INFORME DE LA APORTACIÓN DE LA COGENERACIÓN AL SISTEMA (2018-2025)

24 Noviembre 2026

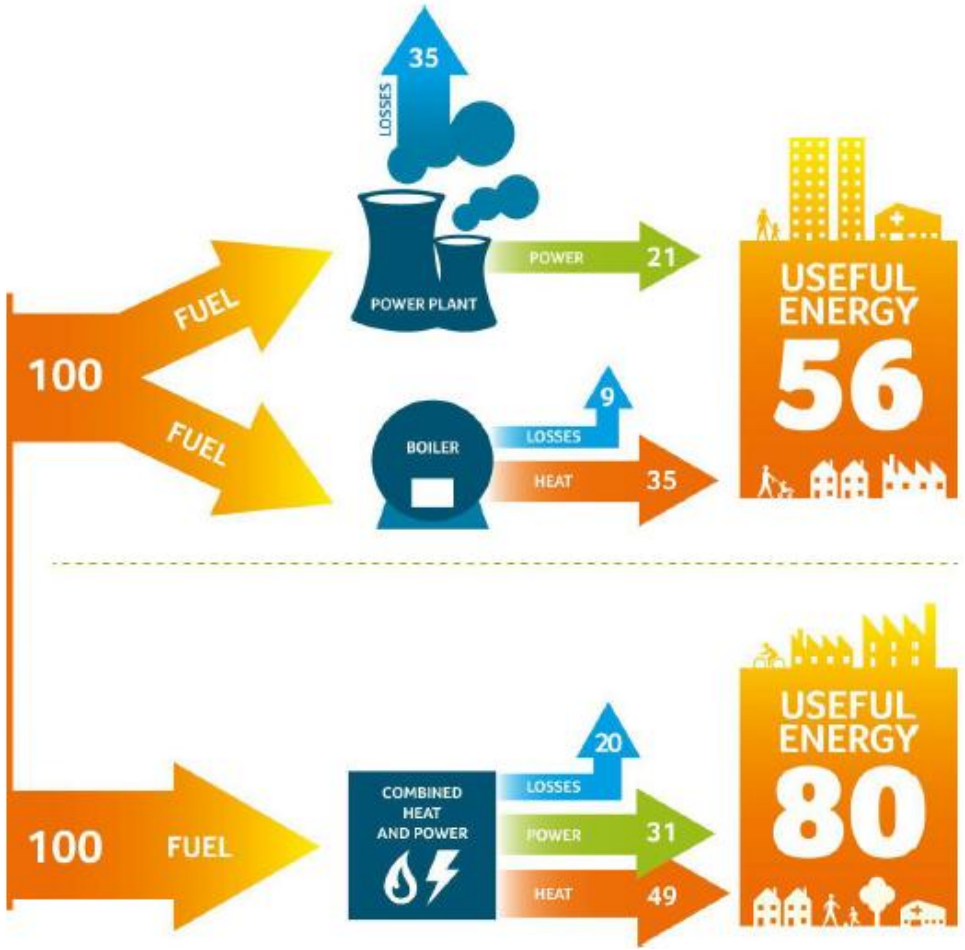
Sandra Lloria Hernández

COGEN España
Impulsando la energía del futuro

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA PARA LA PROMOCIÓN DE LA COGENERACIÓN

