Memoria de Actividades COGEN España

De Julio del 2022 a junio del 2023

COGEN España
Impulsando la energía del futuro

INDICE MEMORIA DE ACTIVIDADES COGEN ESPAÑA

DE JULIO DE 2022 A JUNIO DE 2023

1. **REUNIONES MANTENIDAS POR COGEN ESPAÑA CON INSTITUCIONES Y ASOCIACIONES.**
2. **DOCUMENTOS DE POSICIÓN Y ALEGACIONES DE COGEN ESPAÑA DIRIGIDOS A LAS INSTITUCIONES.**
3. **CONVOCATORIAS Y ACTAS DE LAS REUNIONES DE LA JUNTAS DIRECTIVAS Y ASAMBLEA GENERAL.**
4. **EVENTOS.**
5. **PRENSA Y COMUNICACIÓN.**
6. **PUBLICACIONES**

1.REUNIONES MANTENIDAS POR COGEN ESPAÑA

CON INSTITUCIONES Y ASOCIACIONES.

REUNIONES MANTENIDAS POR COGEN ESPAÑA CON INSTITUCIONES Y ASOCIACIONES.

12.07.22 - Reunión del Grupo de Industria con Teresa Ribera

02.05.22 - Reunión del Grupo de Industria con Teresa Ribera

05.09.22 - Reunión del Grupo de Industria con Teresa Ribera

12.09.22 – Reunión con el DG de Competencia de la Comisión Europea

03.10.22 – Reunión con CNMC

17.10.22 – Reunión telefónica con CNMC

Septiembre y octubre: Varias reuniones con Partidos políticos (pre-congreso)

25.10.22 – Reunión telemática con IDAE el MITERD

7.11.22 – Reunión telemática con IDAE y el MITERD

28.11.22 – Reunión con Manuel García

02.11.22 – Reunión con Teresa Ribera, Sara Aagesen y Joan Groizard (IDAE)

27.12.22 – Reunión telemática con Jesús Ferrero

29.12.22 – Reunión con Teresa Ribera y Sara Aagesen

10.01.23 – Presentación sectorial con el DG de Industria de Madrid

06.02.23 – Reunión telemática con José Antonio Castro

04.02.23 – Reunión con Lope del Amo (Idea)

13.02.23 – Reunión con G. Mariscal del PP

17.02.23 – Reunión con Victor Marcos de IDEA

Febrero – Varias reuniones con partidos políticos (PP, VOX, etc)

23.03.23 – Reunión con DG y SdG del MITERD

Marzo 23 – Reunión con el vicepresidente SSR Ángel Torres Torres de la CNMC

Marzo 23 – Reunión con el IDAE

03.04.23 – Reunión presencial con la Xunta de Galicia

14.04.23 – Reunión con SdE Sara Aagesen

19.04.23 – Reunión con los consejeros y el VP SSR Ángel Torres Torres de la CNMC

25.04.23 – Reunión con SdE Sara Aagesen (25 de Abril & 8 de Mayo)

27.04.23 – Reunión con SdG Jesús Ferrero

05.05.23 – Reunión con DG Manuel García

08.05.23 – Reunión con SdE Sara Aagesen

11.05.23 – Reunión con SdG Jesús Ferrero – Metodología

16.05.23 – Reunión con los consejeros de la CNMC

17.05.23 – Reunión con REE

18.05.23 – Reunión con SdG Jesús Ferrero del MITERD – Metodología

29.05.23 – Reunión con SdG Jesús Ferrero del MITERD – Metodología

01.06.23 – Reunión con SdG Jesús Ferrero del MITERD – Metodología

13.06.23 – Reunión con SdG Jesús Ferrero del MITERD – Metodología

16.06.23 – Reunión con SdG Jesús Ferrero del MITERD – Metodología

REUNIONES INTERNACIONALES

05.09.22 – COGEN Europe Energy Issues Task Force Meeting (hybrid)

15.09.22 – Invitation to EHI - COGEN Joint Micro-CHP Meeting (hybrid)

12.12.22 – COGEN Europe Energy & Environment WG - Overview and discussion on Electricity Market Reform

06.02.23 – Industry stakeholders discussion: EED Article 24/Annex III implications for CHP/DHC

09.02.23 – Discussion: COGEN Spain Annual Conference & COGEN EU participation

03.04.23 – Reminder: COGEN Europe Energy Issues Task Force - Electricity Market Reform

07.04.23 – COGEN Europe VWG & Energy Issues TF: Lot1 Ecodesign & Energy Labelling Revision

07.06.23 – SolydEra/Cogen España - Discussion about CHP situation and chances on the Spanish market

15.06.23 – Reunión con Hans para preparar el XIX Congreso

2. DOCUMENTOS DE POSICIÓN Y ALEGACIONES DE COGEN ESPAÑA DIRIGIDOS A LAS INSTITUCIONES.

DOCUMENTOS DE POSICIÓN Y ALEGACIONES DE COGEN ESPAÑA DIRIGIDOS A LAS INSTITUCIONES.

26.08.22 - Alegaciones a la propuesta de orden por la que se establecen los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2022, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos

02.09.22 – Adenda adicional a las alegaciones a la propuesta de orden por la que se establecen los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2022, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

20.01.23 - Alegaciones a la Propuesta de Orden por la que se actualizan los parámetros retributivos aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica, a efectos de su aplicación al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2023.

03.02.23 – Alegaciones a los Proyectos de orden de bases reguladoras del programa de incentivos para instalaciones de producción de electricidad y calor a partir de energías renovables en sustitución de fósiles, en el marco del prtr y de resolución de la primera convocatoria

03.03.23 – Alegaciones a la propuesta de orden por la que se regulan las bases de la línea de ayudas para la compensación de los costes adicionales debidos al aumento excepcional de los precios del gas natural

09.05.23 - Alegaciones al proyecto de real decreto por el que se desarrollan las figuras de las comunidades de energías renovables y las comunidades ciudadanas de energía

17.05.23 - Alegaciones al Proyecto de real decreto por el que se desarrollan las figuras de las comunidades de energías renovables y las comunidades ciudadanas de energía.

22.05.23 - Alegaciones a la Propuesta de orden por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones con régimen retributivo específico y se aprueban nuevas instalaciones tipo y sus correspondientes parámetros retributivos.”

ASAMBLEA GENERAL

COGEN España

Bienvenida

12 de julio 2022

COGEN España
Impulsando la energía del futuro

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA PARA LA PROMOCIÓN DE LA COGENERACIÓN

Índice de contenidos

- BIENVENIDA
- INFORME SITUACIÓN COGENERACIÓN
- ACTUALIZACIÓN SITUACIÓN DE LOS PARÁMETROS RETRIBUTIVOS

ANEXOS

INFORME SITUACIÓN COGENERACIÓN

Informe situación Cogeneración

ELECTRICIDAD | GAS NATURAL | ES | España | PT | Portugal | FR | Francia | DE | Alemania

Próximos Contratos

PVB-ES	€145.19
Aug-22	€138.00
Q4-22	€157.51
Win-22	€156.23
YR-23	€124.82

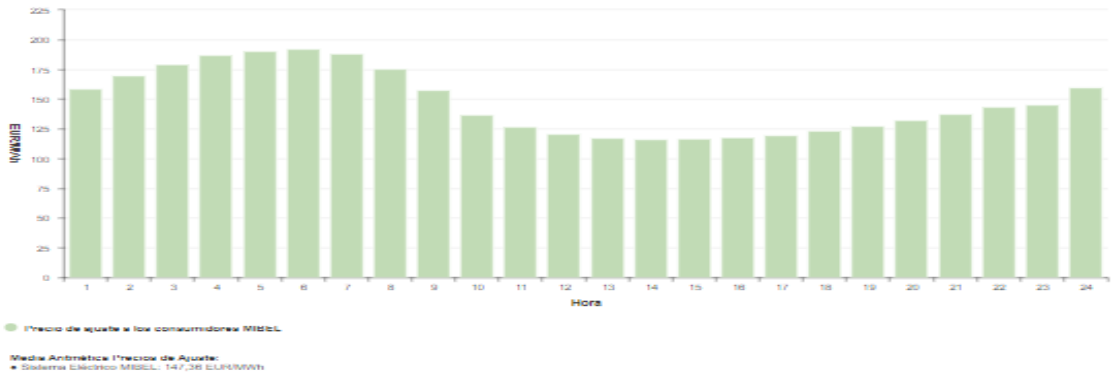
Precio diario

DATOS HISTÓRICOS COMPLETOS

Contratos Siguientes

Sep-22	€147.00
Oct-22	€153.06

Precio horario de ajuste a los consumidores en el mercado
12/07/2022
DATOS PROVISIONALES



ELECTRICIDAD | GAS NATURAL | ES | España | PT | Portugal | FR | Francia | DE | Alemania

Próximos Contratos

SPOT	€157.54
Wk29-22	€168.68
Aug-22	€162.00
Q4-22	€148.75
YR-23	€185.00

Precio diario

DATOS HISTÓRICOS COMPLETOS

Contratos Siguientes

Sep-22	€152.10
Oct-22	€146.25
Nov-22	€147.98
Dec-22	€152.00
Jan-23	€178.69

Dutch TTF Gas Futures

CONTRACT	LAST	TIME(GMT)	% CHANGE	VOLUME
SEP22	169.100	7/11/2022 2:43 PM	-4.216	6780
OCT22	170.600	7/11/2022 2:43 PM	-4.190	6340
NOV22	171.450	7/11/2022 2:43 PM	-4.127	4105
Q4 22	171.610	7/11/2022 2:43 PM	0.000	1530
DEC22	171.500	7/11/2022 2:43 PM	-4.008	3280

Informe situación Cogeneración: Resumen a fecha de ayer 11 de Julio

- La producción parece estabilizarse entorno a los 35-40 GWh diarios que representa -45% comparado con 2021.
- En el año natural ya se ha perdido un 36%, pero si la tendencia sigue, ese valor tenderá al 45%.
- La proyección a fin de mes sigue indicando un valor entorno a los 1,2 TWh y con una pérdida de +1 TWh sólo en el mes de julio respecto a 2021.

