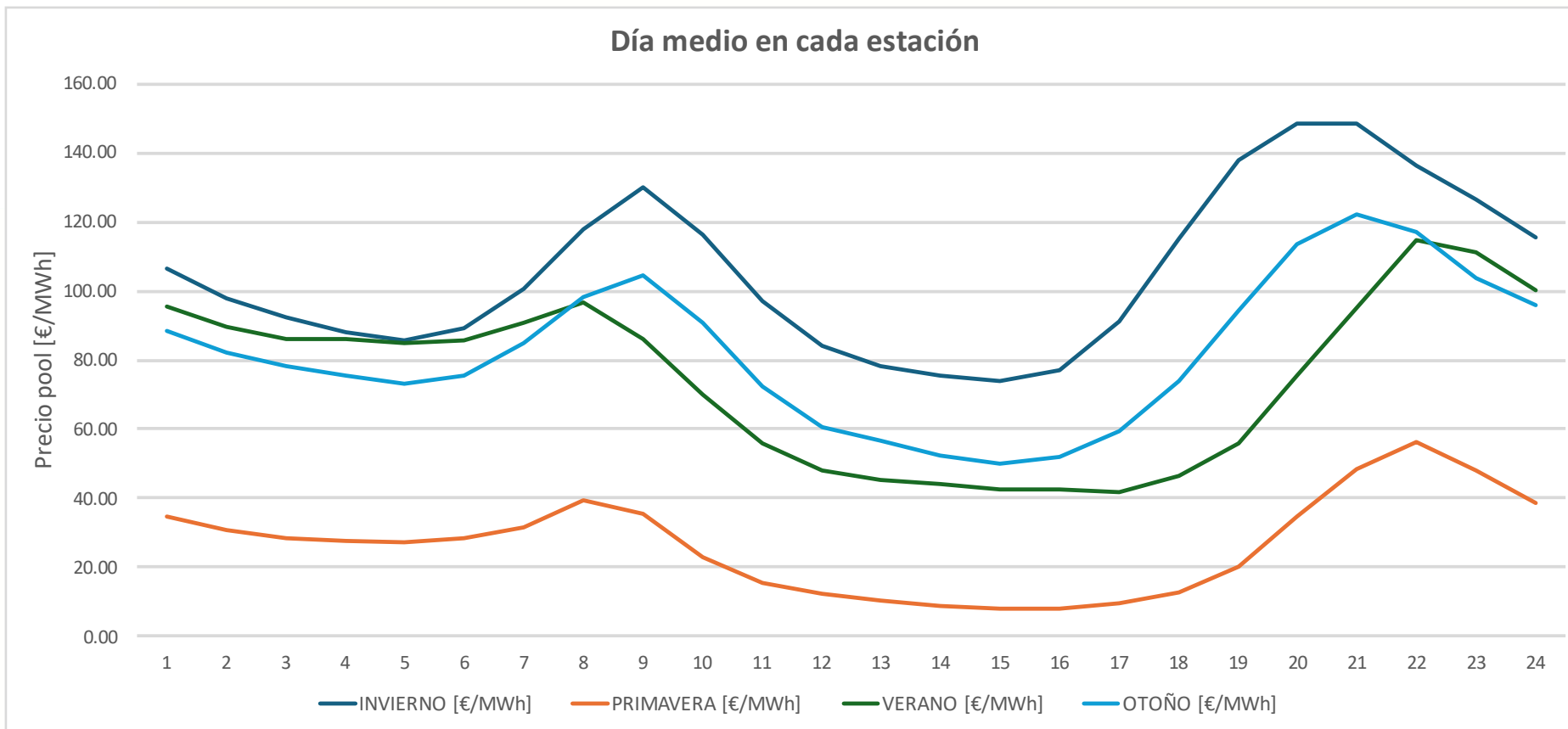
Junio 2026

¿DE DÓNDE VENIMOS?

- ¿Por qué es necesario almacenar energía eléctrica?
- ¿Cuáles son las tecnologías dominantes para almacenar energía eléctrica a gran escala?
- ¿Qué es el biometano? Semejanzas y diferencias con el gas natural
- ¿Qué es la cogeneración? ¿Sirve para industrias que consuman principalmente electricidad? ¿Tiene problemas de gestionabilidad en la red actualmente?
- ¿Qué es el almacenamiento de larga duración?
- ¿Cuál es el papel actual de los ciclos combinados en la red eléctrica?

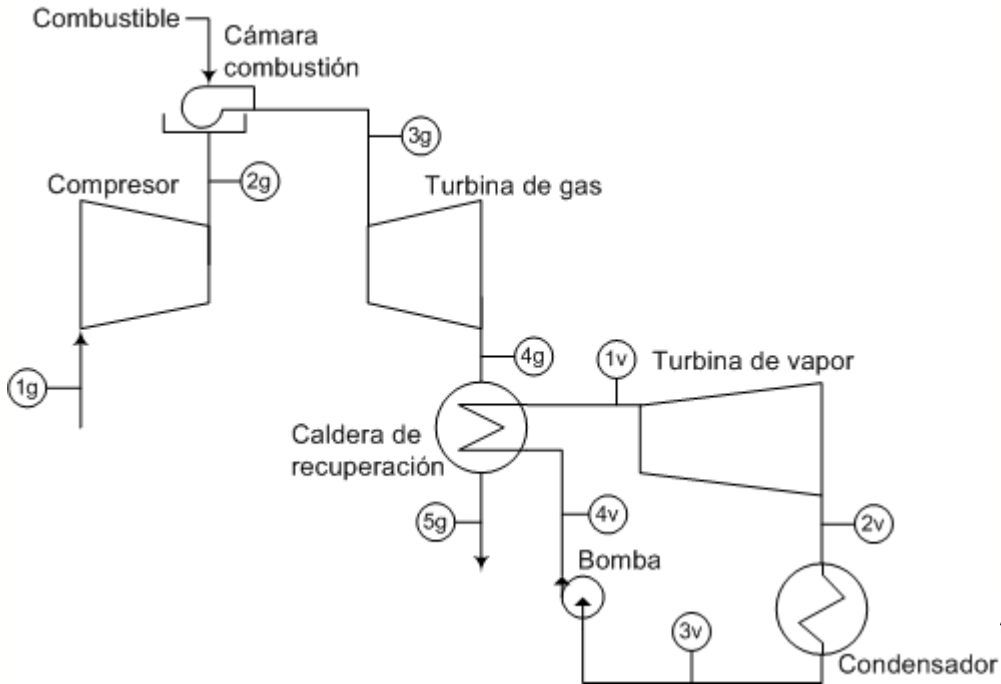


CONTEXTO DEL MERCADO ELÉCTRICO



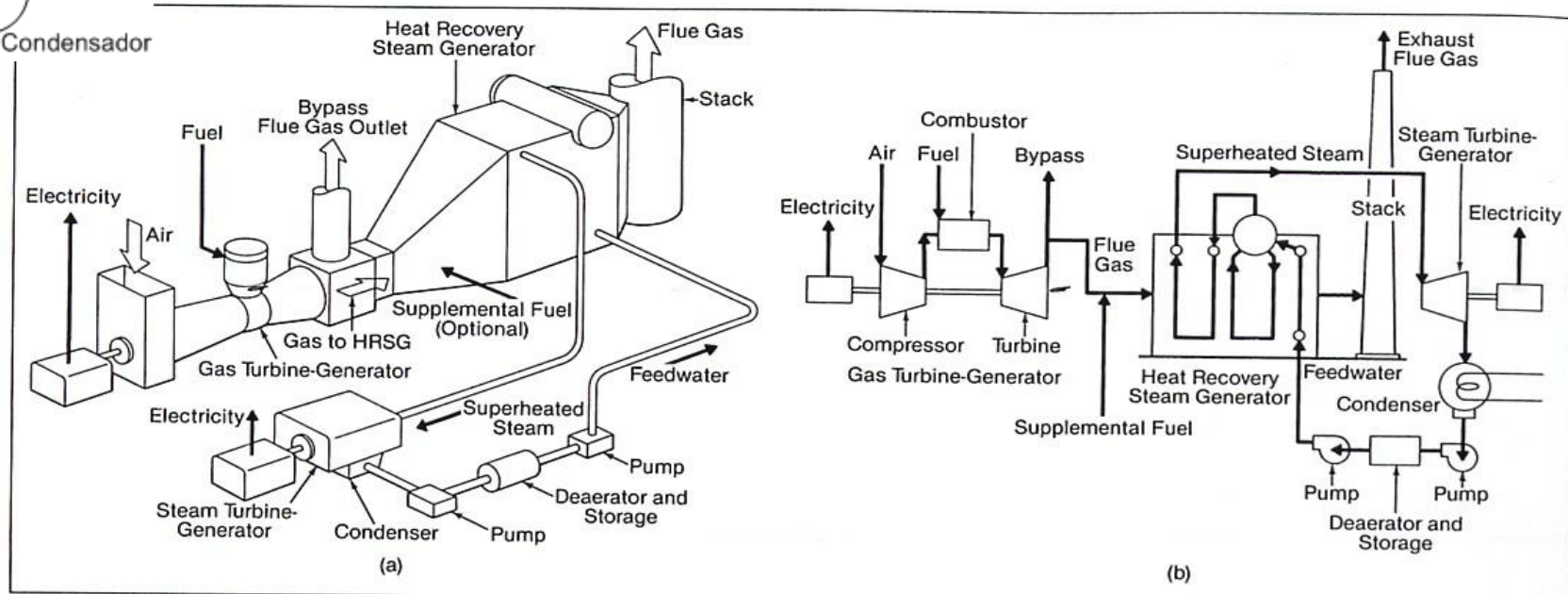
HORA			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
INVIERNO [€/MWh]			106.55	98.02	92.56	87.97	85.74	89.05	100.46	117.92	129.89	116.23	96.99	83.99	78.16	75.63	74.05	77.04	91.14	115.19	138.02	148.43	148.46	136.15	126.35	115.70
PRIMAVERA [€/MWh]			34.82	30.63	28.38	27.79	27.11	28.50	31.53	39.49	35.32	22.76	15.56	12.17	10.47	8.80	7.93	7.87	9.40	12.62	20.02	34.52	48.30	56.19	47.99	38.65
VERANO [€/MWh]			95.40	89.74	86.27	86.16	84.78	85.86	90.83	96.78	86.11	70.15	55.68	48.12	45.23	44.16	42.34	42.53	41.86	46.53	55.91	75.59	94.93	114.64	111.10	100.26
OTOÑO [€/MWh]			88.37	82.22	78.33	75.51	73.18	75.59	85.07	98.44	104.64	90.74	72.16	60.71	56.60	52.48	50.12	51.76	59.56	73.87	94.18	113.56	122.33	117.13	103.84	95.99
AÑO [€/MWh]	46.16	85.06			71.25	69.24	67.59	69.63	76.82	87.96	88.73	74.70	59.86		47.42	45.08	43.42	44.61	50.24		76.65	92.66	103.21	105.83	97.14	87.47
	CARGA [€/MWh]	DESCARGA [€/MWh]																								

¿QUÉ ES UN CICLO COMBINADO?



- Turbina de gas:
 - Quema un combustible (gas natural, normalmente)
 - Produce electricidad
 - Expulsa gases de escape a elevada temperatura ($\approx 600\text{ }^{\circ}\text{C}$)
- Turbina de vapor
 - Convierte el calor de los gases en electricidad
 - Expulsa calor de baja temperatura en el condensador
- Caldera de recuperación
 - Intercambiador de calor gases/vapor