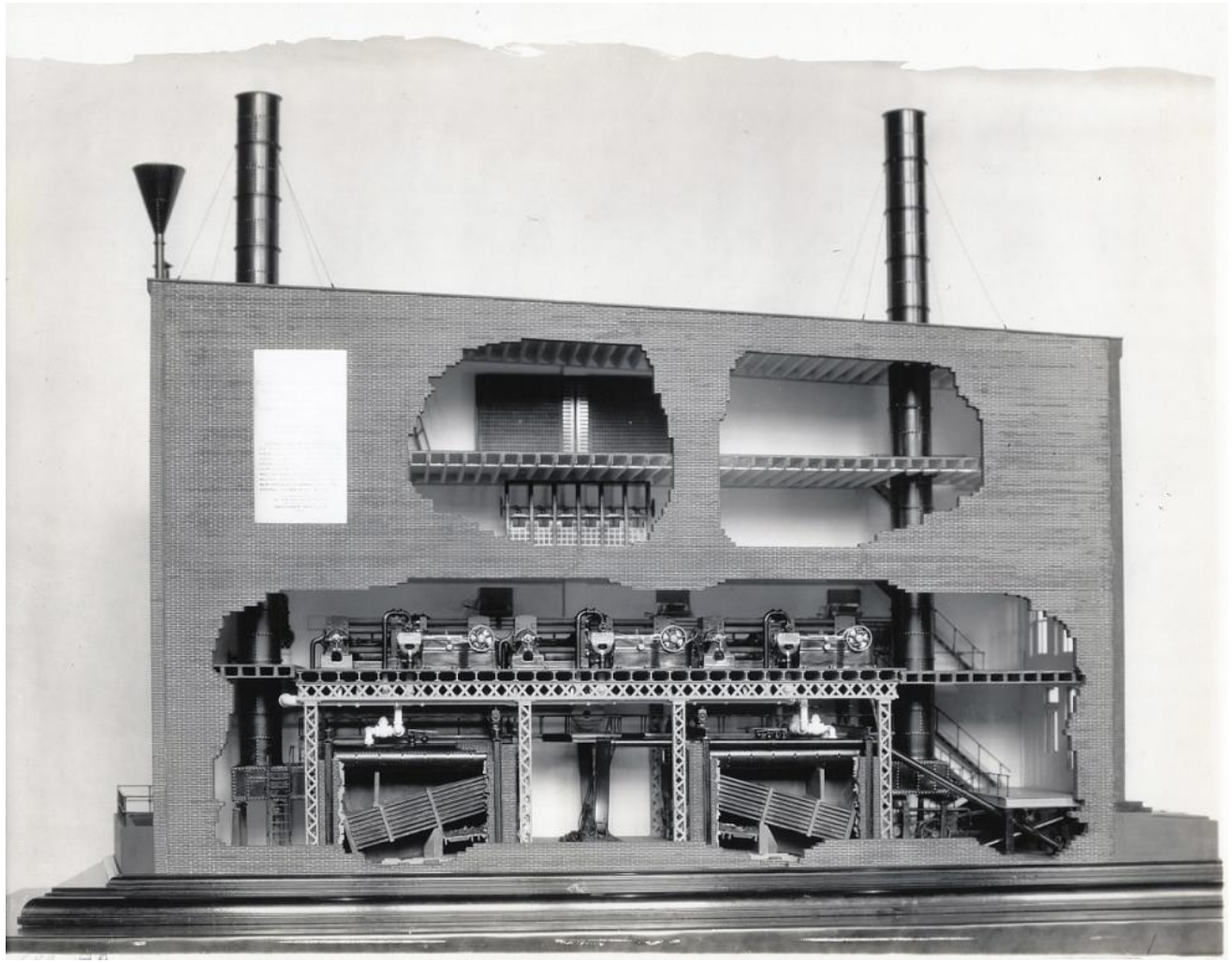
¿QUÉ ES LA COGENERACIÓN?

- La cogeneración se define un conjunto de tecnologías que permiten la producción simultánea, en un proceso secuencial, de energía mecánica y/o eléctrica y energía térmica útil.
- El calor útil engloba desde vapor de agua, agua caliente, aceites térmicos, gases directos y frío industrial o de climatización.
- La característica común de estas tecnologías es su mayor eficiencia energética respecto a la producción de electricidad y calor por separado.
- La cogeneración es una tecnología en continua evolución, **agnóstica en combustibles**, y que ha apostado por la introducción de las renovables y otras tecnologías de almacenamiento y gestión de la demanda como veremos en estas jornadas. De hecho, este camino ya tiene recorrido a nivel europeo, con más del 27% de cogeneración renovable en 2025.