INFORME SITUACIÓN COGENERACIÓN

Actualización de los parámetros retributivos

Mensajes de la administración el pasado viernes:

- Sobre la reducción del número horas mínimas, la propuesta es reducirlas.
- Sobre la orden del 2022, están trabajando en actualizar el 2º sem de 2022 sin HH.

Mensajes mandados a la administración ayer:

- A nivel operativo, las horas mínimas del 2022 se necesita eliminarlas urgentemente para poder adaptarse a los cambios de ley de este año. No encajan los plazos de renuncia al régimen retributivo de la CNMC.
- Y a nivel estructural es imprescindible cumplir con las expectativas de revisión del marco retributivo. Los futuros del pool del 1S 2022 no recogen el precio del gas para el 2S 2022, incluso sin HH. Se necesita un cálculo del RO mensual máximo u otro mecanismo ex post que refleje la realidad.

Actualización situación de los parámetros retributivos II

Acciones realizadas en el último mes (desde la última Junta de Junio):

- Alegaciones complementarias propuesta de retribución 1S2022 para CNMC –y MITERD- (29/06/22)
- Procedimiento ante la Comisión Europea reclamando acción urgente (07/07/22)

Próximos pasos y fechas:

- Propuesta de parámetros 2S 2022 para esta semana
- Informe preceptivo de la CNMC de parámetros 1S 2022 para la próxima semana
- Definición pendientes esquema renove y nuevo esquema retributivo 2023
- Recursos ante el Tribunal Supremo, cuando salgan los parámetros retributivos pendientes desde 2S 2020
- Demanda ante los tribunales europeos 4 de Sep. 2022
- Otras acciones juridiciales (reclamaciones patrimoniales,…)

PRÓXIMO EVENTO: XVIII Congreso Anual de Cogeneración (4 de octubre de 2022)

¡INSCRÍBETE!

PRECIO DE INSCRIPCIÓN - INCLUYE: Documentación, coffee-breaks y cocktail-almuerzo. **(*) Para inscripciones de grupos: consultar condiciones.**

FORMA DE PAGO

Hasta el 17 de Julio:

Asociados de ACOGEN, COGEN Europe o COGEN España: 500€ +21% IVA

No asociados: 600€ + 21% IVA

Desde el 12 de Septiembre:

Asociados de ACOGEN, COGEN Europe o COGEN España: 850€ +21% IVA

No asociados: 1.000€ + 21% IVA

Desde el 18 de Julio hasta el 11 de Septiembre:

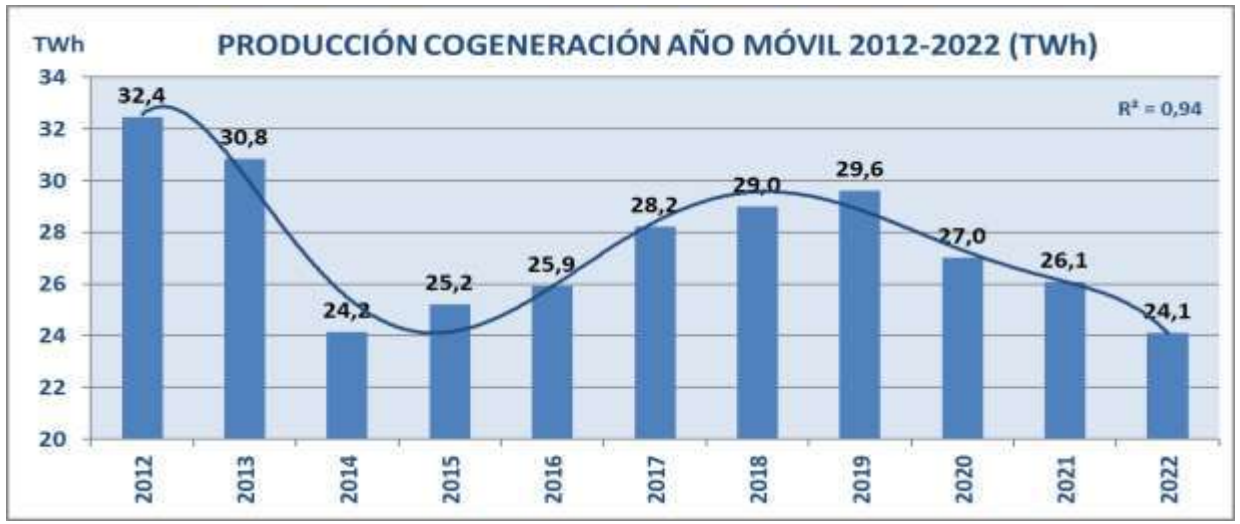
Asociados de ACOGEN, COGEN Europe o COGEN España: 700€ + 21% IVA

No Asociados: 850€ + 21% IVA

Cena de Gala: 130 € + 21% IVA
3 de Octubre de 2022 en el Casino de Madrid (C/ Alcalá, nº15, Madrid)

ANEXOS.
INFORME SITUACIÓN COGENERACIÓN

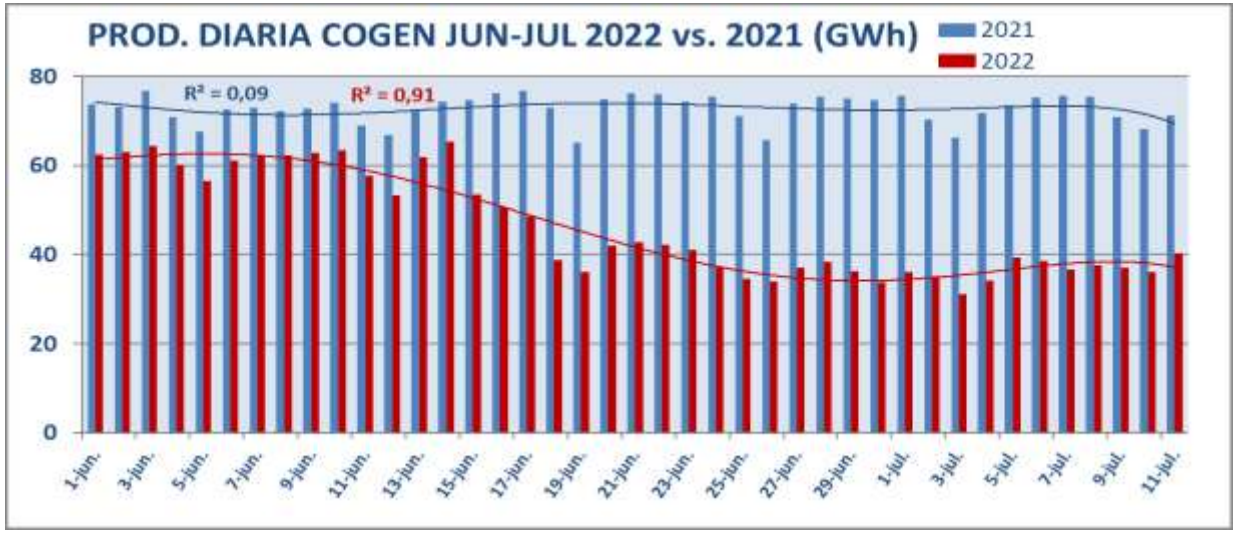
Informe situación Cogeneración: Evolución anual 2022 y participación en el mix