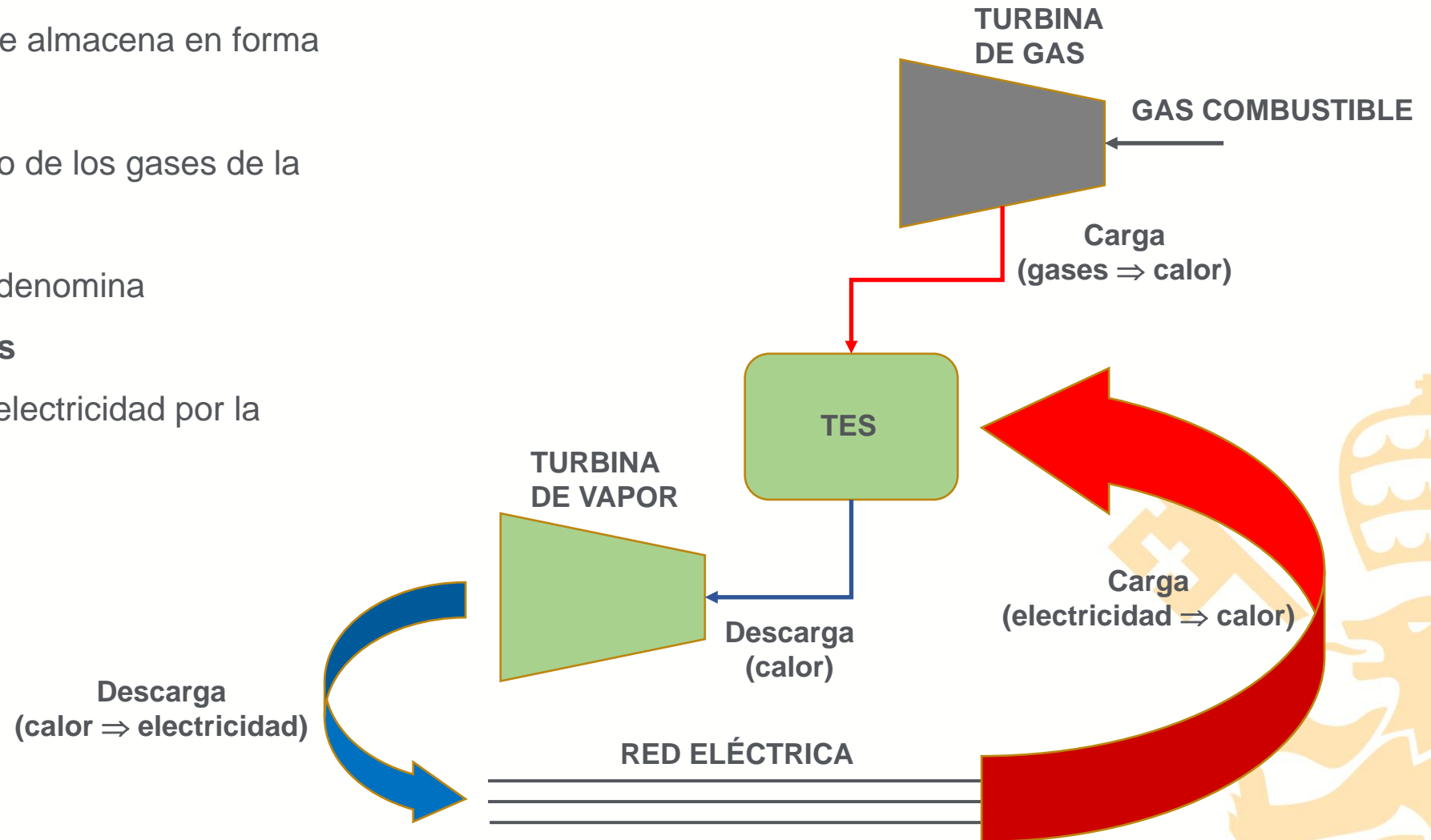
- Sistema altamente eficiente
- Actualmente como respaldo y restricciones técnicas
- La operación es simultánea, no funciona con almacenamiento



Simplified combined cycle system schematics.

CONVERSIÓN DE UN CICLO COMBINADO EN UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

- La electricidad de la red se almacena en forma de calor
- También llega calor directo de los gases de la turbina de gas
- A estos sistemas se les denomina **térmicamente integrados**
- El calor es convertido en electricidad por la turbina de vapor



CENTROS DE DATOS

De carga a almacén para la red



CONTEXTO DE LOS CENTROS DE DATOS

- Los centros de datos son grandes consumidores de energía.
- En USA se están instalando en isla, alimentados con turbinas de gas, considerando SMR para el futuro. También hay alto interés por los [motores de gas](#).
- En España [Repsol quiere hibridar el CC de Escatrón](#) (Zaragoza) con parques eólicos y fotovoltaicos para alimentar un *hiperescalar*. [Naturgy ofrece también sus ciclos combinados](#) para centros de datos.
- El consumo de un centro de datos varía a lo largo del día y del año, si bien es esperable un perfil:
 - Alta carga base
 - Carga pico en horas centrales del día y principalmente en horas solares (carga dominada por climatización)



LM2500XPRESS AERODERIVATIVE PACKAGE

THE LM2500XPRESS HAS A COMPACT CONFIGURATION WITH A FASTER INSTALL TIME, INCREASED MODULARITY, AND FEWER INTERCONNECTS FOR WHEN SPEED OF POWER IS CRITICAL.

	LM2500XPRESS+G4 DLE UPT	LM2500XPRESS+G5 DLE UPT (25ppm NOx)	LM2500XPRESS+G5 DLE UPT (15ppm NOx)	
SC PLANT PERFORMANCE	SC Net Output (MW)	34.5/34.4**	36.3/36.8**	33.9/34.5**
	SC Net Heat Rate (Btu/kWh, LHV)	8669/8563**	8751/8646**	8774/8693**
	SC Net Heat Rate (kJ/kWh, LHV)	9146/9034**	9233/9122**	9257/9172**
	SC Net Efficiency (% LHV)	39.4%/39.8%**	39.0%/39.5%**	38.9%/39.2%**
	Fast Start Capability (Minutes)	5	5	5
1X CC PLANT PERFORMANCE	CC Net Output (MW)	47.9/47.4**	51.4/51.7**	47.7/48.2**
	CC Net Heat Rate (Btu/kWh, LHV)	6221/6184**	6156/6129*	6223/6201*
	CC Net Heat Rate (kJ/kWh, LHV)	6564/6525**	6495/6466**	6566/6542**
	CC Net Efficiency (% LHV)	54.8%/55.2%**	55.4%/55.7%**	54.8%/55.0%**
	Plant Turndown - Min. Load (%)	35.0%	35.0%	35.0%
2X CC PLANT PERFORMANCE	Ramp Rate (MW/min)	30	30	30
	Startup Time (RR Hot*, Minutes)	30	30	30
	CC Net Output (MW)	96.6/95.6**	103.6/104.3**	96.2/97.2**
	CC Net Heat Rate (Btu/kWh, LHV)	6173/6136**	6107/6075**	6174/6149**
	CC Net Heat Rate (kJ/kWh, LHV)	6513/6474**	6443/6410**	6514/6488**
2X CC PLANT PERFORMANCE	CC Net Efficiency (% LHV)	55.3%/55.6%**	55.9%/56.2%**	55.3%/55.5%**
	Plant Turndown - Min. Load (%)	35.0%	35.0%	35.0%
	Ramp Rate (MW/min)	60	60	60
	Startup Time (RR Hot*, Minutes)	30	30	30

NOTE: Net Plant ratings are based on ISO conditions, natural gas, inlet and exhaust losses included and balance of plant equipment excluded. Actual performance will vary with project specific conditions, fuel and ambient conditions. 2PN01 = Two pressure, non-reheat. * Rapid Response/Hot Start ** 50 Hz/60 Hz

TO LEARN MORE ABOUT THIS OFFERING, CONTACT YOUR SALES REPRESENTATIVE OR VISIT

governova.com

© 2025 GE Vernova and/or its affiliates. All rights reserved. GE and the GE Monogram are trademarks of General Electric Company used under trademark license.



-37 MW
SIMPLE CYCLE OUTPUT

-52 MW
1X1 COMBINED CYCLE OUTPUT

>104 MW
2X1 COMBINED CYCLE OUTPUT

-40%
SIMPLE CYCLE EFFICIENCY

50/60
HZ

With up to 95% assembly in the factory, the LM2500XPRESS was created for speed and simplicity. The LM2500XPRESS comes pre-packaged in 10 simplified modules for easy installation and features 27 electrical interconnects vs. 130+ for a traditional plant, as well as greatly reduced mechanical interconnects. Module systems flushing is completed at the factory, so customers don't need to flush on-site. For customers who need power in days, not weeks, the LM2500XPRESS package can be installed in about 14 days by 20 people. Its plug and play nature lets you get power to the grid quickly and efficiently, or provides industrial companies the ability to get up and running fast.



La más vendida de GE para centros de datos

Serie aeroderivada de Siemens con datos públicos

Industrial gas turbine SGT-800



Capable to burn **75%*** hydrogen H2

* H₂ content in natural gas (volume percent)

		45 MW	50 MW	56 MW	57 MW	62 MW
Gross efficiency	%	38.4	39.4	39.5	40.1	41.1
Heat rate	kJ/kWh	9,381	9,147	9,123	8,970	8,759
Turbine speed	rpm	6,600	6,600	6,600	6,600	6,600
Pressure ratio		18.3:1	19.8:1	22.0:1	22.0:1	21.1:1
Exhaust mass flow	kg/s	115.1	124.7	137.7	136.6	135.5
Exhaust temperature	°C	574	560	564	565	596

NOTE: All performance values are based on standard design, ISO ambient conditions and natural gas fuel. No intake or exhaust loss.



siemens-energy.com/gasturbines

APLICACIÓN CON SGT-800/62 MW

PERFILES DE USO

GRID (almacenamiento para la red)

- Consumo valle del DC de 124 MW.
- En las horas solares se toma electricidad de la red para el almacenamiento.
- Durante las horas de descarga se exporta electricidad a la red.
- Punto de acceso: 6 h consumo; 11 h exporta.

VRE (integración en red de renovables locales)

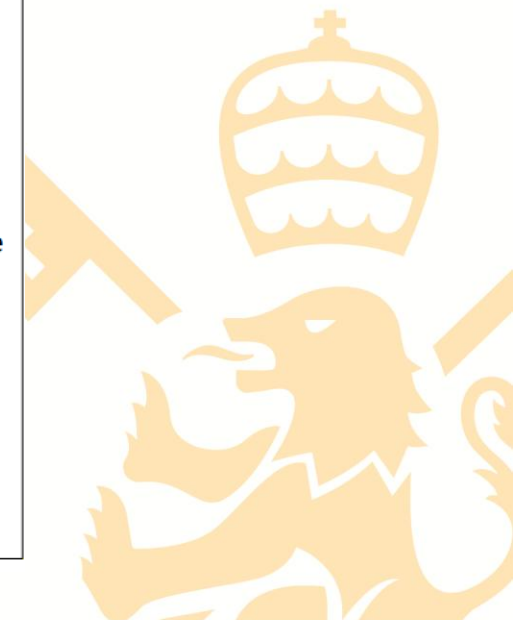
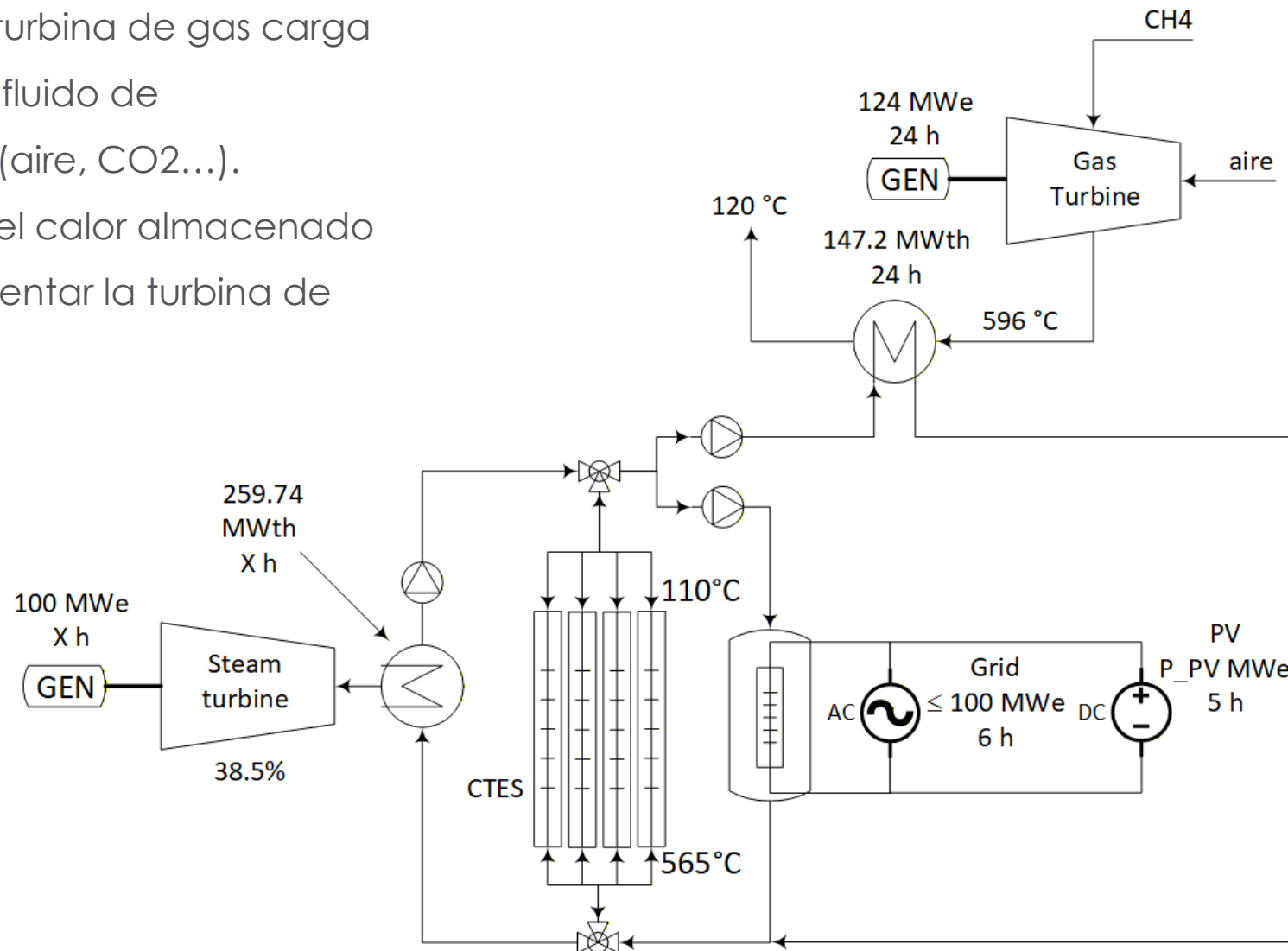
- Consumo valle del DC de 124 MW.
- En las horas solares se toma poca electricidad de la red para el almacenamiento. La PV local carga principalmente el almacenamiento.
- Durante las horas de descarga se exporta electricidad a la red.
- Punto de acceso: 6 h consumo; 16 h exporta.