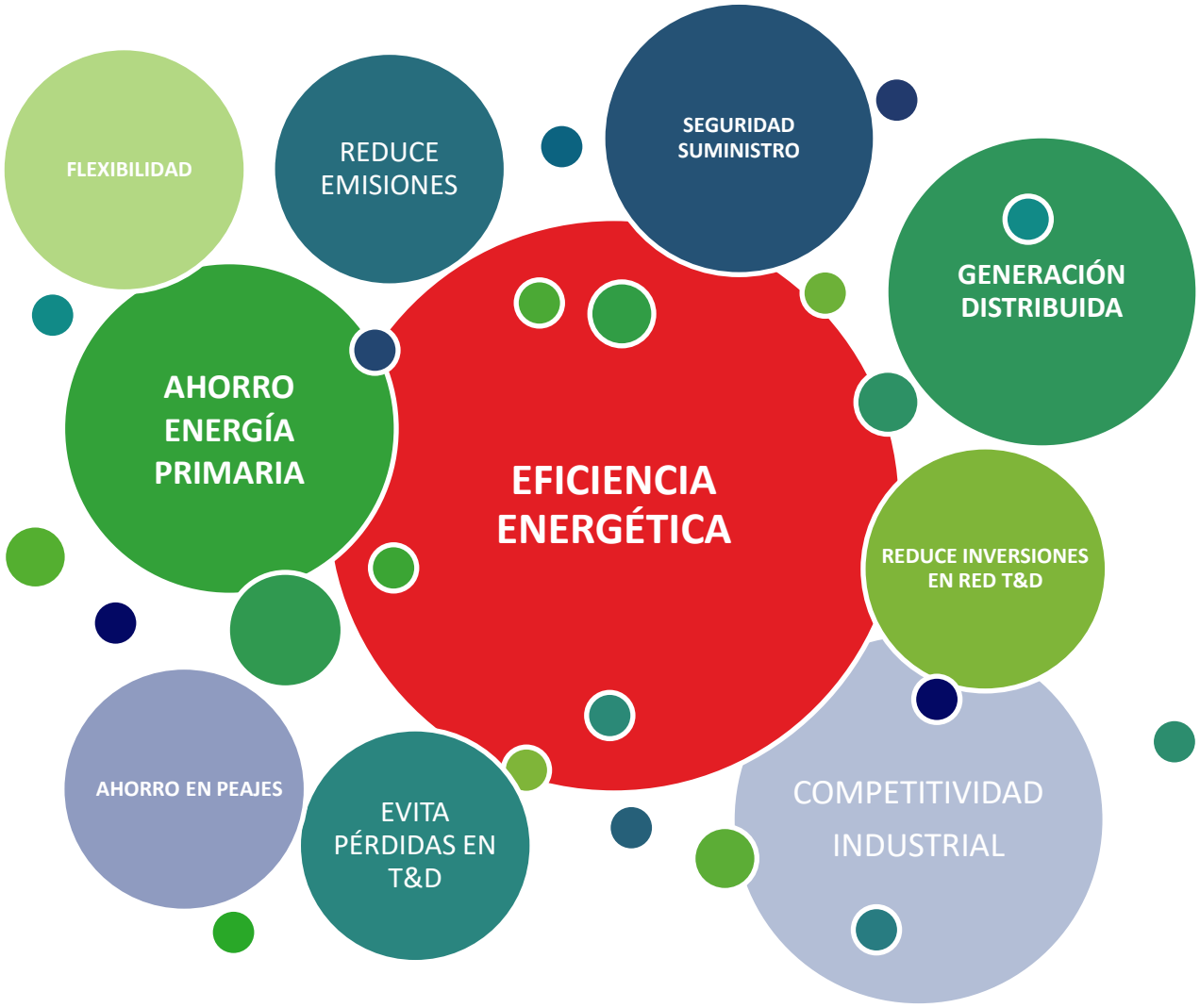
CENTRAL DE PEARL STATION, 1884, DISTRITO FINANCIERO DE MANHATTAN, NY. 600 KW





Modelo a escala del Smithsonian, 1927

VENTAJAS DE LA COGENERACIÓN



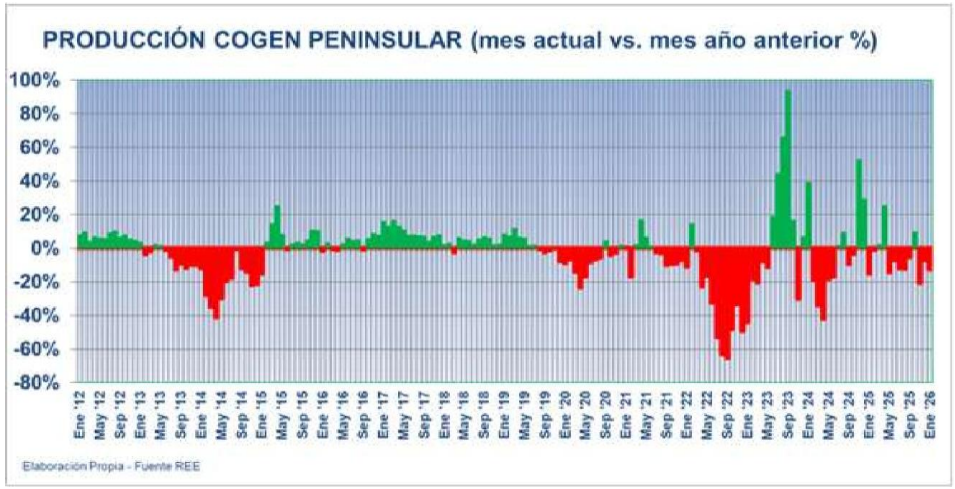
+600 instalaciones

+200.000 empleos

20% PIB industrial

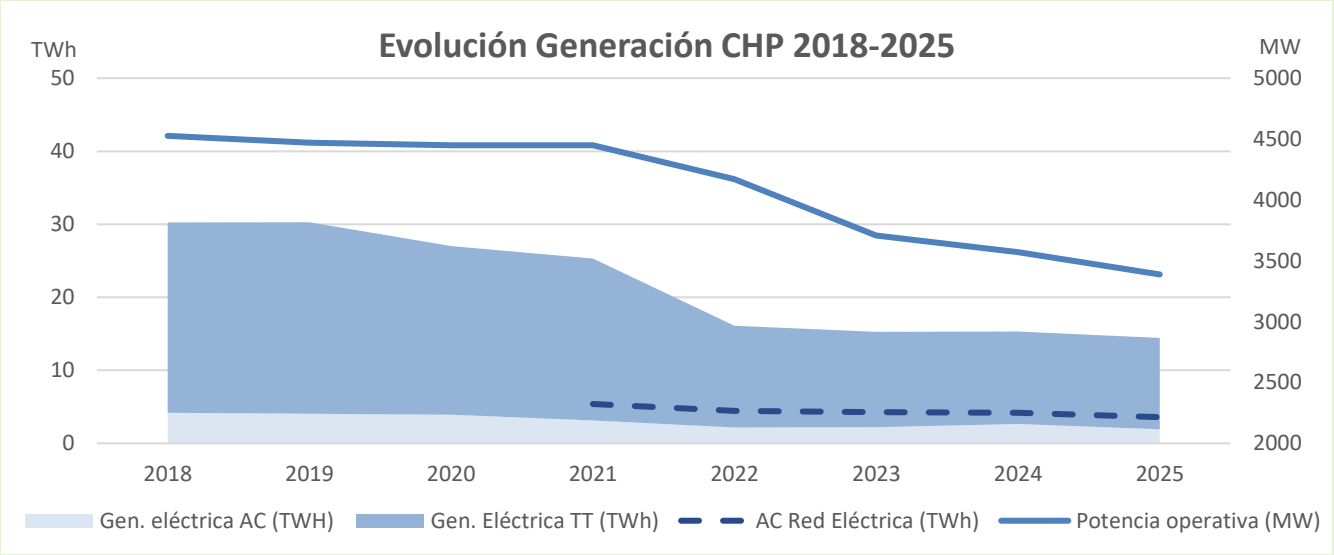
DATOS DE PARTIDA (LA COGENERACIÓN EN CIFRAS)





Si a los valores de Autoconsumo de Red Eléctrica se le detraen los de biomasa, estos coincidirían con los valores considerados por COGEN España.

DATOS DE PARTIDA DEL ESTUDIO



	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Potencia operativa (MW)	4526	4471	4450	4450	4169	3708	3614	3388
Gen. Eléctrica TT (TWh)	26,09	26,22	23,10	22,19	13,95	13,08	12,76	12,50
Gen. eléctrica AC (TWh)	4,17	4,05	3,90	3,12	2,16	2,21	2,43	1,93
AC Red Eléctrica (TWh) (1)	-	-	-	5,39	4,46	4,29	4,19	3,59
Consumo de combustible (TWh_{pcs})	98,21	98,23	87,62	82,11	52,28	49,62	49,27	46,82
Consumo de combustible (TWh_{pcs})	-	-	-	89,47	59,75	56,37	54,98	52,22

(1) Según datos de autoconsumos de Red Eléctrica disponibles desde 2021.

EFICIENCIA ENERGÉTICA

Rendimiento eléctrico equivalente 2025 (REE): Es el rendimiento intrínseco de cogeneración. Es el rendimiento eléctrico, una vez descontado el combustible sustituido por el calor aportado por la cogeneración. Nos informa de cuan competitiva es la electricidad generada respecto al mejor generador eléctrico.

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{H}{RefH}} \approx 65,21\%$$

Combustible evitado

- E = Electricidad Generada
- Q = Combustible consumido
- H = Calor generado
- Ref H = 0,85 (Reglamento Delegado (UE) 2015/2402)

ESTADÍSTICAS EUROSTAT 2017-2024.