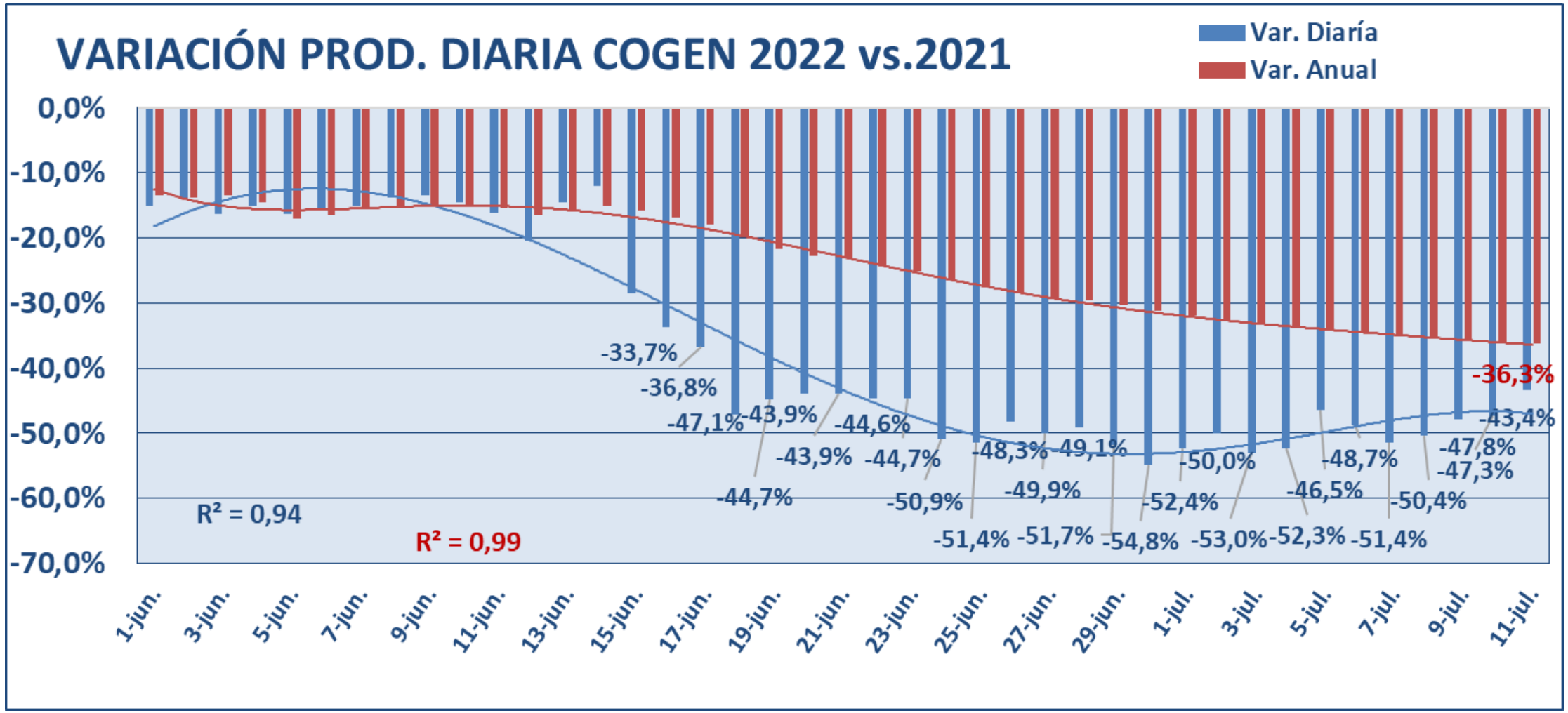
Informe situación Cogeneración: Evolución mensual 2022 vs. 2021

Informe situación Cogeneración: Evolución diaria 2022 vs. 2021

Nota.- R^2 = coeficiente de determinación de la regresión múltiple



Informe situación Cogeneración: Evolución diaria julio 2022 vs. 2021



Gracias por vuestra atención

COGEN España
Impulsando la energía del futuro

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA PARA LA PROMOCIÓN DE LA COGENERACIÓN

cogeneración

la forma más inteligente de ahorrar energía

COGEN España

COGEN España Asociación Española para la Promoción de la Cogeneración
C/ Córcega, nº 431, 2º 2ª, 08037 Barcelona Tel. 93 444 93 11
mcortina@cogenspain.org www.cogenspain.org

Junta Cogen España

13-septiembre-2022

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA PARA LA PROMOCIÓN DE LA COGENERACIÓN

Orden del Día: Agenda

1. Aprobación del acta de la reunión de Junta Directiva del 21 de Junio de 2022
2. Resumen reuniones:
   I. Reuniones mantenidas
   II. Próximas reuniones Miterd, CNMC, REE, …
3. Temas regulatorios
   I. Parámetros retributivos 2S 2022: Alegaciones
   II. Parámetros retributivos pendientes 2S 2020 & 2021 & 1S 2022 (& Orden TED/171/2020)
   III. Mecanismo de topado de gas: inclusión cogeneración
   IV. RDL de contingencia energética
   V. RDL 10/2022: Escritos a la Comisión europea situación en España (Reunión 12 de Sep.)
   VI. RDL 6/2022: Enmiendas en la tramitación parlamentaria y nueva metodología 2023.
   VII. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización
   VIII. Otros temas regulatorios:
      - Situación del sector (Informe F. Ortega)
      - Resumen otras novedades regulatorias (hasta Sep.)
      - Otros temas regulatorios
   IX. Temas generales:
      a. Comercio de Emisiones y aspectos medioambientales: Actualización del mercado (Factor CO2)
      b. Aspectos legales de la nueva normativa publicada y en curso (Asesores legales): Escrito por inacción
      c. Grupos de trabajo actualización:
         I. REE: reunión de Junio
         II. Otros grupos
4. COGEN Europe:
   - Resumen avances regulación europea.
5. Eventos y acciones de difusión:
   - ✓ Congreso (3 cena &) 4 de Oct
   - ✓ Congreso de Cogen Europe 11-12 Oct.
   - ✓ Genera 21-23 Feb. 2023
6. Ruegos y preguntas.

Orden del Día: Temas principales

I. Resumen reuniones
II. Parámetros retributivos 2S 2022: Alegaciones
III. Parámetros retributivos pendientes 2S 2020 & 2021 & 1S 2022 (& Orden TED/171/2020)
IV. Mecanismo de topado de gas (y RDL de contingencia energética) : inclusión cogeneración
V. RDL 10/2022: Escritos a la Comisión europea situación en España (Reunión 12 de Sep.)
VI. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración
VII. Propuestas legislativas
VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales
IX. Aspectos legales
X. Informe de evolución de la cogeneración
XI. Grupos de trabajo:
    A. REE
    B. Otros grupos
XII. Cogen Europe
XIII. Eventos y acciones de difusión

I. Resumen reuniones

I. Resumen reuniones.

Reuniones mantenidas (principales):

- MITERD :Teresa Ribera – Reunión Grupo Industria 12 de Julio y 2 y 5 de Sep. MITERD
- Comisión Europea (DG Competencia): 12 de Septiembre

Próximas reuniones:

- MITERD:SDG de Renovables – Semana del 12 de Junio
- CNMC: Mariano Bacigalupo - Semana del 12 de Junio
- REE :Grupo de trabajo: Estadísticas CHP – 2 quincena de Julio

II. Parámetros retributivos 2S 2022

II. Parámetros retributivos 2S 2022: Alegaciones

1. La aplicación del Real Decreto-ley 10/2022 en los términos publicados ha alterado sustancialmente la posición de la cogeneración en el mercado, lo que exige una regulación adecuada de la retribución a la operación
2. Marco jurídico aplicable a la fijación de los parámetros para el año 2022: el Real Decreto-ley 6/2022.
3. Consecuencias de una retribución a la operación insuficiente y afectación a la industria y al cambio climático.
4. Necesaria trasparencia en los criterios de actualización aplicados y específicamente actualización del precio y valor de referencia o "benchmark" del CO2
5. Consideración de los instrumentos de contratación a plazo.
6. Incremento de los costes de explotación y variación de otros costes que deben actualizarse correctamente.
7. Actualización del coste de la biomasa.
8. Sobre la actualización de las Ro de biomasa.
9. Penalización al autoconsumo.
10. Distinto trato jurídico de las cogeneraciones portuguesas: las cogeneraciones en España deben poder optar al mismo mecanismo de compensación del Real Decreto-ley 10/2022.
11. Referencias al Impuesto sobre el Valor de Producción de Energía Eléctrica (IVPEE)
12. Peajes de gas
13. Ampliación de la vida útil de las cogeneraciones de fuel y gasoil ante la situación de emergencia en los mercados gasistas

III. Parámetros retributivos 2S 2020 & 1S 2021 & 2S 2022 (&Orden TD 171): Alegaciones complementarias 29-06-22

La presentación de las alegaciones han sobrevenido importantes hechos, como pueden ser la entrada en aplicación del Real **Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista**, (en adelante "Real Decreto-ley 10/2022"), pero sobre todo se ha puesto de manifiesto la incidencia en el funcionamiento de las instalaciones de cogeneración.

La incidencia es de máxima gravedad para el sector de la cogeneración y se manifiesta en la parada de un porcentaje muy elevado de instalaciones. Muchos de los efectos se habían anticipado en nuestras alegaciones, si bien todos los acontecimientos han superado con creces cualquier tipo de previsión y, si no se corrige debidamente, el efecto sobre las cogeneraciones y la industria puede ser más grave aún.

- **PRELIMINAR.-** Pertinencia de las presentes alegaciones para pedir la consideración de hechos sobrevenidos y la valoración global de la propuesta.
- **Primera.-** Las instalaciones de cogeneración han parado su funcionamiento en un porcentaje muy elevado – hasta el 51%- en apenas dos semanas desde la aplicación del mecanismo recogido en Real Decreto-ley 10/2022 y las consecuencias son graves no solo para sus titulares, sino también para el sistema, el medioambiente y los consumidores.
- **Segunda.-** Necesidad del establecimiento de un mecanismo de actualización eficaz y a tiempo que permita a las plantas de cogeneración tener una compensación similar y competir en nivel de igualdad con las instalaciones de generación que consumen gas natural o carbón incluidas en el ámbito del mecanismo del Real Decreto-ley 10/2022.
- **Tercera.-** Necesidad de establecer una cesta de combustibles en la determinación del coste del gas natural que cubran los costes de aprovisionamiento de manera equivalente a cómo se cubren los costes de adquisición del gas natural a los ciclos combinados en el ámbito del mecanismo del Real Decreto-ley 10/2022.