OFF-GRID (operación en isla del DC)

- Consumo valle del DC de 224 MW.
- En las horas solares la PV local carga el almacenamiento.
- El DC consume toda la descarga.
- Punto de acceso: No hay.

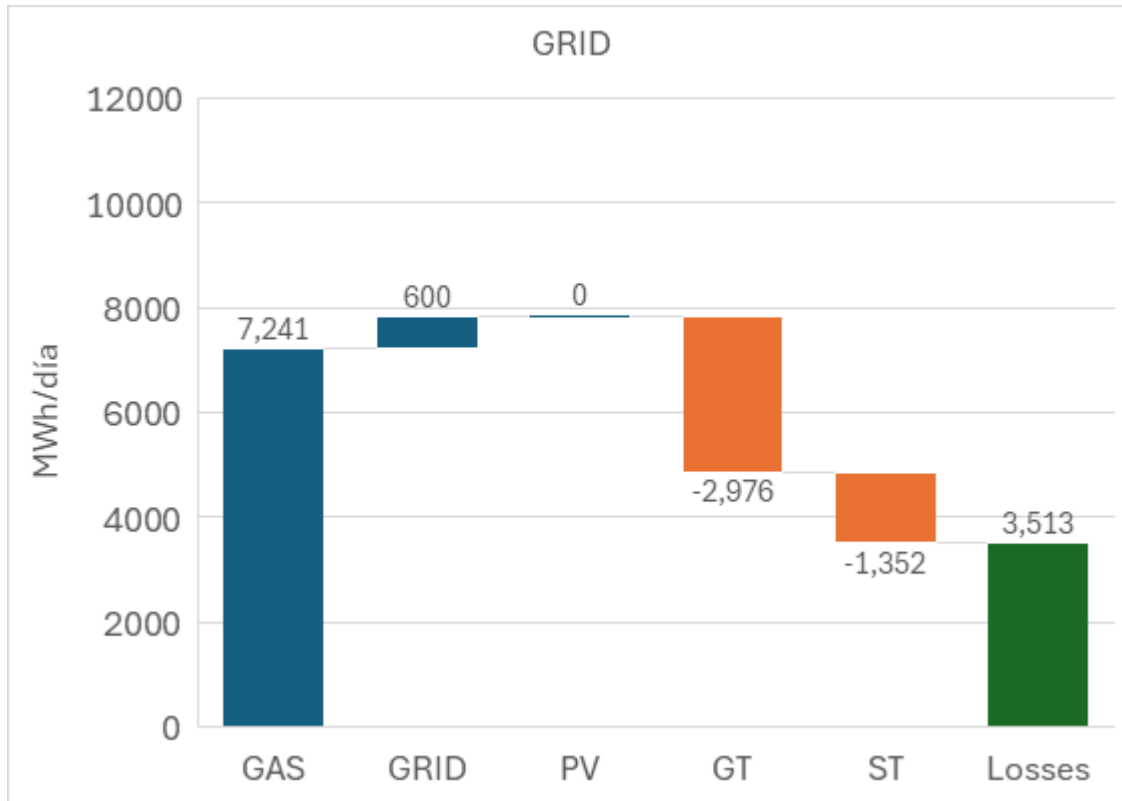
ESQUEMA

- El calor residual de la turbina de gas carga el bloque a través del fluido de transferencia térmica (aire, CO₂...).
- Durante la descarga, el calor almacenado se recupera para alimentar la turbina de vapor.