Indicador	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 (prov.)
Electricidad (GWh)	28.766	29.002	29.716	26.909	27.520	19.268	18.552	17.874
Calor útil (GWh)	38.665	39.418	39.791	36.779	38.582	28.177	27.358	26.655
Combustible (GWh)	87.101	87.833	88.922	82.321	84.267	62.875	59.784	56.799
RE (%)	33,0%	33,0%	33,4%	32,7%	32,7%	30,6%	31,0%	31,5%
REE (%)	69,1%	70,0%	70,6%	68,9%	70,8%	64,8%	67,2%	70,3%
AEP (%)	14,4%	14,8%	15,3%	14,1%	15,1%	11,1%	12,6%	14,3%
RG (%)	77,4%	77,9%	78,2%	77,4%	78,4%	75,5%	76,8%	78,4%

AHORRO DE ENERGÍA PRIMARIA (AEP)



La cogeneración ayuda en el cumplimiento de la UE de reducción consumo de gas

"La energía más barata es la que no se consume"

AHORRO DE ENERGÍA PRIMARIA (AEP)

Se compara el consumo de Energía Primaria, requerido para generar 1 MWe de electricidad con cogeneración, que además produce energía térmica (REE=65,21% y RE=34,2%), con la generación por separado de electricidad en un Ciclo Combinado (RE=51,69%[1]) y calor en caldera de gas natural (85%)



Ahorro energía primaria de la generación de la CHP vs Ciclo Combinado + Caldera:

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ahorro de energía primaria (%)	14,2%	14,2%	14,2%	14,2%	14,2%	14,2%	14,2%	14,2%
Ahorro de energía primaria (TWhpcs)	22,58	22,33	20,42	19,44	11,95	10,73	9,69	9,33
Ahorro de energía primaria (TWhpcs)	-	-	-	21,14	13,50	12,25	10,84	10,45
Precio del GN – MIBGAS (€/MWhpcs)	24,45	15,39	10,28	47,27	98,65	39,07	34,83	38,38
M€	**552**	**344**	**210**	**919**	**1.179**	**419**	**337**	**336**
M€	-	-	-	**1.000**	**1.332**	**479**	**378**	**376**

(1) Rendimiento del Ciclo Combinado promedio de los últimos 6 años, calculado a partir del registro de emisiones de CO2 y de la generación.