III. RDL 6/2022: Enmiendas en la tramitación parlamentaria

III. RDL 6/2022: Enmiendas en la tramitación parlamentaria *(Posible extensión)*

Se han propuesto 8 enmiendas en la tramitación parlamentaria al RDL 6/2022 (el 18 de Mayo con copia al Ministerio):

1. La MODIFICACIÓN RETROACTIVA de la retribución a la operación tras la publicación del RDL 6/2022 para aplicarla desde su entrada en vigor.
2. Dotar de seguridad jurídica a las instalaciones de régimen retributivo específico que hayan podido COMPROMETER SU ENERGÍA CON INSTRUMENTO DE CONTRATACIÓN A PLAZO O HAYAN ADOPTADO MECANISMOS DE COBERTURA DE SU ENERGÍA.
3. MEJORAR LOS DESAJUSTES TEMPORALES ENTRE COSTES E INGRESOS DEL SISTEMA en las instalaciones cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio de los combustibles.
4. Mejora técnica (subsana error) para incorporar el COEFICIENTE DE APUNTAMIENTO para su aplicación en los límites superiores e inferiores de las fórmulas de cálculo del valor de ajuste por desviación del precio de mercado.
5. Habilitación explícita para la modificación de la IET/1345/2015 (ELIMINACIÓN DEL ÍNDICE HH)
6. IMPULSO AL AUTOCONSUMO DE PROXIMIDAD: para ampliar las causticas actualmente limitadas a 500 m a casos especiales de parcelas colindantes e instalaciones interconectadas.
7. IMPULSO AL AUTOCONSUMO DE PROXIMIDAD: para ampliar las causticas actualmente limitadas a 500 m a 2, 4 y 20 Km (Baja, Media y Alta Tensión) como está regulado en Portugal y contemplar también los casos especiales de parcelas colindantes e instalaciones interconectadas.
8. SOLUCIÓN PARA CUBRIR PLANTAS FINALIZADAS DE COGENERACIÓN QUE NO ALCANZARON EL CUPO EN LA ANTERIOR REFORMA ENERGÉTICA.

IV. Mecanismo de topado de gas (y RDL de contingencia energética)

IV. Mecanismo de topado de gas (y RDL de contingencia energética)

MODIFICACIÓN DE LA REGULACIÓN DEL RÉGIMEN RETRIBUTIVO DE LA COGENERACIÓN, PERMITIENDO QUE LAS INSTALACIONES QUE ASÍ LO DESEEN RENUNCIEN A ÉL TEMPORALMENTE, DE MODO QUE PUEDAN PERCIBIR EL AJUSTE DEL MECANISMO IBÉRICO

- El Ministerio está pensando en definir un nuevo tipo de **RENUNCIA TEMPORAL DE LARGO PLAZO**, adicional a la renuncia temporal ya existente, modificando mediante un RDL el RD 413/2014 (por su rapidez de aprobación como RDL frente a un RD normal, aunque legalmente un RD nuevo valdría pues tiene igual rango normativo que el RD 413/2014).

  No pueden utilizar la renuncia temporal "normal" pues esta ya interpretaron en una consulta de un cogenerador que solo se podía acoger al RDL 10/2022 el que no tuviera una marco normativo, y en una renuncia temporal "normal" se puede volver siempre que se desee, con lo cual se interpreta que si se mantiene la existencia del marco.

  Las únicas instalaciones que interpretaron que podrían acogerse al mecanismo de compensación eran:

  I. Los que no tenían marco normativo
  II. Los que ha acabado su vida útil regulatoria
  III. Los que no han renunciado definitivamente al marco normativo.

- No han establecido aun el **plazo de permanencia** en esta renuncia temporal de largo plazo, y lo están debatiendo ya que aunque inicialmente pensaron en dos años, lo último que hablaban era de 1 año, pero no lo tienen claro que legalmente que puedan pedir renunciar a algo que no esta aun definido (hay que recordar que el RDL 6/2022 del 29 de Marzo establecía que en dos meses desde su publicación se definiría una nueva metodología para el 2023 en cogeneración).

IV. Mecanismo de topado de gas (y RDL de contingencia energética) (II)

- Sobre la cuestión del **plazo para la renuncia temporal** de Oct. que acaba el día 10 de este mes (el viernes 9 a efectos prácticos), están considerando que las instalaciones acogidas a renuncia temporal "normal" se incluyeran también en el ámbito de aplicación del nuevo RDL, además de las que se quisieran acoger a esta nueva renuncia de largo plazo.

- En lo relativo a los **plazos de publicación**, aunque llevan trabajando ya varias semanas está aún en fase de discusión interna y además antes lo quieren contrastar con el sector. Le hemos pedido cita para ver el detalle (y hablar de las alegaciones al borrador del Régimen Retributivo del 2S 2022), y nos la darán para la semana que viene.

  Dado que la SdE nos dijo el lunes 5 que saldría incluso antes que el RDL de contingencia energética, y este la Ministra nos comentó en la reunión del viernes que saldría este en Sep., la mejor estimación es que salga antes de fin de Sep.

- El **ámbito de aplicación** de esta renuncia no tiene por qué coincidir con el RDL 10/2022 pues no van a tocarlo en nada (*), sino que todo va vía la modificación del RD 413/2014. Este objetivo es fundamental para evitar tener que mandarlo a la Comisión Europea para una nueva aprobación.

  Nota (*): Esto quiere decir que no ve incluir modificaciones de ningún tipo en el RDL 10/2022, según se indicaba en la Nota de prensa **"Esta medida no modifica la regulación del mecanismo ibérico pactado con la Comisión".**

- En principio esta renuncia temporal de larga **duración** sería **voluntaria**, cosa que no sucede con el RDL 10/2022 que es de obligada aplicación en su ámbito.

V. RDL 10/2022: Escritos a la Comisión europea situación en España

V. RDL 10/2022: Escritos a la Comisión europea situación en España

Impact on Regulated combined heat and power (CHP) plants of the Decision authorizing the "State Aid SA. 102454 (2022/N) - Spain on the production cost adjustment mechanism for the reduction of the electricity wholesale price in the Iberian market".

Competition DG

Online Call DG COMP 12th of September 2022

V. RDL 10/2022: Escritos a la Comisión europea situación en España

I. Related Documents:

1. *7th July 2022 Action Letter to European Commission Directorate-General Competition*
    1. *REGULATORY FRAMEWORK ON THE REMUNERATION OF REGULATED CHPS*
    2. *THE INADEQUATE SUPPORT SCHEME FOR REGULATED CHPS HAS ALREADY GIVEN RISE MULTIPLE SERIOUS NEGATIVE EFFECTS*
    3. *THE EFFECTS OF THE NEW STATE AID ON REGULATED CHPS ARE CONTRARY TO THE GENERAL CRITERION OF PROPORTIONALITY AND INFRINGES EU LAW.*
    4. *MEASURES REQUIRED TO ADDRESS THIS SITUATION*
    5. *URGENT ACTIONS TO BE TAKEN BY THE EUROPEAN COMMISSION*
2. *8th of September Update Report to European Commission DG Competition*
    1. *UPDATE LETTER*
    2. *ANNEX 1: Updated situation of regulated Spanish CHP*
    3. *ANNEX 2: DETAILLED COMPARISON OF CCGT COMPENSATION MECHANISM AND REGULATED CCGT CHP NATIONAL SUPPORT SCHEME*
    4. *ANNEX 3: THE MAIN ASPECTS OF THE CNMC REPORT AND THE PROPOSED ORDER ESTABLISHING THE VALUES OF COMPENSATION FOR OPERATIONS "RO" OF THE SECOND HALF OF 2022*
        1. *THE CNMC REPORT*
        2. *THE PROPOSED ORDER ESTABLISHING THE VALUES OF THE COMPENSATION FOR OPERATIONS "RO" OF THE SECOND HALF OF 2022*

2

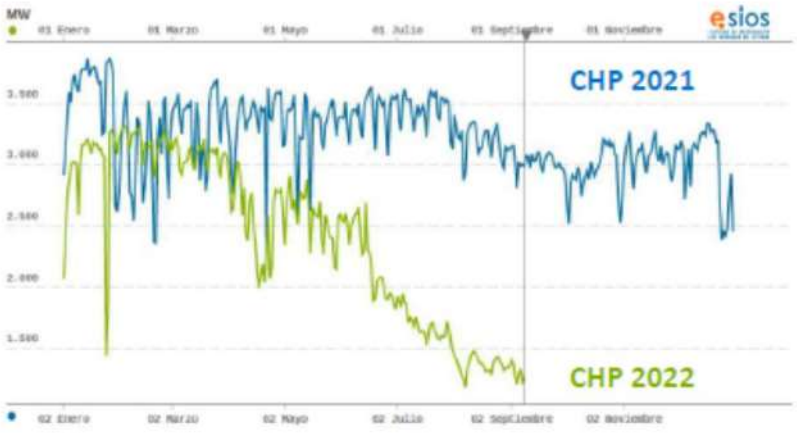
V. RDL 10/2022: Escritos a la Comisión europea situación en España

II. Nowadays Spanish CHPs situation after SA.102454 (2022/N) 15th June implementation

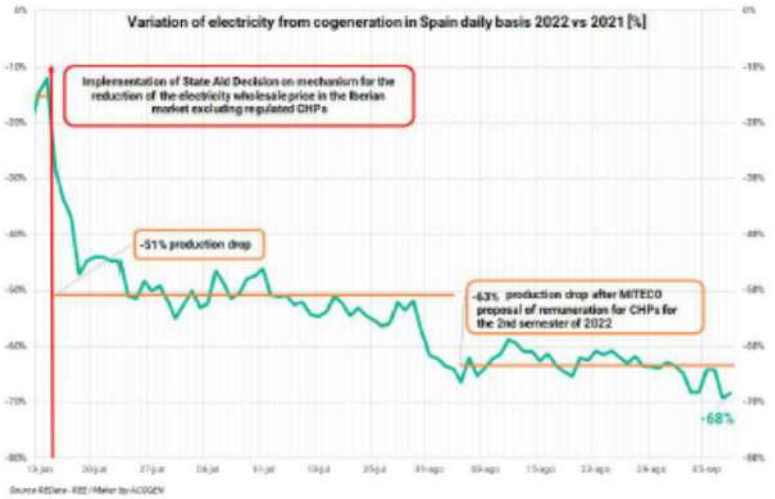
- Regulated CHP electricity generation -70% drop compared to the same period of the previous year.
- Two out of three Spanish CHP facilities have stopped (near - 2.500 MW).