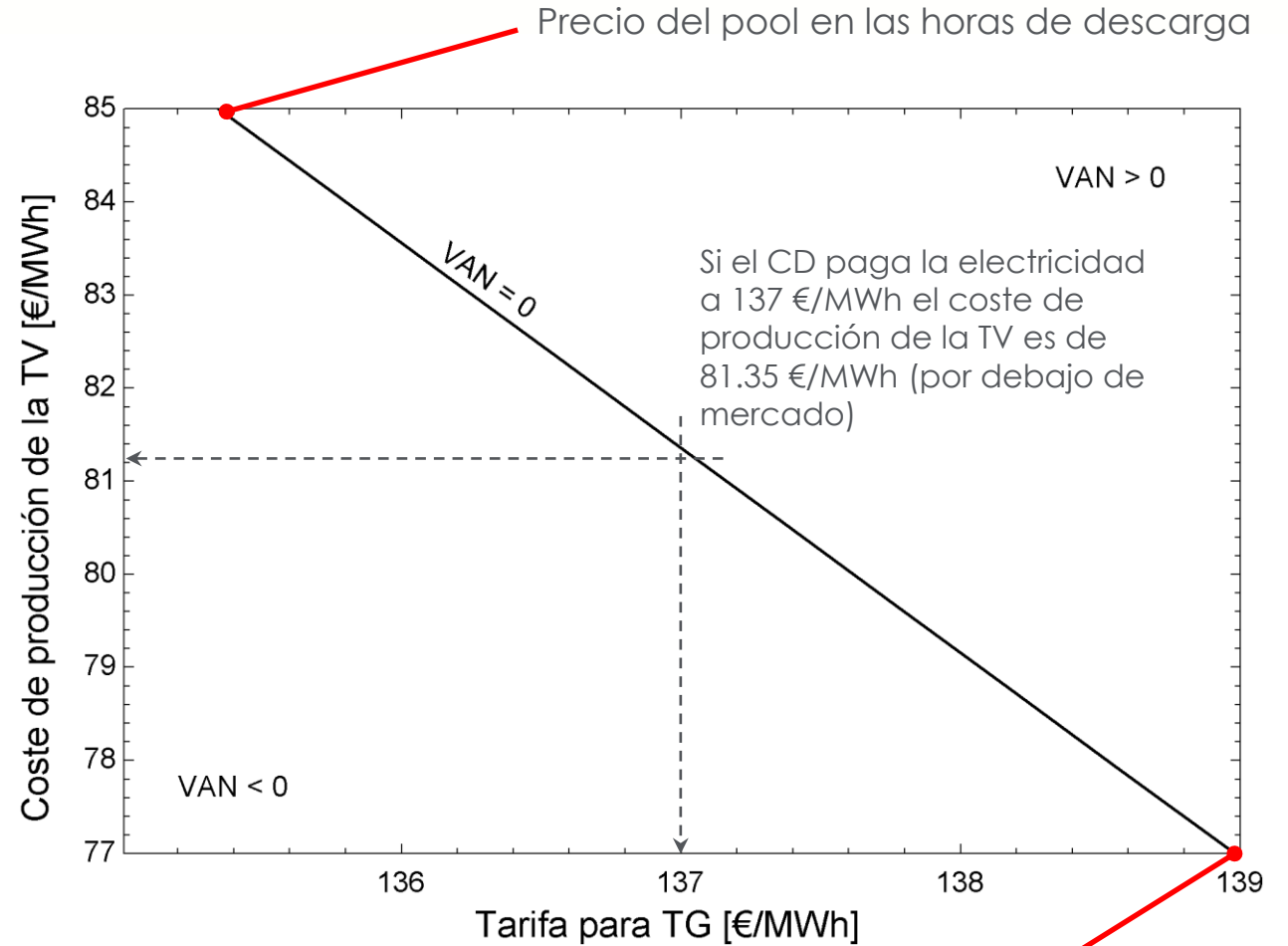


BALANCE ENERGÉTICO Y COSTES

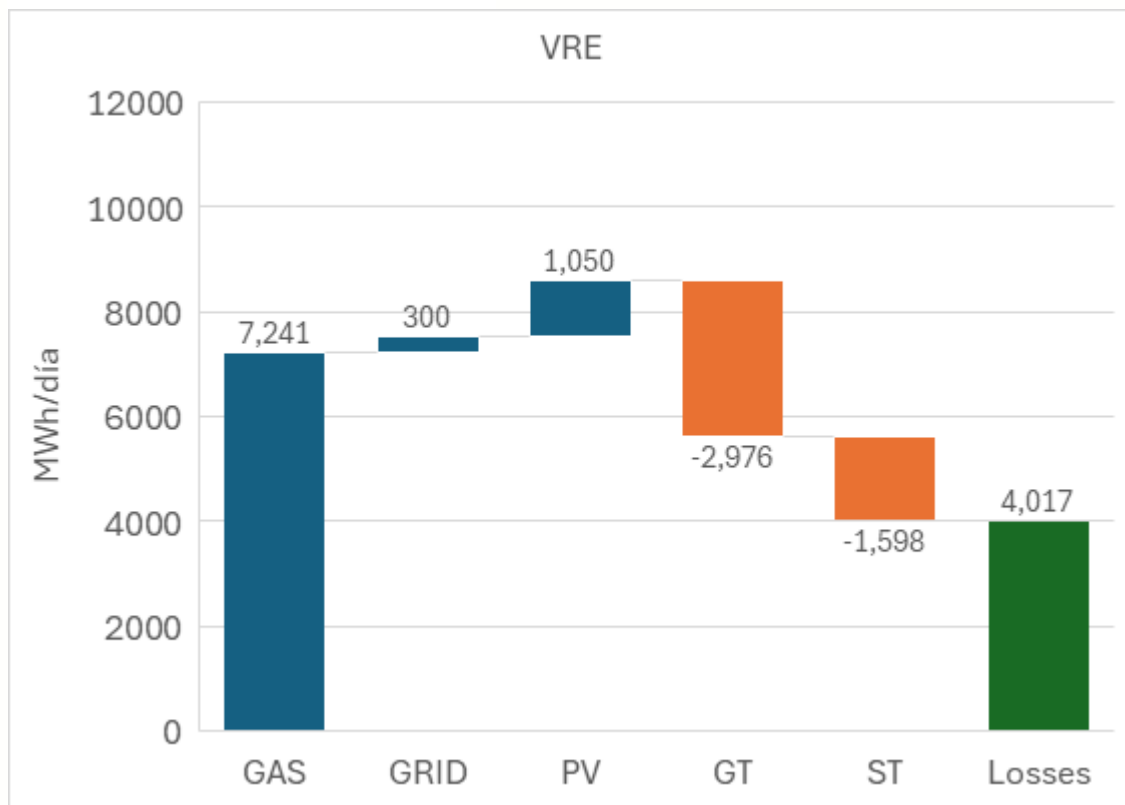
Perfil GRID



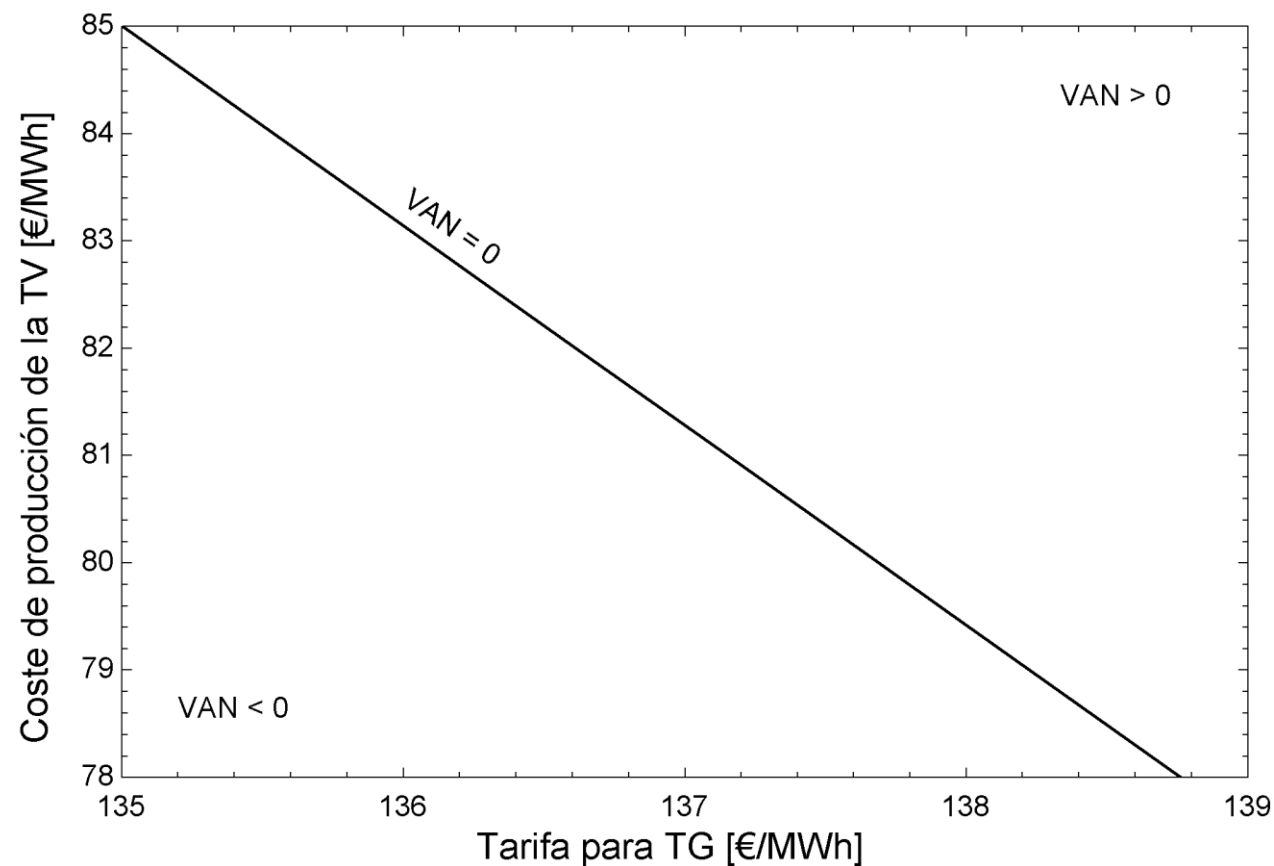
$$RTE = \frac{1352}{600} = 225.4\%$$



Perfil VRE

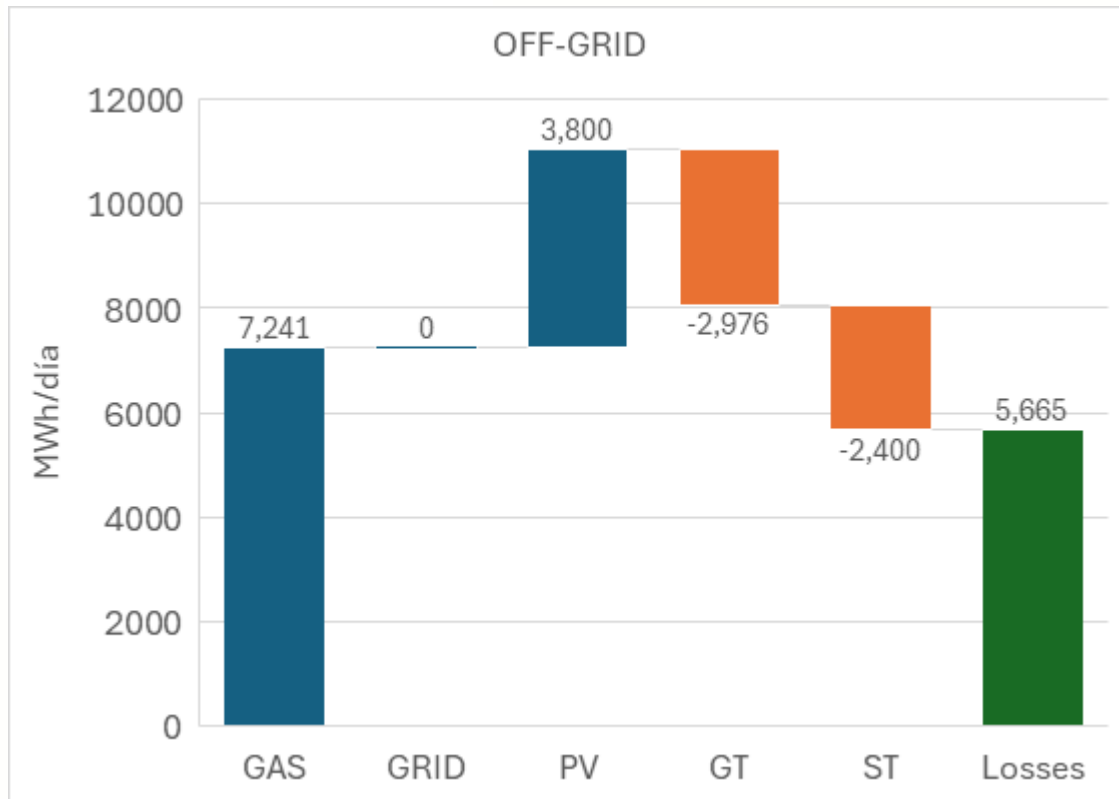


$$RTE = \frac{1598}{300 + 1050} = 118.4\%$$



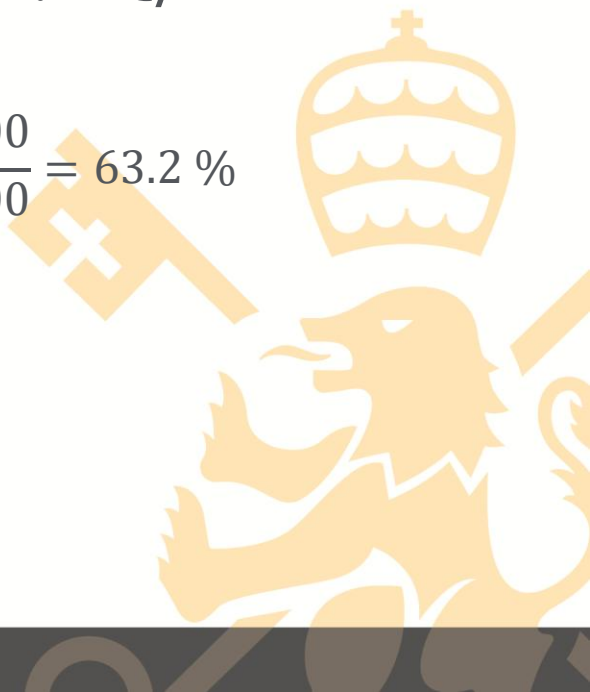
BALANCE ENERGÉTICO Y COSTES

Perfil OFF-GRID

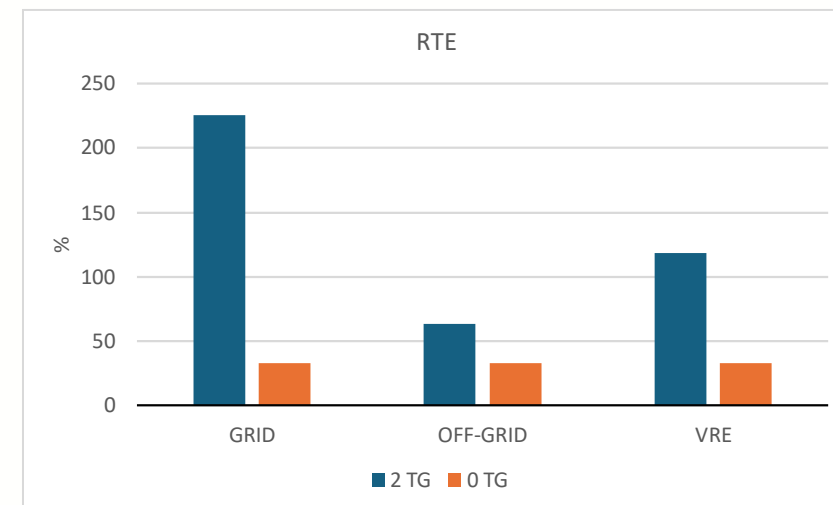
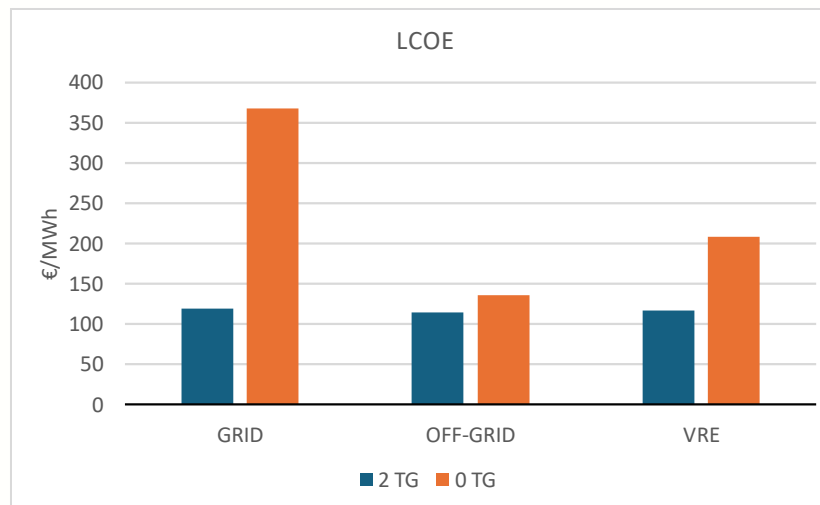
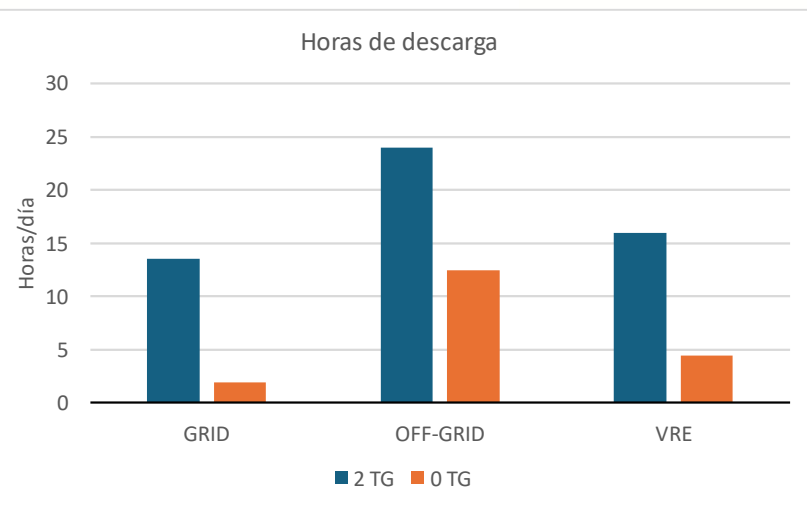