AHORRO EN TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN (T&D)

La Cogeneración genera en bornes de usuario, por lo que prácticamente no se producen pérdidas en transporte y distribución. Todo lo que se genera se consume en la industria asociada o en sus alrededores.

La cogeneración es Generación Distribuida.

Evita pérdidas por conversión y pérdidas por transporte en la red

Ahorros en costes de producción por menos pérdidas en redes eléctricas de T&D

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ahorro por nivel de tensión (%)	3,99%	3,96%	4,96%	4,92%	4,93%	4,97%	5,10%	5,03%
Pérdidas generales sistema evitadas (%)	9,11%	8,75%	9,84%	9,00%	9,37%	8,30%	8,20%	8,00%
Ahorro en pérdidas en T&D (TWhe)	2,83	2,71	2,74	2,70	1,55	1,16	0,70	0,75
Ahorro en pérdidas en T&D (TWhe)	-	-	-	2,92	1,69	1,35	0,80	0,85
Precio medio mercado diario (€/MWh)	57,29	48,59	40,38	111,97	162,72	100,2	63,04	65,73
M€	172	141	119	310	254	118	45	50
M€	-	-	-	336	278	137	52	57

AHORRO EN EMISIONES: CHP(1) VS CCO + CALDERA

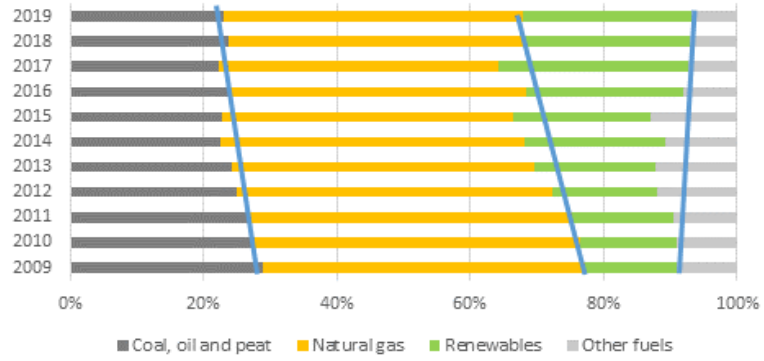
La cogeneración evita emisiones de CO_2 gracias al ahorro de energía primaria y a las pérdidas evitadas en red, que en caso de cierre de la cogeneración deberían ser suministradas por tecnologías convencionales (ciclos combinados).

Ahorro en emisiones de la cogeneración vs Ciclo Combinado + Caldera

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Emisiones evitadas	4,11	4,05	3,71	3,53	2,17	1,95	1,76	1,70
Emisiones evitadas	-	-	-	3,84	2,45	2,23	1,97	1,90
Precio medio ton CO2 (€/ton)	15,88	24,84	24,75	53,55	80,87	83,50	65,29	73,95
M€	**65,3**	**110,7**	**91,9**	**189,2**	**175,7**	**163,2**	**114,9**	**125,6**
M€	-	-	-	205,8	198,4	186,5	128,6	140,6

La cogeneración es agnóstica en combustibles y será 100% renovable cuando haya disponibilidad de combustibles renovables.

La forma más eficiente de quemar cualquier combustible, incluidos los renovables es, y seguirá siendo, en cogeneración.



Nota. Para simplificar, se estiman las emisiones como si todo el parque de cogeneración fuera con gas natural. Las cogeneraciones con fuel o gasoil deberían ser las primeras en tener facilidades en su renovación a combustibles más limpios, como el gas natural.

OTRAS APORTACIONES

Aportación en peajes de red

La electricidad generada por la cogeneración es generación distribuida, por ello, se consume directamente por el consumidor térmico asociado o por los consumidores ubicados en las instalaciones próximas. Estos consumidores están pagando los mismos peajes de red que otro consumidor más alejado del punto de generación, aunque en la práctica estén evitando costes al sistema por menor uso de la red. En caso de cierre de la cogeneración, estos ingresos se mantendrán, pero el Sistema sí que incurrirá en estos costes.

Justificación del aporte en peajes de gas

La cogeneración consume 1/3 del gas nacional. Si la cogeneración cierra se reducirá el consumo de gas y por tanto el pago de peajes. Por tanto, para mantener las redes actuales, se deberán subir los peajes y serán repercutidos al resto de los consumidores.