➢ *Regulated CHPs support scheme halves (-52%) actual CCGT/Coal mechanism compensation above electricity wholesale market price.*

GRAPH 1.a: CHP generation 2022 vs 2021



GRAPH 1.b. CHP generation since Decision Implementation



3

V. RDL 10/2022: Escritos a la Comisión europea situación en España

III. Recent News officially publicly announced

I. *On 6th of September Spanish President Mr. Pedro Sánchez announced in a Senate debate the Government plan to include regulated CHP to voluntary and temporary opt to same mechanism granted to CCGT and coal under Decision, prior to CHP facilities renouncing to specific national support scheme under C(2017) 7384 final State aid SA.40348 (2015/NN).*

We are afraid that the measure will not be sufficient in order to avoid discrimination and distortion and, therefore, the medium and small size CHP and CHP special plants such as those for the treatment of waste from the pig and olive sector will not be able to return to operation.

II. *On 6th of September de Ministry of Ecological Transition announced an incoming revision of the Proposed Order to remunerate CHP under national scheme according to natural gas and fuels market evolutions.*

The national support scheme (RRE) should adapt and recognize all the operation (*and fuel cost*) cost in a flexible way. The UE regulation recognizes and should enhance that CHP and other technologies that may use natural gas cannot be treated just as CCGT.

Hence, the Spanish Government has not still developed adequate solutions to the situation of these facilities, so we reaffirm the need for the Commission to take into account the discrimination and the market distortions with respect to Regulated CHPs.

4

V. RDL 10/2022: Escritos a la Comisión europea situación en España

III. Recent News officially publicly announced

I. *On 6th of September Spanish President Mr. Pedro Sánchez announced in a Senate debate the Government plan to include regulated CHP to voluntary and temporary opt to same mechanism granted to CCGT and coal under Decision, prior to CHP facilities renouncing to specific national support scheme under C(2017) 7384 final State aid SA.40348 (2015/NN).*

We are afraid that the measure will not be sufficient in order to avoid discrimination and distortion and, therefore, the medium and small size CHP and CHP special plants such as those for the treatment of waste from the pig and olive sector will not be able to return to operation.

II. *On 6th of September de Ministry of Ecological Transition announced an incoming revision of the Proposed Order to remunerate CHP under national scheme according to natural gas and fuels market evolutions.*

The national support scheme (RRE) should adapt and recognize all the operation (*and fuel cost*) cost in a flexible way. The UE regulation recognizes and should enhance that CHP and other technologies that may use natural gas cannot be treated just as CCGT.

Hence, the Spanish Government has not still developed adequate solutions to the situation of these facilities, so we reaffirm the need for the Commission to take into account the discrimination and the market distortions with respect to Regulated CHPs.

4

VI. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración

VI. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización

TEMAS PENDIENTES

a. El Ministerio y el IDAE Ministerio han seguido avanzando en el esquema de la subasta

b. La metodología anunciada en el RDL 6/2022 también están trabajando para que esté antes de fin de año.

c. Los temas relevantes pendientes de definir, que el Ministerio ha tomado nota de las recomendaciones de la CNMC y de las peticiones del sector:
   I. Autoconsumo: por definir si acepta el mantener el Todo-Todo con autoconsumo mínimo vía PPAs.
   II. Definición de planta nueva y renovada.
   III. Cupos: Tamaños (biomasa nueva -y renovaciones si entran- y criterios de competencia sobreoferta del 20%)
   IV. VUR (10-13 años)
   V. Penalizaciones: aclarar criterio de doble penalidad
   VI. Lista de equipos elegibles

VII. Propuestas legislativas

VII. Propuestas legislativas y alegaciones: Normativa relevante publicada en Agosto (y Sep.).

I. **REAL DECRETO LEY 14/2022** QUE INCLUYE MEDIDAS DE AHORRO, EFICIENCIA ENERGÉTICA Y DE REDUCCIÓN DE LA DEPENDENCIA ENERGÉTICA DEL GAS NATURAL.

II. **ORDEN TED/733/2022** QUE FIJA EL REPARTO DE LA FINANCIACIÓN DEL BONO SOCIAL EN 2022.

III. **PROPUESTA** DE REAL DECRETO QUE ESTABLECE UN SISTEMA DE CERTIFICADOS DE AHORRO ENERGÉTICO (CAES) PARA CUMPLIR CON LAS OBLIGACIONES DE EFICIENCIA ENERGÉTICA.

IV. **PROPUESTA** RESOLUCIÓN CNMC QUE MODIFICA LA INFORMACIÓN QUE DEBE CONTENER LOS CÓDIGOS QR QUE PERMITE EL ACCESO AL COMPARADOR DE OFERTAS DE LA CNMC.

V. **CUARTA SUBASTA RENOVABLE.**

VI. RESOLUCIÓN CNMC FORMATOS AUTOCONSUMO.

VII. **PROPUESTA** DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REGULA EL ESTATUTO DE LOS CONSUMIDORES ELECTROINTENSIVOS .

VIII. **CONVOCATORIA** DE AYUDAS PARA PROYECTOS DE REDES DE CALOR Y FRÍO DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE.

IX. **CONVOCATORIA** DE AYUDAS PARA PROYECTOS SINGULARES DE BIOGÁS.

X. **PROPUESTA** DE ORDEN POR LA QUE SE REGULA EL PROCEDIMIENTO DE GESTIÓN DEL SISTEMA DE GARANTÍAS DE ORIGEN DE GAS RENOVABLE.

XI. INTERVENCIÓN DE EMERGENCIA DEL MERCADO ELÉCTRICO (**NORMA EUROPEA**)

VII. Propuestas legislativas y alegaciones: Normativa relevante publicada en Agosto(y Sep.).

REAL DECRETO LEY 14/2022 QUE INCLUYE MEDIDAS DE AHORRO, EFICIENCIA ENERGÉTICA Y DE REDUCCIÓN DE LA DEPENDENCIA ENERGÉTICA DEL GAS NATURAL.

Entre otras medidas incluye:

- Medidas de ahorro energético (aplicación desde 9/8/2022 hasta 1/10/2023): Límite de temperaturas en edificios administrativos, comerciales y de pública concurrencia a 27ºC en verano y 19ºC en invierno. El alumbrado de los escaparates tendrá que estar apagado desde las 22.00 horas. Esta disposición también se aplicará a los edificios públicos que estén desocupados en ese momento.
- **Fomento de autoconsumo:**
  - Reduce el tiempo mínimo de permanencia en una modalidad (con/sin excedentes) de 1 año a 4 meses.
  - Se establece un mecanismo en el caso de que una nueva instalación de <100 kW en BT con derecho a compensación de los excedentes tarde más de dos meses en regularizarse. Si se supera el plazo de dos meses en la activación desde que la distribuidora recibe la documentación, por motivos no imputables al consumidor o a la administración pública, el comercializador facturará automáticamente al consumidor un término de descuento por un importe equivalente al del mecanismo de compensación simplificada, suponiendo un funcionamiento anual de 1.200 h equivalentes. El descuento será asumido por la distribuidora, no pudiendo ser incorporado a la retribución regulada (las distribuidoras podrán repercutir el coste a las comercializadoras si el retraso se debe a ellas).
- Se habilita un procedimiento administrativo para que las instalaciones de producción de gases renovables (biogás, biometano o hidrógeno) se puedan conectar a la red de gasoductos de transporte y distribución.
- Se habilita la incorporación de sistemas de almacenamiento al parque de renovables que perciben una retribución específica y se reducen los permisos para modernizar las centrales hidroeléctricas añadiendo equipos electrónicos a sus grupos electromecánicos, haciéndolos más flexibles y permitiendo que se utilicen como bombeos.
- Se modifican las tramitaciones de las redes eléctricas, disminuyendo los requisitos para que el procedimiento sea más rápido.