$$LCOE = 114.4 \text{ €/MWh}$$

$$RTE = \frac{2400}{3800} = 63.2 \%$$



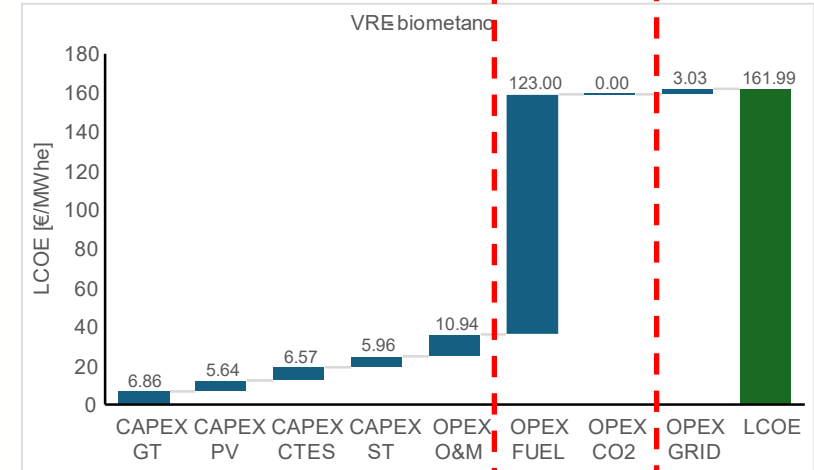
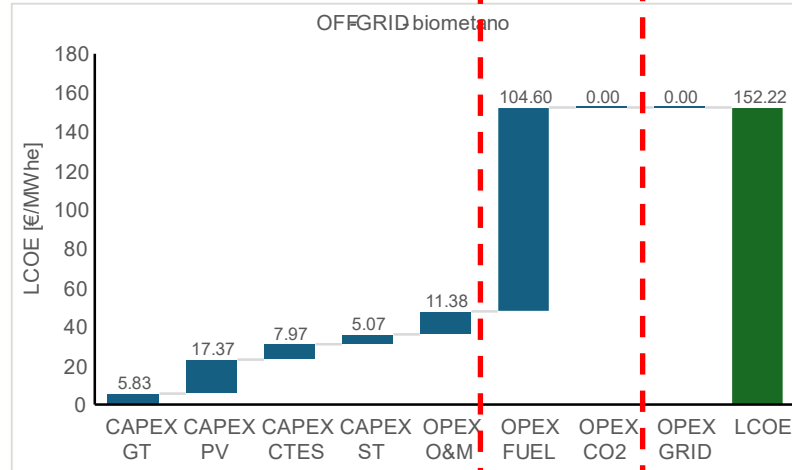
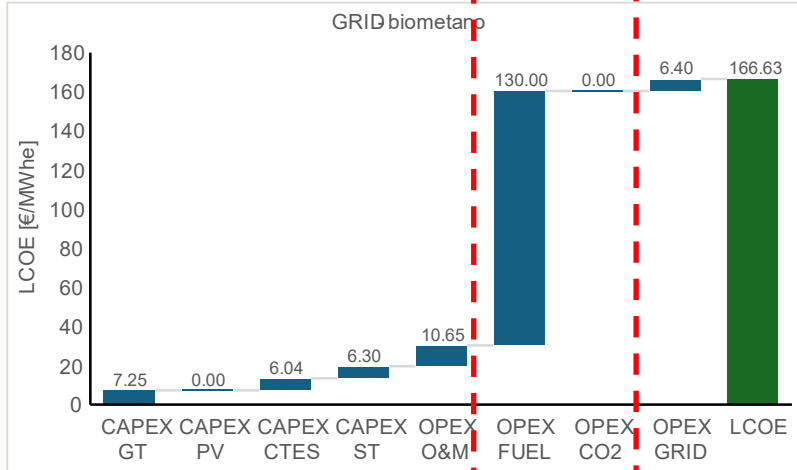
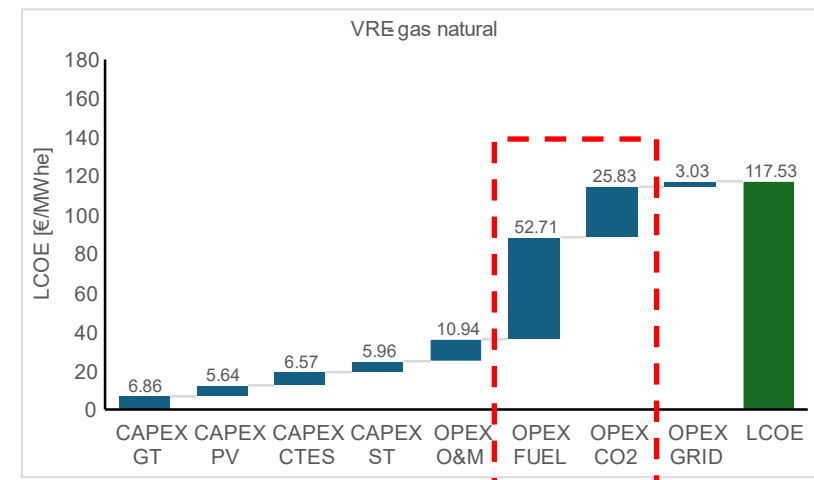
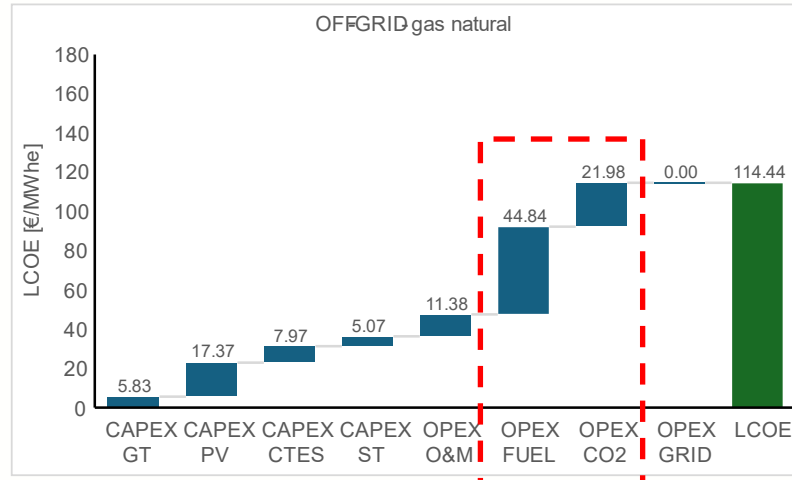
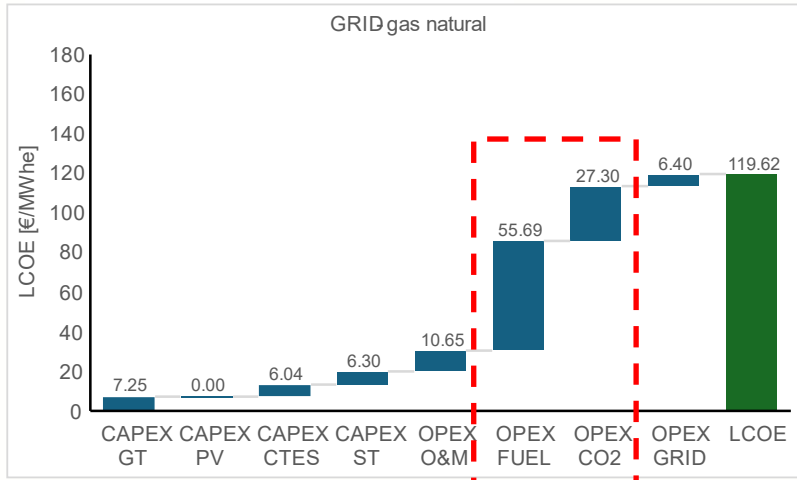
¿ES NECESARIA LA TURBINA DE GAS?



- La recuperación del calor residual de la TG permite:
 - Aumentar las horas de descarga
 - Reducir los costes
 - Aumentar la *round-trip-efficiency*
- El perfil GRID es el que más se ve potenciado por la recuperación del calor residual de la TG
- El LCOE del perfil OFF-GRID podría ser razonable sin TG, pero la potencia instalada de EERR sería excesiva, sólo apta para DC pequeños



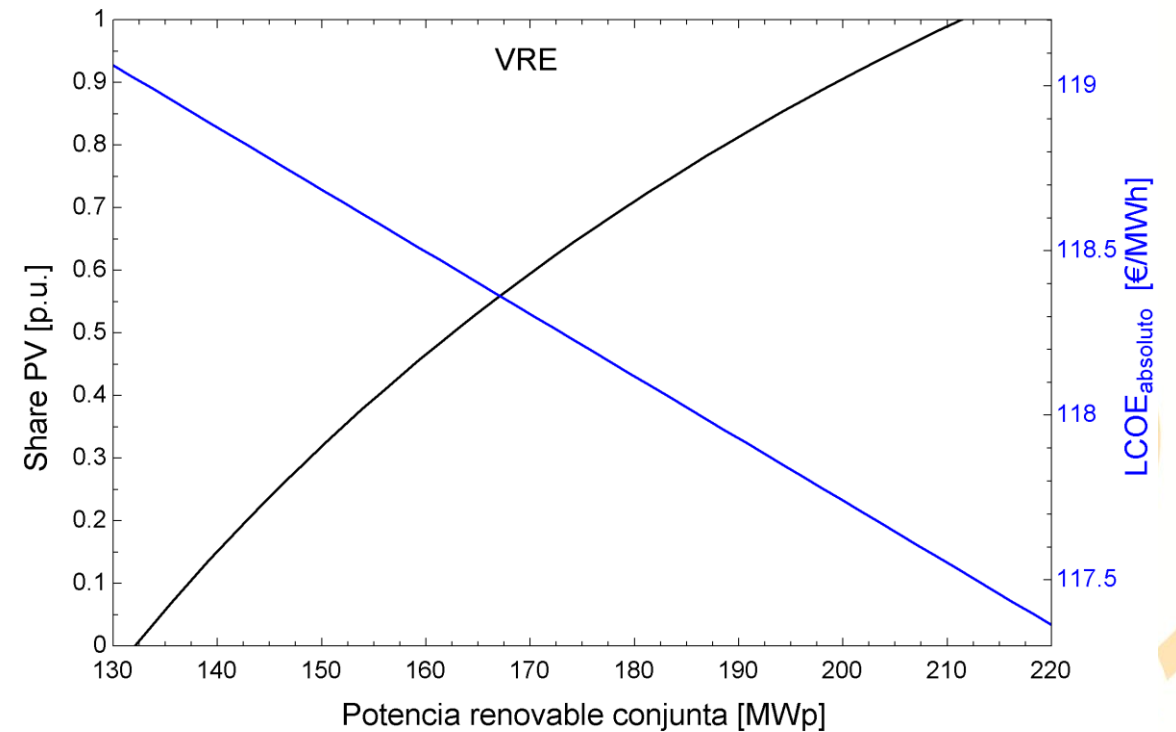
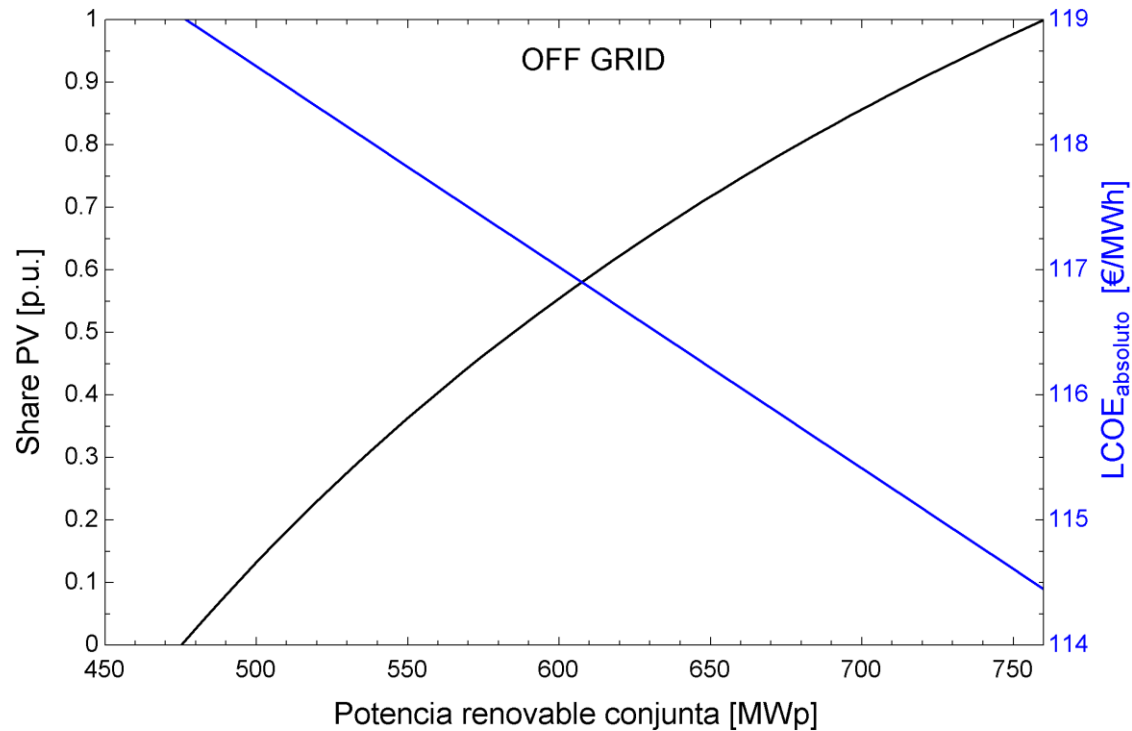
¿REEMPALZAMOS EL GAS POR BIOMETANO?



- Tarifa biometano: 70 €/MWh-PCS
- Consumo anual de metano: 2933 GWh-PCS

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA (PV) & EÓLICA (WF)

- La inclusión de energía eólica aumenta ligeramente el LCOE pero reduce considerablemente la potencia instalada.



CONCLUSIONES (I)

- En [este artículo divulgativo](#) se explica la configuración GRID.
- Se han valorado tres perfiles de uso:
 - GRID: brinda integración de vertidos y capacidad del centro de datos ≈ 124 MWe
 - OFF-GRID: permite funcionamiento en isla del centro de datos (≈ 224 MWe), requiriendo elevado recurso renovable
 - VRE: permite integrar renovables existentes aprovechando la infraestructura de un centro de datos (≈ 124 MWe)
- Los costes de la electricidad producida son comparables en todas las configuraciones: 115 a 120 €/MWh
- La TG permite:
 - GRID y VRE: aumentar mucho las horas de descarga
 - OFF-GRID: el efecto es el menor de los tres perfiles, pero reduce mucho la potencia renovable instalada para lograr 24 horas de descarga
- La inclusión de energía eólica permite reducir la potencia instalada, aumentando algo los costes

CONCLUSIONES (II)

- La inclusión de la TG es lo más conflictivo en España. Sin embargo:
 - Es difícil alimentar hiperescalares sin recurrir a contribución de TG
 - Se puede lograr hacer 100% renovable si se usa biometano en vez de gas natural, pero el LCOE aumenta debido al mayor coste del biometano (70 €/MWh-PCS), aunque la supresión de la tasa de CO2 ayuda:
 - GRID: 167 €/Mwhe
 - OFF-GRID, 100% PV (760 MWp): 152 €/Mwhe
 - OFF-GRID, 50% PV (585 MWp PV & WF): 155 €/Mwhe
 - VRE, 100% PV: 162 €/Mwhe
 - Los costes no son excesivos, sobre todo teniendo en cuenta los servicios a la red. Sin embargo, puede haber problemas de disponibilidad de biometano (2.9 TWh/año)
 - El escenario OFF-GRID sería similar al planteado por [Warstila](#)
 - [AVK & Warstila proponen una solución basada en microrredes](#) similar a la nuestra, hablando de servicios a la red, aunque más orientado a demanda flexible y balance con BESS