- El desarrollo del parque de CHP actual ha permitido la transformación energética del país, cambiando un uso generalizado del fuel y gasoil por gas natural para la producción de energía térmica.
- La CHP en industria ha acelerado la amortización de las dichas redes de gas y ha permitido que éste llegue a más sitios, donde de otra forma nunca habría podido llegar por causas económicas.
- **En un futuro las redes de gas existentes podrán ser usadas para la inyección y transporte de biometano y gases sintéticos**

Ahorro en subida en el precio del pool

Cuando la cogeneración detiene su operación otras centrales térmicas, menos eficientes y más contaminantes, deben operar y marcar precios produciendo una **subida en el precio del pool que puede oscilar entre 4 y 40 €/MWh en 2020**, **4 y 25 €/MWh en 2021, 4 y 40 €/MWh en 2022**, **4 y 25 €/MWh en 2023**. Para el 2024 y 2025, se ha aplicado el incremento de precio de pool ponderado del estudio de PwC donde se evalúa el impacto por cierre de nucleares, siendo el valor resultante **4 a 9 €/MWh.**

(https://www.pwc.es/es/publicaciones/energia/assets/08-precio-electricidad-energia-nuclear.pdf**).**

Seguridad de Suministro

El sistema eléctrico está tensionado y necesita conservar toda la potencia firme disponible para cubrir la demanda. Las seis activaciones del SRAD durante el verano de 2026 muestran que, en determinadas horas, ha sido necesario recurrir a reducciones de consumo por falta de reservas suficientes. Si desaparece la potencia firme de la cogeneración sin que otra capacidad la sustituya, aumentará la necesidad de recurrir a este tipo de servicios o instalación de nueva potencia. Por ello se considera el coste de disponer de recursos que sustituyan la potencia firme de la cogeneración, mediante respuesta de la demanda o, en su defecto, nuevos entrantes.

APORTACIÓN DE LA COGENERACIÓN AL SISTEMA

Caso A: valoración con datos de autoconsumo según estimaciones propias

		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	PROMEDIO	ACUMULADO
TODO-TODO	Ahorro de energía primaria (M€)	486	303	133	808	1.043	356	282	288	462	3.699
	Ahorro de emisiones (M€)	57	89	80	166	155	139	96	108	111	891
	Ahorro en pérdidas en T&D (M€)	159	130	109	274	237	98	37	42	136	1.086
	Seguridad de suministro (M€) (1)	304	300	299	299	280	249	243	436	301	2.410
	Aportación en peajes de Gas (M€)	137	138	121	116	73	69	67	66	98	787
	Aportación en peajes de red (M€)	339	337	233	224	146	134	123	115	206	1.651
	TOTAL	**1.482**	**1.298**	**975**	**1.889**	**1.934**	**1.045**	**848**	**1.055**	**1.316**	**10.525**
AUTOCONSUMO	Ahorro de energía primaria (M€)	66	40	77	111	137	63	56	47	75	596
	Ahorro de emisiones (M€)	8	12	12	23	20	25	19	17	17	136
	Ahorro en pérdidas en T&D (M€)	13	10	10	35	17	20	9	8	15	122
	Aportación en peajes de Gas (M€)	22	21	20	16	11	12	13	10	16	125
	TOTAL	**109**	**83**	**119**	**185**	**186**	**120**	**96**	**82**	**122**	**980**
	Coste al Sistema (M€) (2)	**1.433**	**1.566**	**1.078**	**750**	**508**	**844**	**973**	**970**	**1.015**	**8.122**
	Ahorro en subida precio pool (M€) AC + TT	**1.026**	**980**	**849**	**737 – 6.413 (3)**	**905 – 9.052 (4)**	**959 – 5.904 (4)**	**992 – 2.289 (5)**	**976 – 2.252 (5)**	**928 – 3.596**	**7.424 – 28.769**
	APORTE TOTAL	**2.617**	**2.361**	**1.943**	**2.811**	**3.024**	**2.124**	**1.935**	**2.113**	**2.366**	**18.928**

(1) La aportación a la seguridad de suministro se valora tomando como referencia el coste anualizado de inversión en capacidad de generación firme. Para 2018–2024 se utilizan 57.202 €/MW·año, calculados para una turbina de gas nueva en ciclo abierto con una inversión de 600.000 €/MW, una tasa del 7,398 % y una vida útil de 20 años tal y como veníamos utilizando años anteriores . Para 2025 se revisa la referencia para reflejar el incremento de los costes de inversión y se adopta un ciclo combinado nuevo, con una inversión de 1.400 $/kW, valor medio de la horquilla del informe Lazard de 2025 con tipo de cambio 0,89 EUR/USD manteniendo las restantes hipótesis, lo que resulta en una valoración de 118.789 €/MW·año.

(2) El coste al sistema anual puede tener reliquidaciones correspondientes a otros años.