VII. Propuestas legislativas y alegaciones: Normativa relevante publicada en Agosto(y Sep.).

PROPUESTA DE REAL DECRETO QUE ESTABLECE UN SISTEMA DE CERTIFICADOS DE AHORRO ENERGÉTICO (CAES) PARA CUMPLIR CON LAS OBLIGACIONES DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

Se ha presentado al **CONSEJO DE ESTADO** *(versión de RD casi definitiva a falta de enmiendas formales de tipo jurídico) destacan los siguientes aspectos:*

- Los CAEs serán voluntarios y alternativos al Fondo Nacional de Eficiencia Energética. Se obtendrán como contraprestación a la realización de actuaciones de ahorro y eficiencia energética.
- Mediante Orden Ministerial (OM) se establecerá un catálogo de medidas estandarizadas, que incorporará el número de CAEs generados por cada actuación.
- Anualmente se publicarán mediante OM las obligaciones máximas de ahorro que los sujetos obligados podrán cumplir mediante CAEs. Si los sujetos obligados presentan CAEs por un valor superior al máximo asignado, el excedente se deducirá de su objetivo del año siguiente. En caso de no presentar CAEs suficientes, deberán aportar al FNEE.
- Se establece la figura del sujeto delegado, que podrá asumir parte o todos los objetivos de ahorro de un sujeto obligado con el que firme un acuerdo privado. Las obligaciones adquiridas únicamente las podrá cumplir mediante CAEs.
- Se propone la puesta en marcha de un mecanismo de subastas que permita a la Administración subastar necesidades de ahorro energético con cargo al FNEE. Estas necesidades de ahorro solo podrán ser adquiridas por los sujetos delegados.
- La validez de los CAEs es de 3 años desde que se realiza la actuación. Sólo se podrán obtener CAEs por actuaciones ejecutadas con posterioridad a la entrada en vigor del RD y hasta el 31 de diciembre de 2030.

VII. Propuestas legislativas y alegaciones: Normativa relevante publicada en Agosto(y Sep.).

CUARTA SUBASTA RENOVABLE.

- Se subastarán 3.300 MW1 (1.800 MW fotovoltaica y 1.500 MW de eólica terrestre; para proyectos con potencia ≥ 100 kW).
- Tramo máximo indivisible ofertado: 180 MW.
- Fecha de celebración: 25 de noviembre.
- Se establece un límite máximo al volumen de producto adjudicado a una misma empresa del 25%.

Tecnologías	Fecha límite de disponibilidad de la instalación	Fecha de expulsión del REER	Fecha de inicio del plazo máximo de entrega	Plazo máximo de entrega
Fotovoltaica	15/11/2024	15/12/2024	15/03/2025	12 años
Eólica terrestre	15/11/2025	15/12/2025	15/03/2026	12 años

Nota:
1)En el proceso de casación se podrá asignar un 6% adicional, hasta 3.498 MW.

VII. Propuestas legislativas y alegaciones: Normativa relevante publicada en Agosto(y Sep.).

RESOLUCIÓN CNMC FORMATOS AUTOCONSUMO

Se ha publicado en el BOE la Resolución que modifica los formatos y protocolos de comunicación relacionados con el autoconsumo, en relación a los procesos de contratación, facturación y reclamación. Principales cambios:

- Se permite que la contratación del autoconsumo en baja tensión se realice mediante dos vías de contratación alternativas:
  - Se mantiene la vía vigente actualmente para instalaciones de generación en BT < 100kW, que se inicia a partir del Certificado de Instalación Eléctrica (CIE) presentado a la CCAA. A continuación, la CCAA remite la información al distribuidor, y éste al comercializador. Una vez que el consumidor está conforme con la información técnica, el comercializador solicita la contratación del autoconsumo al distribuidor, y éste comienza su proceso de medida y de facturación de peajes.
  - Se amplía a todas las instalaciones de autoconsumo la vía que actualmente se usa para las instalaciones de mayor tamaño, que se inicia con la solicitud de la contratación del autoconsumo por parte del comercializador al distribuidor, acompañado del CIE, para que éste comience el proceso de medida y de facturación de peajes.
- Se modifica el proceso de contratación de los autoconsumos colectivos, permitiendo iniciar el proceso con unos pocos puntos de suministro, de forma que progresivamente puedan incorporarse nuevos puntos. También se facilita el cambio de autoconsumo individual a colectivo.

.

VII. Propuestas legislativas y alegaciones: Normativa relevante publicada en Agosto(y Sep.).

PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REGULA EL ESTATUTO DE LOS CONSUMIDORES ELECTROINTENSIVOS

El Ministerio ha sacado a consulta pública hasta el 9 de septiembre una propuesta de Real Decreto por la que se modifica el Real Decreto 1106/2020 que regula el estatuto de los consumidores electrointensivos al objeto de adaptarlo a las nuevas *Directrices europeas sobre ayudas estatales en materia de clima, protección del medio ambiente y energía 2022*. Destacar los siguientes cambios en la compensación de los costes de apoyo a las renovables, cogeneración y extracostes no peninsulares de la que se benefician los electrointensivos:

- Se actualiza la lista de sectores elegibles, distinguiendo ahora entre dos tipos de sectores que pueden acceder a estas ayudas: sectores *en riesgo significativo* de fuga de carbono y sectores *en riesgo*. La intensidad de ayuda máxima para los sectores en riesgo significativo se mantiene en el 85% de los costes subvencionables, mientras que para los sectores en riesgo es del 75% (que podría ser del 85% si se cumplen determinados requisitos).
- Se añaden a la lista de industrias elegibles para estas ayudas las de sectores manufactureros y extractivos.
- Se añade la posibilidad de conceder una ayuda superior al 85% a aquellas instalaciones especialmente electrointensivas, definidas como aquellas que deban soportar unos costes anuales por cargos del sistema eléctrico superiores al 0,5% de su valor añadido bruto (VAB) o del 1% en el caso de sectores en riesgo.
- Se podrá acreditar el cumplimiento de la obligación de invertir en eficiencia energética mediante el incremento del consumo renovable o mediante inversiones para reducir las emisiones.

VII. Propuestas legislativas y alegaciones: Normativa relevante publicada en Agosto(y Sep.).

PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REGULA EL ESTATUTO DE LOS CONSUMIDORES ELECTROINTENSIVOS (II)

Además de adaptar el estatuto a las nuevas directrices europeas, también se aprovecha la revisión para establecer las siguientes medidas:

- En cuanto a la obligación de contratación a plazo de energía eléctrica procedente de fuentes renovables, se aclara que el 10% del consumo eléctrico que debe contratarse a plazo se debe calcular sobre la base de la energía eléctrica tomada de la red, excluyendo el autoconsumo en la instalación. De esta manera, se permite que una instalación que autoconsuma la totalidad o la mayor parte de su energía eléctrica pueda optar a los mecanismos de apoyo a los consumidores electrointensivos.

- Se flexibiliza el requisito para optar a la categoría de consumidor electrointensivo este año: no se exigirá la necesidad de haber consumido al menos el 50% de la electricidad durante el periodo tarifario valle durante el año 2022.

.

VII. Propuestas legislativas y alegaciones: Normativa relevante publicada en Agosto(y Sep.).

CONVOCATORIA DE AYUDAS PARA PROYECTOS DE REDES DE CALOR Y FRÍO QUE UTILICEN FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE

Se han publicado la **Orden TED/707/2022** y la Resolución por la que se establecen las bases reguladoras para incentivos a proyectos de redes de calor y frío que utilicen fuentes de energía renovable, así como la primera convocatoria de ayudas, respectivamente:

- Presupuesto: 100 M€.
- Plazo convocatoria: Del 26 de septiembre al 28 de octubre.
- Adjudicación: Concurrencia competitiva.
- Proyectos subvencionables: Nueva red de calor y frío; ampliación o sustitución de una central de generación que aporte calor y/o frío a una red existente; ampliación de una red de distribución existente.
- Criterios de valoración: Económico (se valora la reducción del importe de la ayuda); viabilidad administrativa (estado de tramitación); criterio técnico y demostrativo (innovación, eficiencia y efecto demostrativo); y externalidades positivas (impacto positivo sobre zonas de transición justa, comunidades energéticas, PYMES, etc).
- Cuantía de la ayuda general: Entre el 35% y el 85% de los costes subvencionables (dependiendo del tipo de beneficiario, tamaño de la empresa, transición justa, etc).
- Plazo finalización proyectos: 31/10/2025.

.

VII. Propuestas legislativas y alegaciones: Normativa relevante publicada en Agosto(y Sep.).

CONVOCATORIA DE AYUDAS PARA PROYECTOS SINGULARES DE BIOGÁS

Se han publicado la **Orden TED/706/2022** y la Resolución por la que se establecen las bases reguladoras para incentivos a proyectos singulares de biogás, así como la primera convocatoria de ayudas, respectivamente:

- Presupuesto: 150 M€.
- Plazo convocatoria: Del 12 de septiembre al 14 de octubre.
- Adjudicación: Concurrencia competitiva.
- Proyectos subvencionables: Instalaciones de producción de biogás mediante digestión anaerobia; instalaciones de biogás para producción de calor, generación de electricidad, cogeneración o producción de biometano; instalaciones para tratamiento del digerido para su aprovechamiento agrícola.
- Criterios de valoración: Económico (se valora la reducción del importe de la ayuda); tecnológico (según el tipo de instalación); externalidades (impacto positivo sobre zonas de transición justa, comunidades energéticas, PYMES, etc).
- Cuantía de la ayuda general: Entre el 10% y el 100% de los costes subvencionables (dependiendo del tipo de proyecto y beneficiario, tamaño de la empresa, transición justa, etc).
- Plazo finalización proyectos: 31/10/2025.