OTRAS CONFIGURACIONES

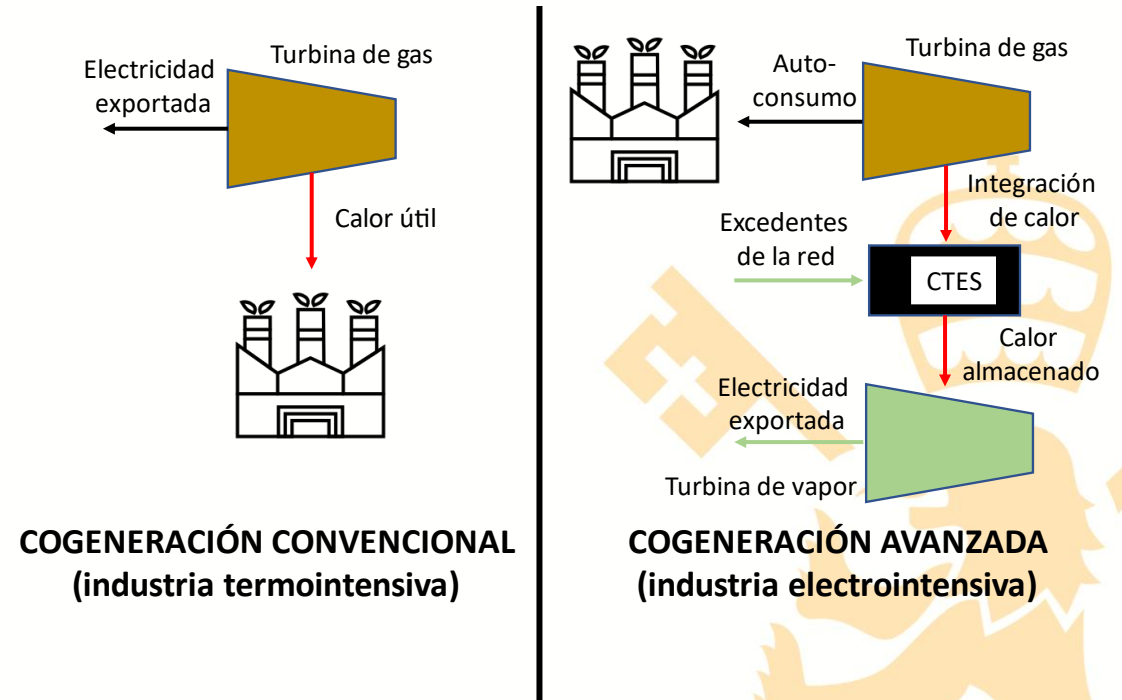
ALIMENTACIÓN DE UNA INDUSTRIA ELECTROINTENSIVA

Hacia una extensión del concepto de cogeneración



INTRODUCCIÓN

- El Centro de Datos se ha tomado como paradigma de demanda constante y elevada. Sin embargo, la propuesta es aplicable a otros sectores. En concreto, la industria electrointensiva puede ser beneficiaria del mismo, implicando ello una evolución del concepto de cogeneración. Los detalles se dan en [este artículo divulgativo](#).
- En una industria **TERMO**-intensiva el calor residual de la TG se recupera para suministrarle calor y la electricidad se exporta a la red, con un cierto nivel de autoconsumo
- En una industria **ELECTRO**-intensiva el perfil GRID permite que la electricidad de la TG la alimente en exclusiva (o a una microrred industrial) y el calor se emplee para almacenar energía de la red



- Se redefine el concepto de cogeneración:

Combined Heat & Power CHP

- Autoconsumo de una parte de la electricidad producida por el grupo cogenerador, exportando el resto.
- Consumo de todo el calor recuperable del grupo (situación ideal para maximizar la eficiencia).

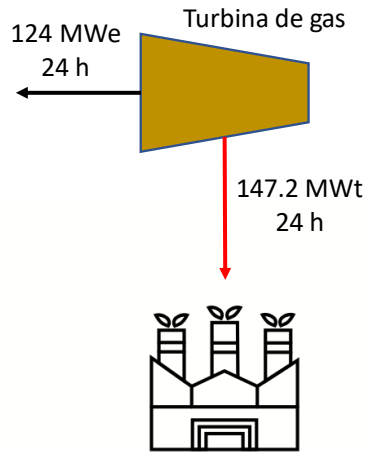
$$REE = \frac{E_{TG}}{\frac{E_{TG}}{0.411} - \frac{V}{0.9}}$$

Combined Grid Storage & Power CGSP

- Autoconsumo del 100% de la electricidad de la turbina de gas.
- El calor residual se recupera en dos fases:
 - Se envía el 100% del calor recuperable al almacén térmico.
 - En la fase de carga se consume electricidad de la red
 - En la fase de descarga se exporta electricidad a la red a través de la turbina de vapor
- De forma externa a la industria, pero dentro de la instalación cogeneradora estaría el punto de acceso eléctrico, por el que se tomarían los excedentes de red y se evacuaría la producción de la turbina de vapor.

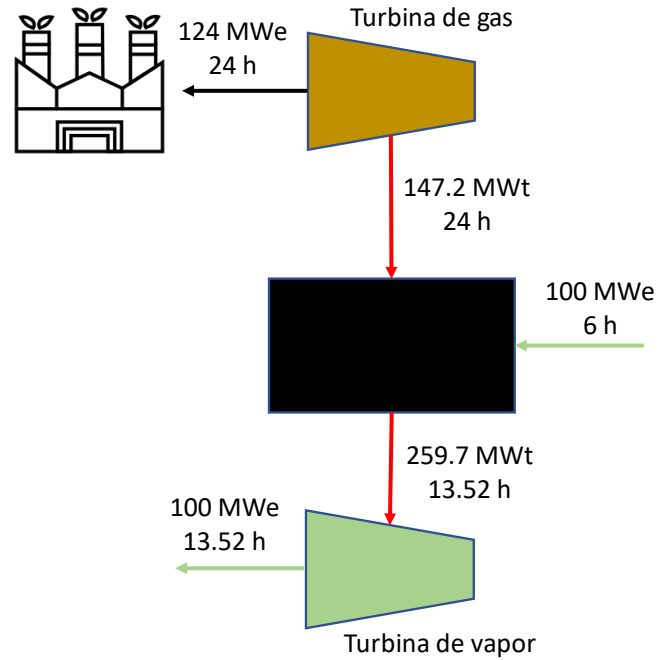
$$REE = \frac{E_{TG} + E_{TV} - E_{red}}{\frac{E_{TG}}{0.411} - \frac{E_{TV}}{0.53}}$$

COGENERACIÓN PARA ELECTROINTENSIVAS



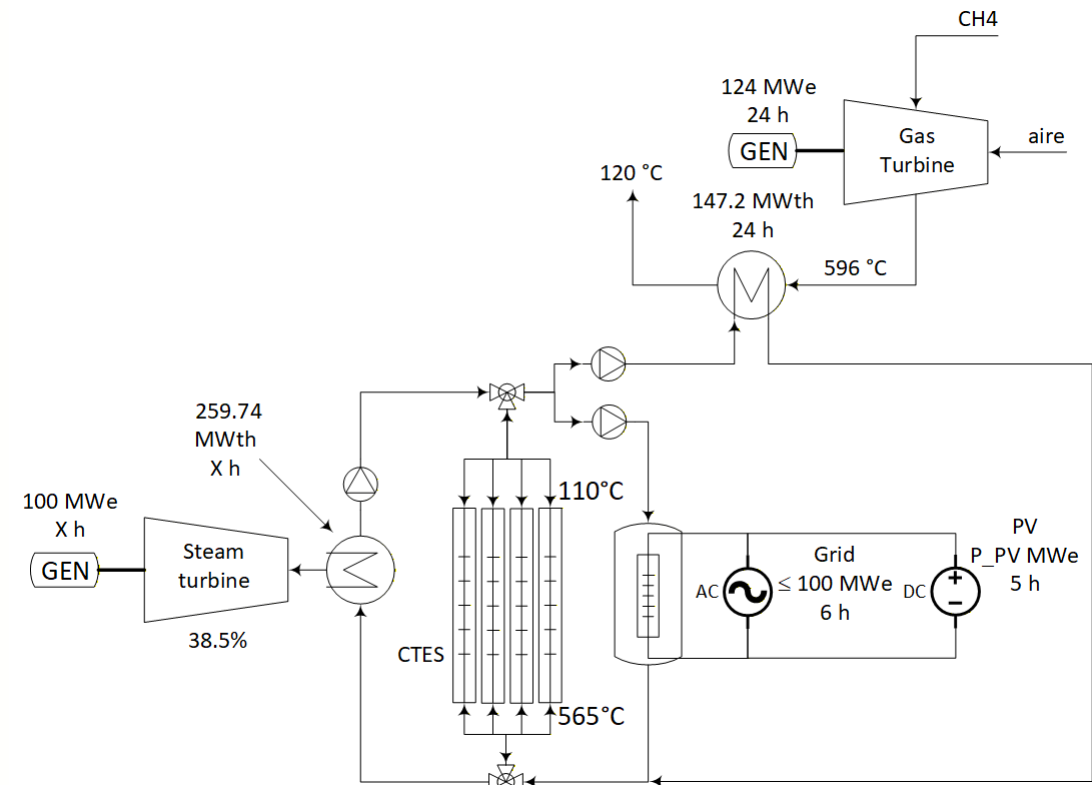
$$REE = \frac{2976}{\frac{2976}{0.411} - \frac{3523}{0.9}} = 89.47\%$$

COGENERACIÓN CONVENCIONAL (CHP)
(industria termointensiva)

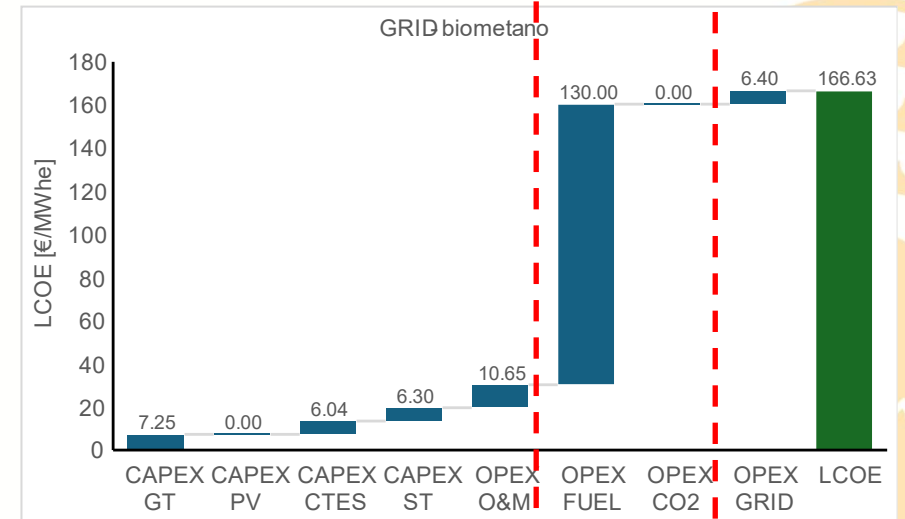
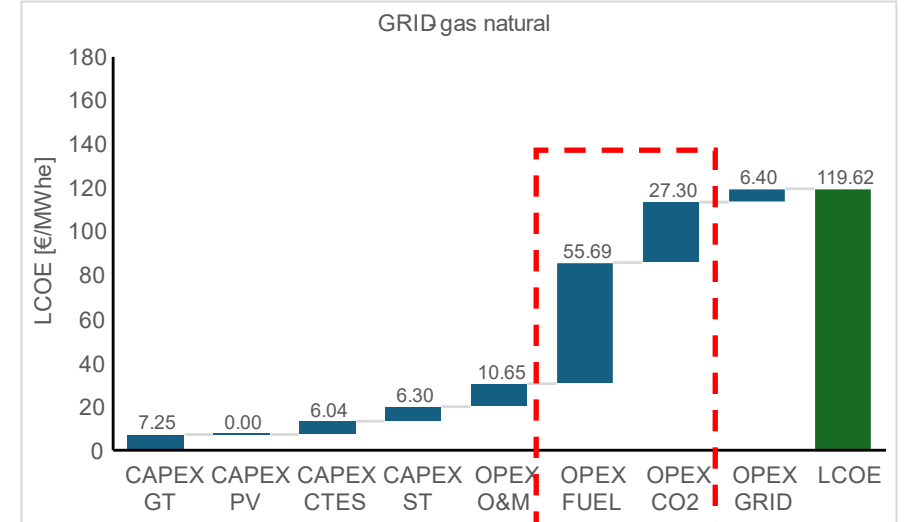
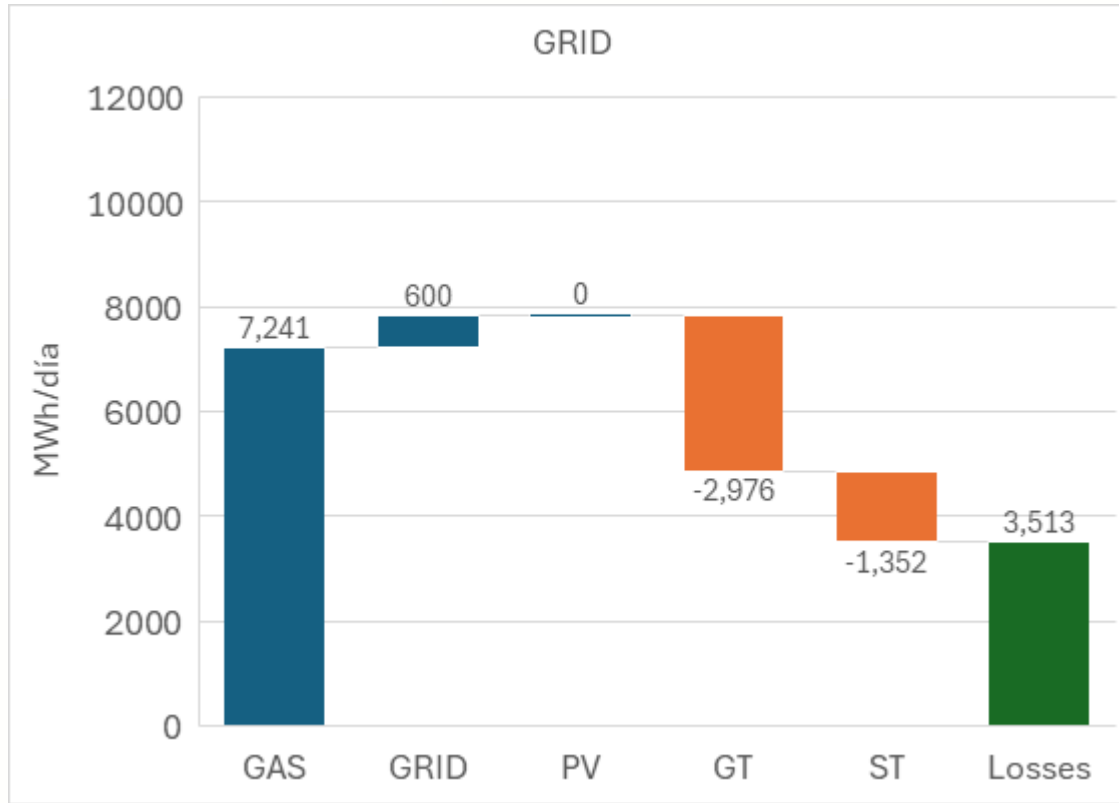


$$REE = \frac{2976 + 1352 - 600}{\frac{2976}{0.411} - \frac{1352}{0.53}} = 79.49$$