(3) En caso de mantenerse los CC antiguos operativos a largo plazo

(4) En base a referencia 2020 actualizada por precio de pool

(5) En base a incremento de precio de pool ponderado del estudio de PwC donde se evalúa el impacto por cierre de nucleares.

APORTACIÓN DE LA COGENERACIÓN AL SISTEMA

Caso B: valoración con datos de autoconsumo según estimaciones de Red Eléctrica

		2021	2022	2023	2024	2025	PROMEDIO	ACUMULADO
TODO-TODO	Ahorro de energía primaria (M€)	808	1.043	356	282	289	556	2.778
	Ahorro de emisiones (M€)	166	155	139	96	108	133	665
	Ahorro en pérdidas en T&D (M€)	274	237	98	37	42	138	688
	Seguridad de suministro (M€) (1)	299	280	249	243	436	301	1.507
	Aportación en peajes de Gas (M€)	116	73	69	67	66	78	391
	Aportación en peajes de red (M€)	224	146	134	123	115	149	743
	TOTAL	**1.889**	**1.934**	**1.045**	**848**	**1.056**	**1.354**	**6.772**
AUTOCONSUMO	Ahorro de energía primaria (M€)	191	289	123	96	87	157	786
	Ahorro de emisiones (M€)	39	43	48	33	32	39	195
	Ahorro en pérdidas en T&D (M€)	61	41	40	15	15	34	172
	Aportación en peajes de Gas (M€)	28	23	23	22	19	23	115
	TOTAL	**320**	**397**	**233**	**165**	**153**	**254**	**1.268**
	Coste al Sistema (M€) (2)	817	581	959	1.086	1.082	905	4.525
	Ahorro en subida precio pool (M€) AC + TT	737 – 6.413(3)	905 – 9.052(4)	959 – 5.904(4)	992 – 2.289(5)	976 – 2.252(5)	914 – 5.182	4.569 – 25.910
	APORTE TOTAL	2.945	3.235	2.236	2.006	2.186	2.522	12.609

(1) La aportación a la seguridad de suministro se valora tomando como referencia el coste anualizado de inversión en capacidad de generación firme. Para 2018–2024 se utilizan 57.202 €/MW·año, calculados para una turbina de gas nueva en ciclo abierto con una inversión de 600.000 €/MW, una tasa del 7,398 % y una vida útil de 20 años tal y como veníamos utilizando años anteriores . Para 2025 se revisa la referencia para reflejar el incremento de los costes de inversión y se adopta un ciclo combinado nuevo, con una inversión de 1.400 $/kW, valor medio de la horquilla del informe Lazard de 2025 con tipo de cambio 0,89 EUR/USD manteniendo las restantes hipótesis, lo que resulta en una valoración de 118.789 €/MW·año.

(2) El coste al sistema anual puede tener reliquidaciones correspondientes a otros años.

(3) En caso de mantenerse los CC antiguos operativos a largo plazo

(4) En base a referencia 2020 actualizada por precio de pool

(5) En base a incremento de precio de pool ponderado del estudio de PwC donde se evalúa el impacto por cierre de nucleares.

CONCLUSIONES DEL ESTUDIO COGEN EUROPE (1)

Aportaciones de la cogeneración según escenario de flexibilidad

Cogeneración híbrida y flexible

Menor exposición a red, menor coste total y menores emisiones durante la transición

Complemento de la electrificación

Doble flexibilidad E-boiler en horas de electricidad barata, mejora la integración de renovables; CHP en horas de precio alto y con apoyo de almacenamiento térmico sustituyendo CCGTS.

Electrificación dentro de la conexión disponible

Permite electrificar dentro de la conexión existente y reducir la necesidad inmediata de ampliar potencia contratada e inversiones en red. Complemento perfecto con el acceso flexible.

Menor consumo y emisiones de sistema

Mientras el mix eléctrico no esté totalmente descarbonizado, reduce consumo marginal de combustible y CO_2.

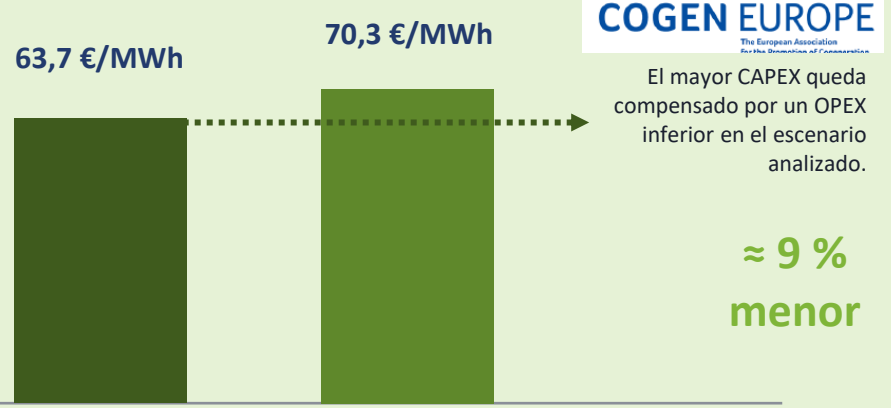
Valor adicional al sistema

Puede aportar flexibilidad, control de frecuencia/tensión con tecnologías síncronas y black start en caso necesario.