VII. Propuestas legislativas y alegaciones: Normativa relevante publicada en Agosto(y Sep.).

PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE REGULA EL PROCEDIMIENTO DE GESTIÓN DEL SISTEMA DE GARANTÍAS DE ORIGEN DE GAS RENOVABLE

El Ministerio sacó a consulta pública hasta el 9 de septiembre una propuesta de Orden que regula el sistema de Garantías de Origen (GdOs) de gas renovable:

- La Orden define los sujetos que intervienen en el sistema de GdOs (tenedor, intermediario, productor, suministrador, consumidor, entidad medidora y entidad auditora) y regula el registro, mantenimiento y baja en dicho sistema, la supervisión y auditoría de las instalaciones de producción, la administración del sistema, procedimiento de medición, reporte de actividad, gestión de reclamaciones, etc.
- En el plazo de seis meses desde la aprobación de esta Orden, el Gestor Técnico del Sistema como entidad responsable deberá poner en funcionamiento tanto el sistema de GdOs como el registro de instalaciones de producción de gas renovable.

VII. Propuestas legislativas y alegaciones: Normativa relevante publicada en Agosto(y Sep.).

INTERVENCIÓN DE EMERGENCIA DEL MERCADO ELÉCTRICO (EUROPA)

La Presidenta de la Comisión Europea ha anunciado una intervención de emergencia en el mercado europeo y una reforma estructural del mismo. El anuncio llega después de que Alemania haya admitido, por primera vez, que hace falta una "reforma moderada" del sector.

El 9 de septiembre ha celebrado una reunión extraordinaria de Ministros de Energía para abordar la situación, en cuyo **borrador de conclusiones (*)** el Consejo de Ministros de Energía indica resumidamente:

- Bruselas extenderá la crisis energética hasta diciembre de 2023 y descarta establecer un tope al gas a nivel europeo y opta por limitar el precio a renovables y nuclear para abaratar la luz
- Los ministros invitarán a la Comisión a que prepare el paquete de medidas "urgentes"

Nota (*): Las conclusiones son bastante abstractas, no son nada concretas sobre las medidas definitivas a tomar, por lo tanto cabe la posibilidad de que de esta reunión no salgan grandes medidas, sino la invitación a la Comisión Europea de que en las próximas semanas apruebe un paquete de medidas al respecto como pueda ser el tope al precio que obtengan las tecnologías inframarginales o medidas de ahorro
*El Gobierno tratará de bajar la propuesta del precio límite de **200 €/MWh** a las renovables:*

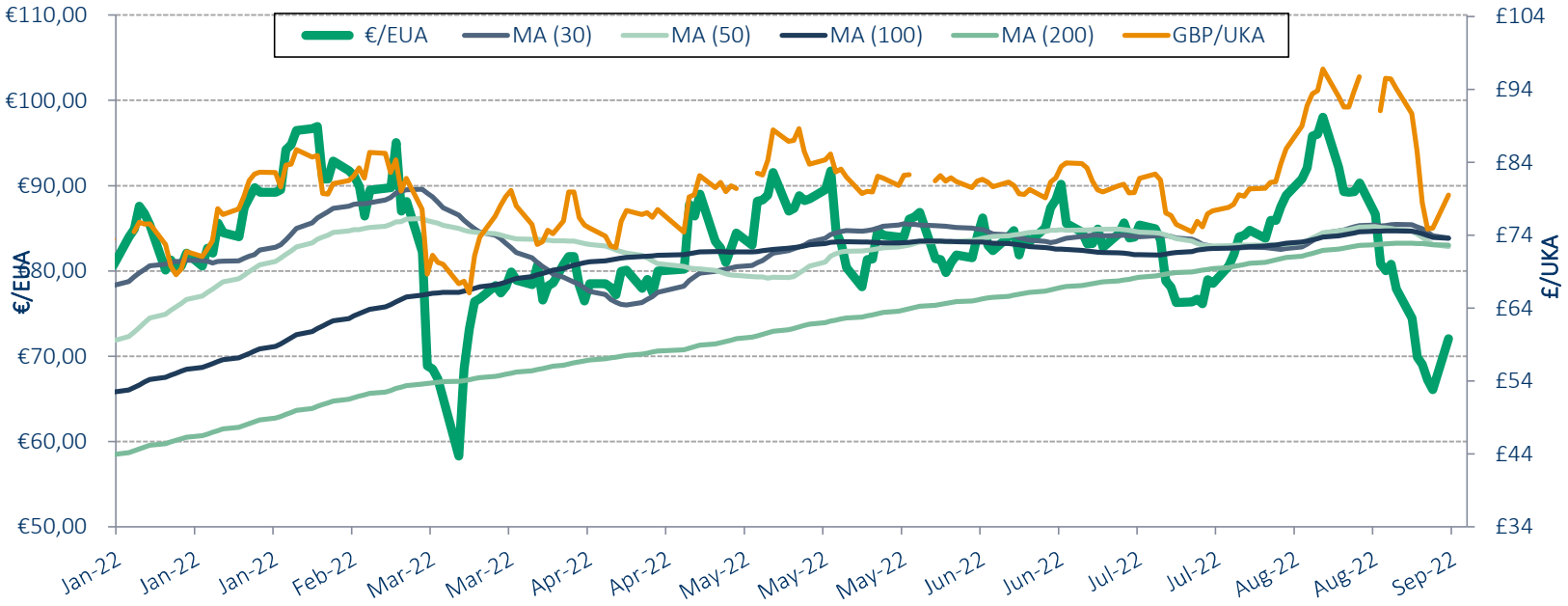
https://elperiodicodelaenergia.com/el-borrador-de-las-conclusiones-del-consejo-de-ministros-de-energia-bruselas-extendera-la-crisis-energetica-hasta-diciembre-de-2023/

VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales

VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales

CORRECCIÓN EN EL EUA. El EUA cae hasta un 33% desde mediados de agosto, en el que cotizó por encima de 99 €/t y promedió los 87 €/t. Rebote el lunes 12 de septiembre (+8,68%), para cierre en 71,82 €/t (media mes: 72,15 €/t).

Evolución del EUA en 2022



Fuente - Refinitiv

VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales

POSIBLE VENTA DE EUA DEL MSR. Caída provocada por la filtración de propuestas para intervenir el EU ETS. Las más realistas desarrollan la venta extraordinaria de EUA procedentes de la Reserva para la Estabilidad del Mercado (MSR), inicialmente propuesta en marzo en el REPowerEU.

Propuestas para intervenir el EU ETS

Instrumento	Propuesta
Declaraciones de índole política	• Jos Delbeke: cualquier nivel por encima de 70 €/t necesita atención
Fijación de precios máximos	• Polonia propone un precio fijo de 30 €/t • España propuso desarrollar un mecanismo similar a la excepción ibérica al gas para el CO_2
Subasta de MSR	• REPowerEU: adelantar subastas del MSR para recaudar 20.000 millones de € en 2024-2026 (entre 200 y 400 millones de EUA, vs. los 480 millones a subastar en 2022) • Holanda: subasta en 2023 hasta obtener 10.000 millones de € • EPP: concentrar todas las subastas extras en 2023

Fuente - elaboración propia

VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales

RESULTADOS DEL CONSEJO DE LA UNIÓN EUROPEA (9 DE SEPTIEMBRE). Estas propuestas forman parte de la respuesta de la UE a la crisis energética provocada por la guerra en Ucrania. El Consejo de la UE de 9 de septiembre refleja el Estado actual de las negociaciones. Pendientes del discurso Estado de la UE de 14 de septiembre.

Resumen del Consejo de la UE

Mercado	Propuesta
Electricidad (punto 8)	• Precios máximos a tecnologías con bajos costes de producción • Impuestos extraordinarios (*solidarity contribution*) • Medidas de reducción a la demanda (no aparece %) • Instrumentos para inyectar liquidez a agentes del mercado
Derechos de emisión (punto 9)	• *to swiftly advance the negotiations and find a solution on the Market Stability Reserve in the context of the REPowerEU initiative*
Gas natural (punto 10)	• Sin consenso para establecer precios máximos, y mucho menos a precios de determinadas jurisdicciones (aunque se menciona la guerra en al menos dos momentos del texto)

Fuente - elaboración propia (https://www.consilium.europa.eu/media/58929/presidency-summary-220909.pdf)

VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales

FIT FOR 55. Las negociaciones del *Fit for 55* pasan a un segundo plano. El *rapporteur* Liese confía en poder terminar dichas negociaciones en 2022, pero no antes de la COP 27 que tendrá lugar en Egipto entre el 6 y el 18 de noviembre.