COGENERACIÓN AVANZADA (CGSP)
(industria electrointensiva)

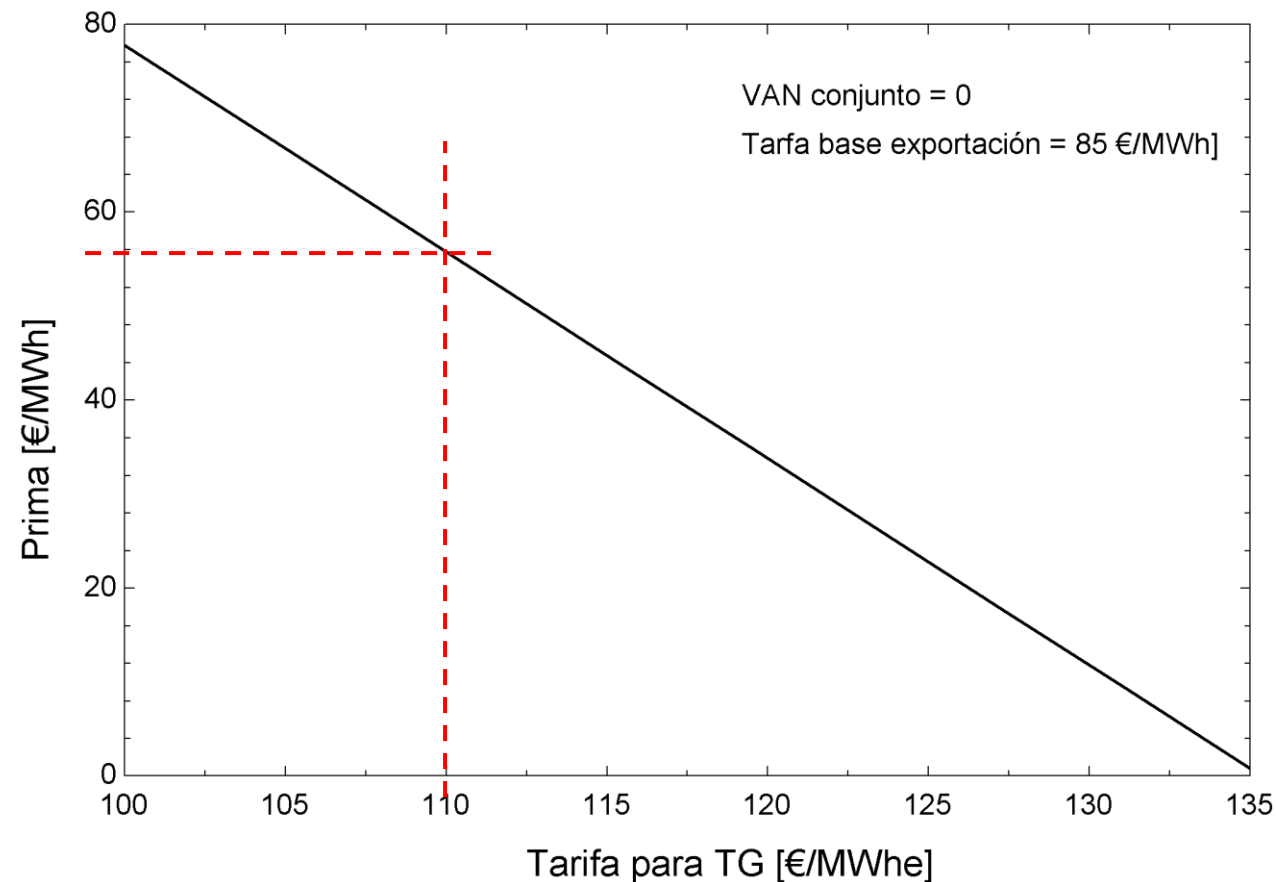


RESULTADOS (perfil GRID)



RESULTADOS (perfil GRID)

- El LCOE mencionado incluye tanto la operación de la turbina de gas como del sistema de almacenamiento.
- Separación en dos servicios:
 - Tarifa para la industria (TG)
 - Tarifa para exportación a red (TV)
 - VAN del conjunto = 0 ($wacc = 7.5\%$)
 - Se establece una prima a la exportación a red sobre el precio de mercado ($\approx 85 \text{ €/MWh}$) para poder reducir la tarifa a la industria respecto a su LCOE real
- La prima sería una alternativa al bonus actual de las industrias electrointensivas, de modo que en lugar de compensarles los altos costes de la electricidad atendiendo a la producción industrial se les pagaría mediante una prima por el servicio de almacenamiento para la red.



- Ejemplo:
 - Tarifa para la industria: 110 €/MWh
 - Prima a la electricidad exportada: 56 €/MWh, para que con los 85 €/MWh del mercado se alcance un VAN = 0

CONCLUSIONES

- El sistema permite extender el concepto de cogeneración a industrias electrointensivas
- El bonus para la industria se deriva del servicio a la res que presta
- El uso de gas natural queda justificado por el servicio a la red, pudiendo emplearse biometano



OTRAS CONFIGURACIONES

TRANSFORMACIÓN DE UN CICLO COMBINADO EN UN ALMACÉN DE ELECTRICIDAD



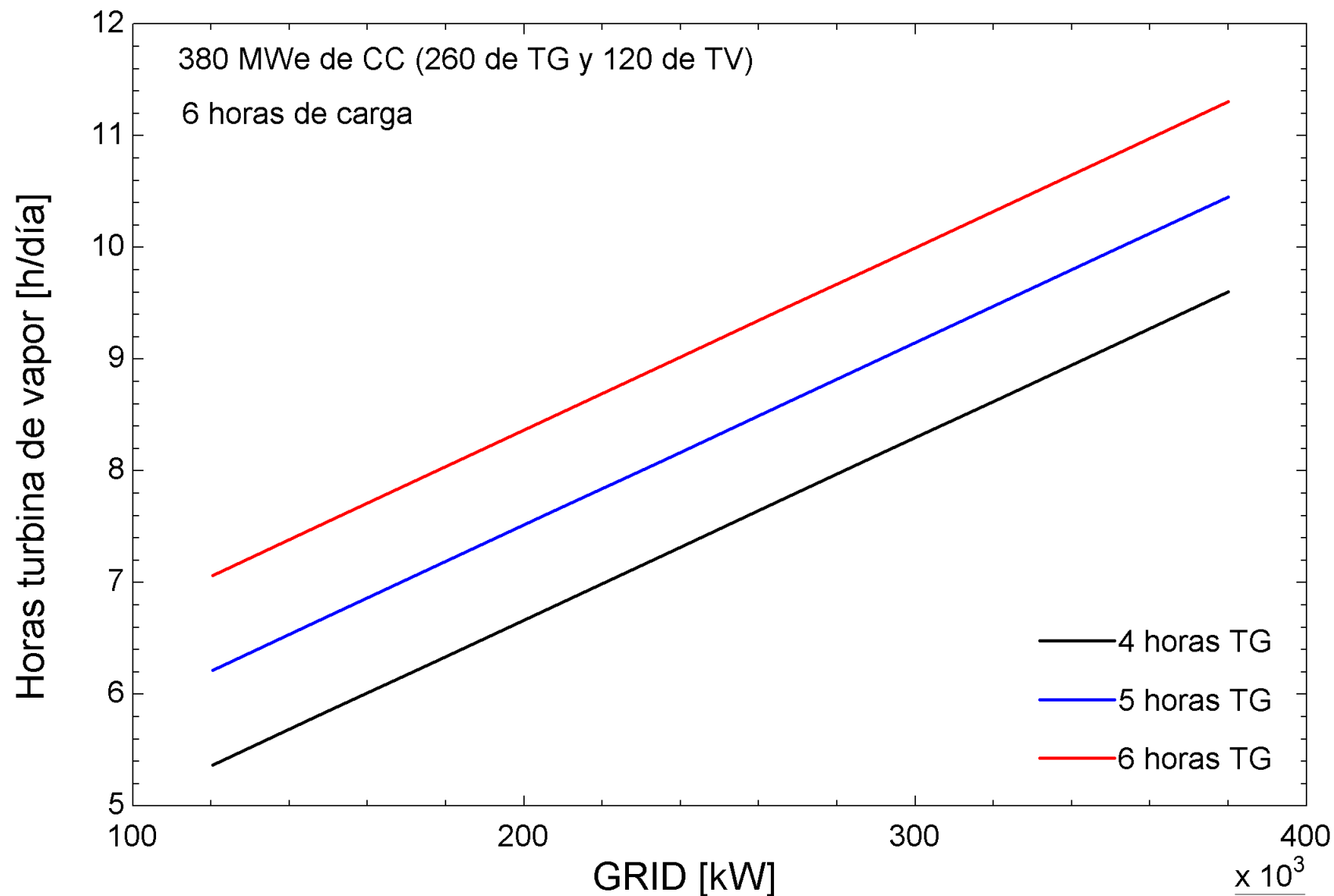
PLANTEAMIENTO

- El anterior sistema constituye un ciclo combinado donde la TV opera en diferido, y que está pensando (GRID & VRE) para que la TG satisfaga la demanda valle de un centro de datos 24/7
- Otra alternativa es tomar un ciclo combinado existente y realizar las siguientes modificaciones:
 - Intercalar almacenamiento entre los gases de la TG y el HRSG
 - Tener en cuenta la operativa actual de los ciclos combinados ([1362 horas/año en 2024](#))
 - Añadir una resistencia eléctrica y cargar el TES con excedentes de red 6 h/día
 - Exportar a red la electricidad de la TG durante 4 a 6 horas/día y cargar el TES con el calor de sus gases
 - Obtener las horas posibles de exportación a red de la TV alimentada por el TES