A partir de 5 casos en Alemania, Italia, Polonia, España y Rumanía, el análisis compara sistemas híbridos basados en la cogeneración (CHP) con alternativas mayoritariamente electrificadas sin cogeneración para el periodo 2025-2040. Los resultados demuestran que la cogeneración de alta eficiencia puede reducir significativamente el consumo de energía primaria y las emisiones, reforzar la estabilidad de la red eléctrica y disminuir los costes energéticos globales.

Caso español modelizado

Coste nivelado total (LCOEn), 2025–2040



Nota: no se monetizan ingresos por servicios auxiliares o mecanismos de capacidad.

(1) https://cogeneurope.eu/study-launch-hybridised-flexible-cogeneration-the-impact-of-cogeneration/

CONCLUSIONES DEL ESTUDIO EUROPEO COGEN EUROPE (1/2)

1. Complementariedad con renovables y electrificación	**1A. Operación flexible de la CHP**	**Flexibilidad corto plazo**	La CHP puede operar de forma complementaria a la generación renovable y a las tecnologías Power-to-Heat y almacenamiento térmico, aprovechando la mayor volatilidad de precios eléctricos.
		Incremento de integración de renovables	El consumo eléctrico en horas de vertido incrementa la integración de renovable reduciendo vertidos al reducir la energía inyectada en la red y consumir de la misma.
		Dinámica a largo plazo demanda térmica estacional	Existe sinergia estacional entre la demanda en District Heating y las necesidades de flexibilidad estacional del sector eléctrico, lo que permite a las plantas de cogeneración aportar valor simultáneamente a ambos sectores.
		Valor de la CHP en horas caras	Combinar la electrificación con sistemas de cogeneración permite evitar el uso de calderas de gas (y las emisiones asociadas) en los momentos en que el calor electrificado resultaría más caro que el generado por dichas calderas.
	1B. Gestión de las limitaciones de red	**Evita esperas de conexión**	Mantener CHP y aprovechar la infraestructura de gas permite avanzar en la electrificación sin depender de ampliaciones inmediatas de red.
		Hibridación con red existente	Los sistemas de cogeneración permiten optimizar las limitaciones de la conexión a la red eléctrica existente y el uso del potencial del acceso flexible, al posibilitar que la electrificación, dimensionada dentro de los límites de dicha conexión, complemente el suministro de calor.
2. Eficiencia energética		**Consumo total de combustible**	Al considerar también el combustible marginal usado por el sistema eléctrico, la CHP on-site puede reducir el consumo total, especialmente al inicio de la transición.

Fuente: Compass Lexecon para COGEN Europe..

CONCLUSIONES DEL ESTUDIO EUROPEO COGEN EUROPE (2/2)

3. **Descarbonización**	**Beneficio de las emisiones gracias a CHP en la industria**	En sistemas eléctricos aún no totalmente descarbonizados, la CHP hibridada en industria o Distric Heating favorece la integración de renovables y puede generar menores emisiones totales que la electrificación con electricidad de red y calderas de gas de back-up en horas de electricidad cara.
	Beneficio de las emisiones gracias a CHP en DH	
	CHP y gases renovables	Las tecnologías CHP pueden utilizar gases limpios o renovables, reduciendo progresivamente sus emisiones directas.
	District Heating eficiente	En los casos europeos analizados, la CHP contribuye a mantener el estatus de red de calor eficiente hasta 2040.
4. **Costes energéticos usuario final**	**Competitividad coste industrial**	En los escenarios analizados, el uso de plantas de cogeneración es competitivo en costes en comparación con la configuración sin cogeneración; es decir, el uso de plantas de cogeneración alimentadas con gas puede contribuir a la competitividad industrial europea y a la asequibilidad del District Heating.
	Asequibilidad District Heating	
5. **Impacto en el sistema**	**Servicios auxiliares**	La CHP puede aportar control de frecuencia, control de tensión con tecnologías síncronas y black start; servicios que no siempre están remunerados en los mercados analizados.

Fuente: Compass Lexecon para COGEN Europe.

cogeneración

la forma más inteligente de ahorrar energía

COGEN España



MIEMBROS DE:

COGEN EUROPE

COGEN WORLD COALITION

COGEN España Asociación Española para la Promoción de la Cogeneración
C/Aragó 383, 4ª planta, 08013 Barcelona
www. cogenspain.org

COGEN España

Impulsando la energía del futuro

GRACIAS POR VUESTRA ATENCIÓN

Asóciate a COGEN España

www.cogenspain.org