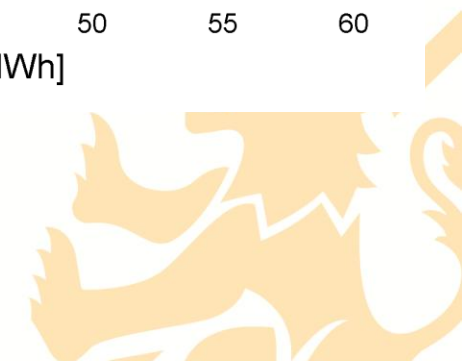
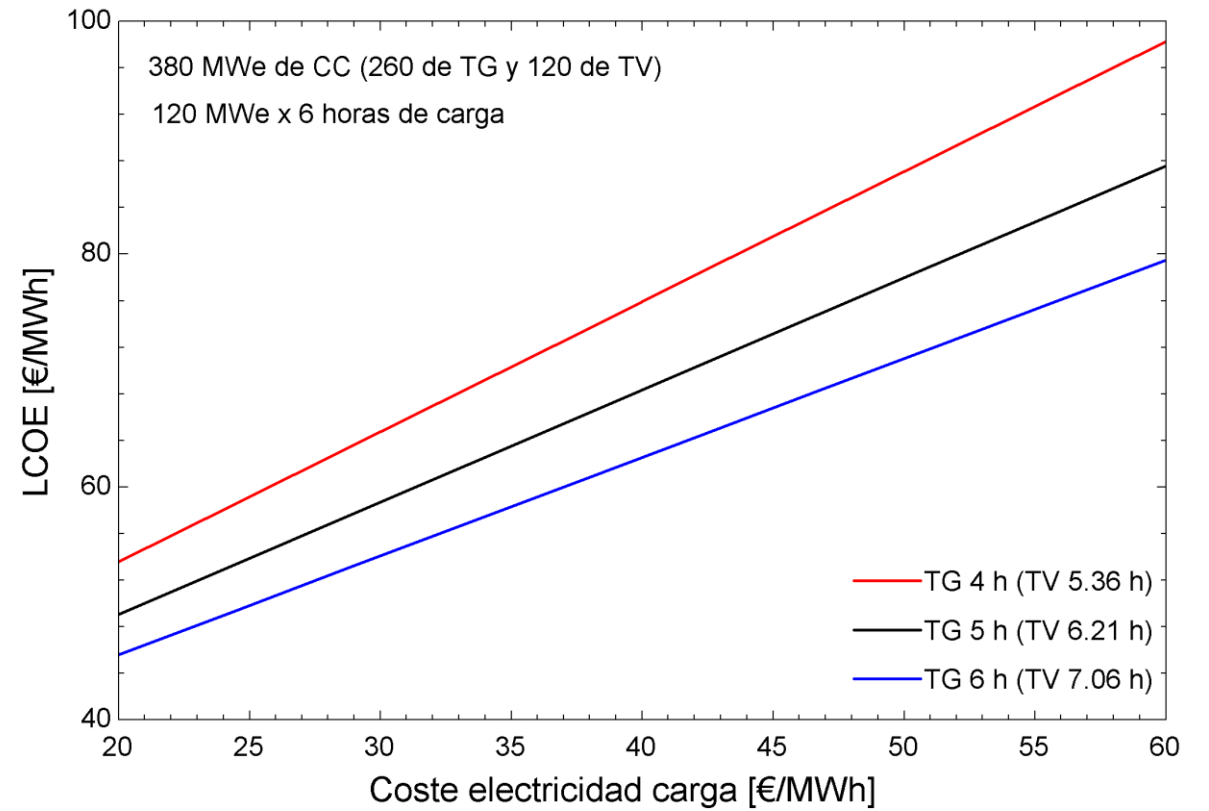
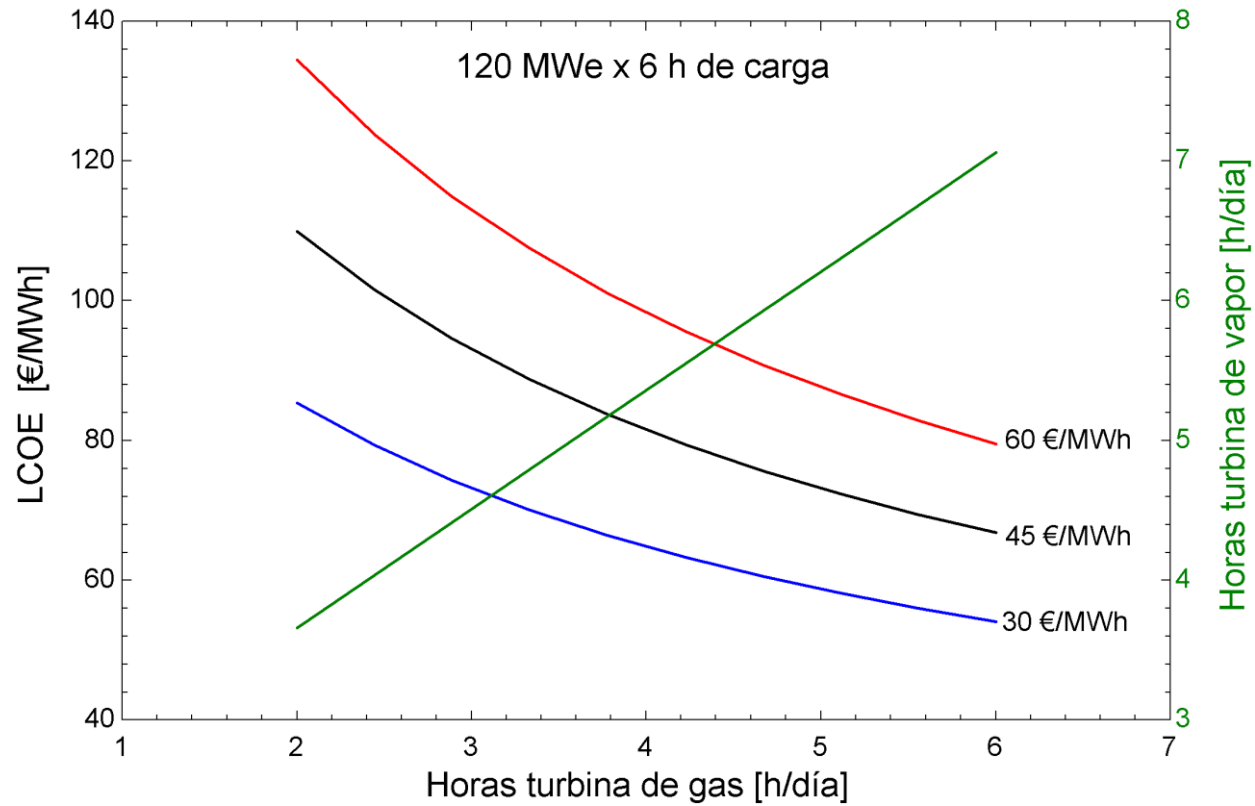


RESULTADOS ENERGÉTICOS

- Capacidad de acceso: 380 MW (ciclo combinado)
- 6 horas de carga + 4/5/6 horas de TG
- Operando 4 horas al día la TG requeriría 380 MWe de resistencia eléctrica para tener una descarga de 9.6 horas
- Operando 5 horas al día la TG requeriría 352 MWe de resistencia eléctrica para tener una descarga de 10 horas
- Operando 6 horas al día la TG requeriría 300 MWe de resistencia eléctrica para tener una descarga de 10 horas

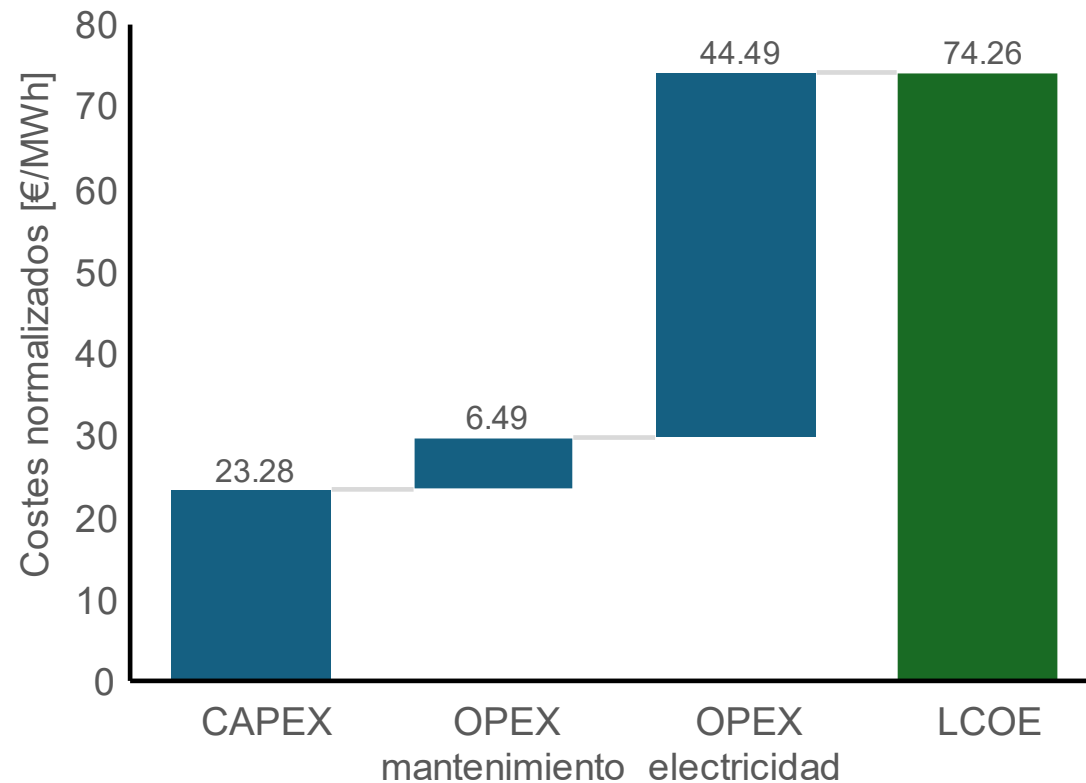


RESULTADOS ECONÓMICOS



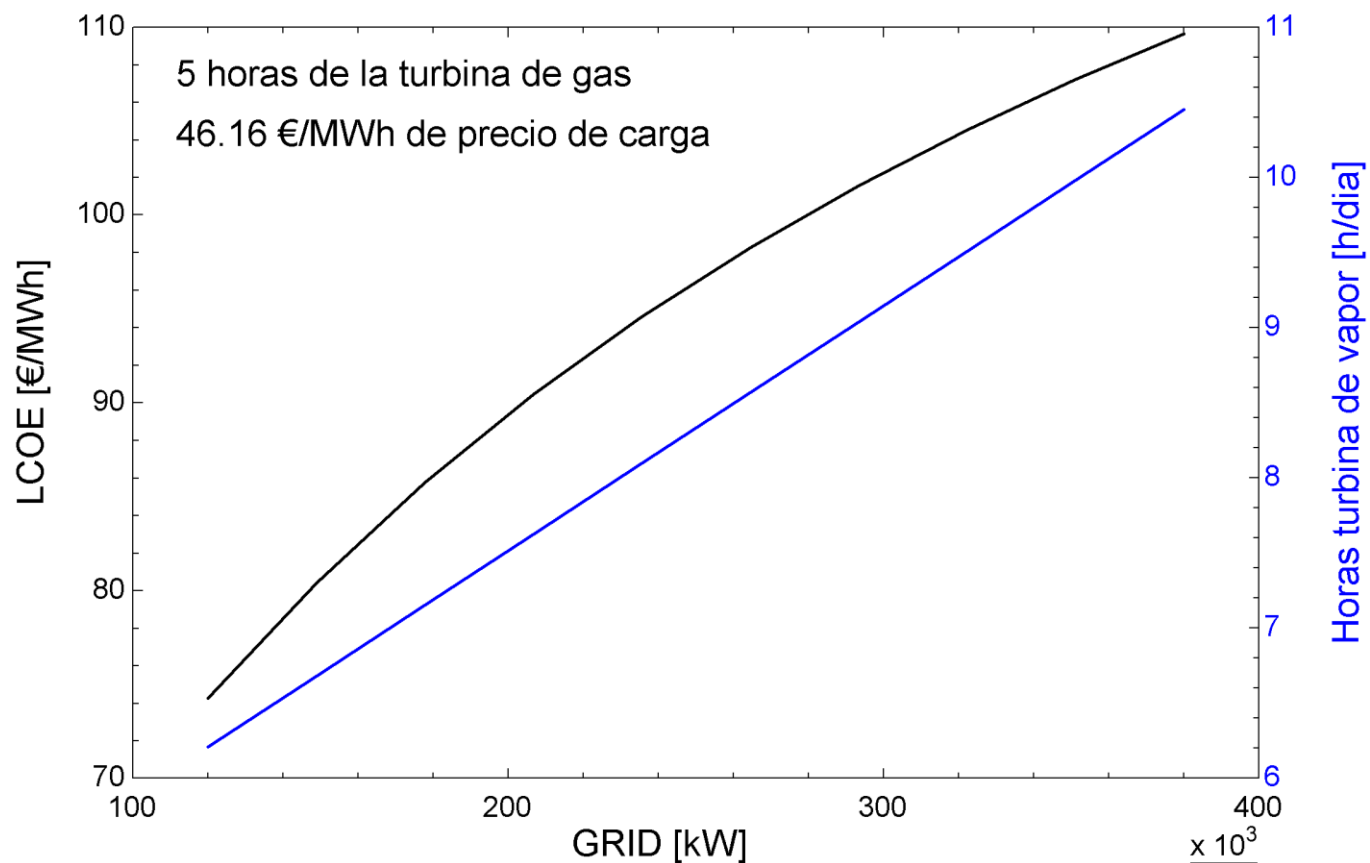
RESULTADOS ECONÓMICOS

- Resistencia de 120 MW
- Tarifa de carga: 46.16 €/MWh
- 5 horas de TG
- Índices energéticos:
 - Electricidad tomada de la red: 720 MWh
 - Calor de los gases de escape: 1563 MWh
 - Electricidad descargada: 747.1 MWh
 - % electricidad red / descarga: 31.5%
 - RTE: 1.038 p.u.
 - Eficiencia: 52.34%
 - Horas de descarga: 6.21



RESULTADOS ECONÓMICOS

- El caso anterior, con 120 MW de resistencia, se ha obtenido buscando contener el LCOE. Sin embargo, no da muchas horas de descarga. Se pueden obtener más horas con más potencia en la resistencia, si bien aumentan también los costes.
- Ejemplo: 350 MW de resistencia
 - 9.96 horas de descarga
 - LCOE = 107.1 €/MWh
 - 57.3% de la electricidad exportada procede de la red



CONCLUSIONES

- Se pueden convertir los ciclos combinados actuales en baterías de larga duración (> 4 horas)
- La inversión necesaria:
 - Resistencia eléctrica para calentar aire
 - Almacenamiento en sólidos; HTF aire
- Se ha tomado para el CTES un diseño del DOE americano, el prototipo [FlexJoule](#) porque facilitan gran cantidad de datos en abierto, incluida una estimación económica. Incluyen una eficiencia del 85%, debida principalmente al movimiento del aire por los tubos. Otros diseños ([Brenmiller](#)) con resistencias embebidas podrían mejorar dicho rendimiento, pero no se dispone de información pública.
- En este [artículo divulgativo](#) se desarrolla la aplicación al CC



GRACIAS POR SU ATENCIÓN

Turno de preguntas

linares@comillas.edu

comillas.edu