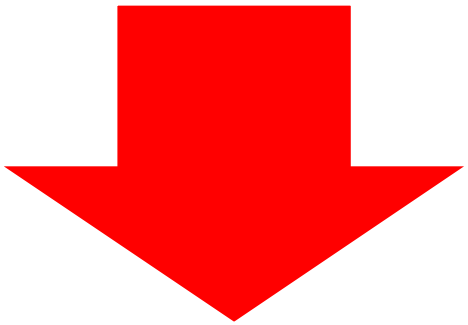
Principales aspectos del *Fit for 55*

Tema	Comisión Europea y Consejo de la Unión Europea	Parlamento Europeo
Target	• -61% sobre 2005	• -63% sobre 2005
Rebasing y LRF	• *Rebasing* de 117 Mt y LRF de 4,2%	• *Rebasing* de 70 Mt y LRF inicial de 4,4% en 2024, y otro *rebasing* de 50 Mt y LRF de 4,5% en/desde 2026. LRF de 4,6% desde 2029
Asignación gratuita CBAM	• Eliminación progresiva de la asignación gratuita entre 2026-2035	• Se aprobó el final de la asignación gratuita para sectores CBAM en el 2032, con una reducción gradual desde 2027: 93% en 2027, 84% en 2028, 69% en 2029, 50% en 2030, 25% en 2031 y 0% en 2032
Especulación	• No se presenta ninguna medida para limitar la especulación (salvo el 29a)	• Varias medidas para limitar el acceso y las posiciones a los actores con obligaciones de *compliance* en el EU ETS

Fuente – Refinitiv, Carbon Pulse

VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales

DETERMINANTES DE PRECIO. Continúan las señales mixtas en el EU ETS. La evolución del EUA es impredecible.



Industria

- Destrucción de demanda industrial por altos precios del gas natural y la incertidumbre regulatoria
- Inestabilidad macroeconómica

***Utilities* y aviación**

- Baja producción nuclear e hidroeléctrica
- Aumento de la generación a carbón
- Vuelta a niveles anteriores al COVID-19

Fuente – elaboración propia

VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales

PREVISIONES DE PRECIO. Los analistas prevén volatilidad debido a unos fundamentales impredecibles. La mayoría apuesta por un rango lateral de cotización para lo que queda de año. La reforma del ETS, los elevados precios energéticos y los factores macroeconómicos serán claves en la formación del precio.

Price Forecast (18/07/2022)

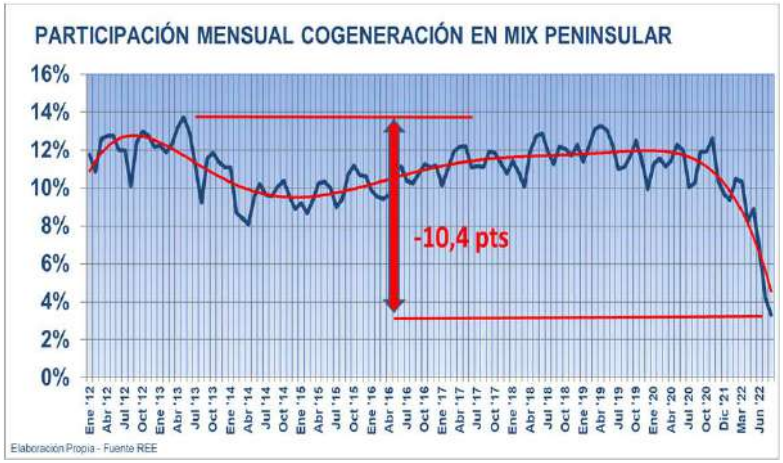
Analyst	Q3 2022	H2 2022	2022	2023	2024	2025	2026	2030	Phase IV
BloombergNEF	84,00 €	84,00 €	83,74 €	90,00 €	94,00 €	94,00 €	112,00 €	136,00 €	103,00 €
ClearBlue Mkts	84,65 €	85,54 €	84,51 €	90,77 €	102,43 €	112,06 €	122,17 €	122,85 €	108,78 €
Energy Aspects	90,00 €	93,00 €	88,24 €	103,00 €	120,00 €	124,00 €	126,00 €	151,00 €	121,00 €
Lawson Steele (former Berenberg)	N/A	125,00 €	104,24 €	139,00 €	114,00 €	140,00 €	145,00 €	150,00 €	144,00 €
Macquarie	80,00 €	80,00 €	81,74 €	90,00 €	90,00 €	95,00 €	110,00 €	128,00 €	101,00 €
Morgan Stanley	80,00 €	80,00 €	81,74 €	100,00 €	110,00 €	120,00 €	130,00 €	140,00 €	115,00 €
Refinitiv	80,00 €	80,00 €	81,74 €	80,00 €	81,00 €	83,00 €	90,00 €	131,00 €	97,00 €
S&P Global	N/A	82,00 €	82,74 €	87,00 €	95,00 €	100,00 €	N/A	128,00 €	100,00 €
Volue Insight	82,00 €	78,00 €	80,74 €	65,00 €	60,00 €	N/A	N/A	N/A	N/A
Average (11 analysts)	**83,60 €**	**83,45 €**	**85,35 €**	**93,00 €**	**100,05 €**	**103,35 €**	**117,30 €**	**134,45 €**	**105,55 €**
High - Low Range	10,00 €	47,00 €	23,50 €	74,00 €	60,00 €	57,00 €	55,00 €	28,15 €	47,00 €
Last poll (10 analysts)	77,10 €	76,65 €	78,05 €	86,65 €	93,95 €	100,65 €	111,50 €	122,29 €	103,65 €
Evolution / last poll	8,4%	8,9%	9,4%	7,3%	6,5%	2,7%	5,2%	9,9%	1,8%

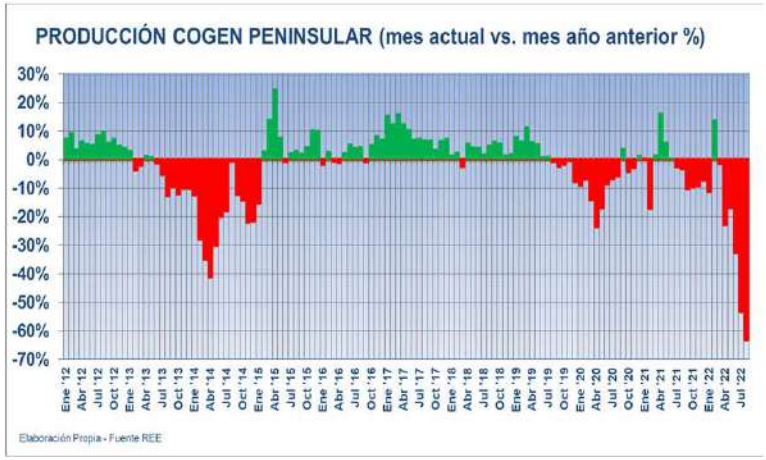
Source: Carbon Pulse.

IX. Aspectos legales

X. Informe de evolución de la cogeneración

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución producción cogeneración peninsular REE



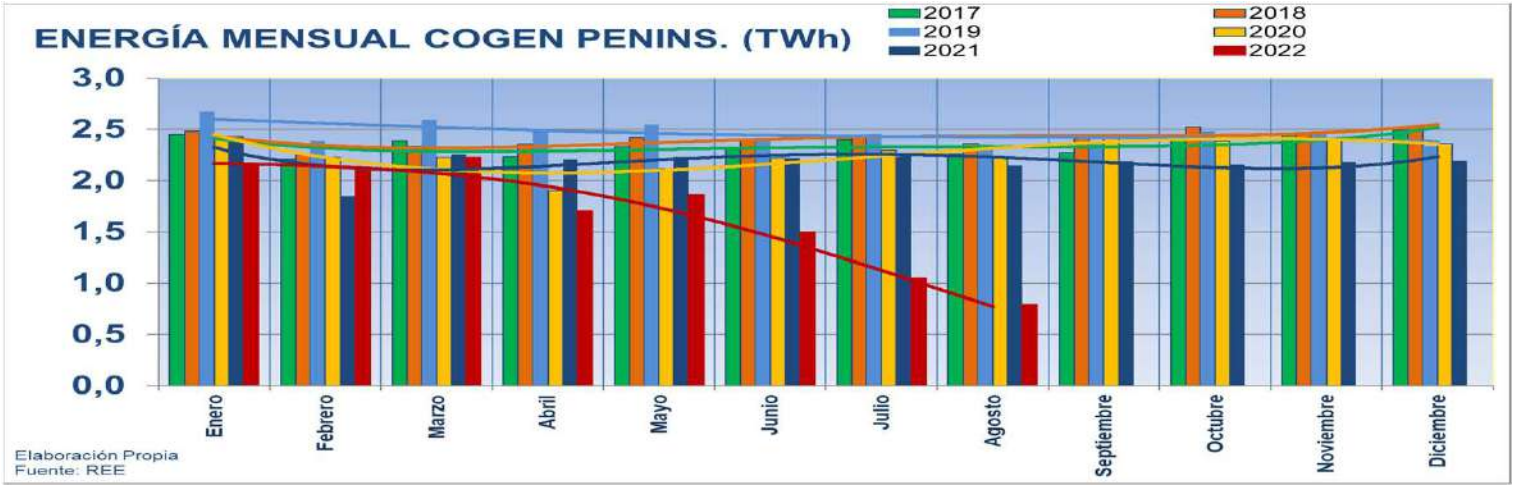


Actualizado Sep '22
(REE cierre jun '22)

jun '22 vs. máximos

-73%	Energía mensual 0,79 vs. 2,91 TWh (ene 2013)
-10,4pts	Participación mensual en mix 3,4 vs. 13,7% (May 2013)
-3,7pts	Participación anual en mix 8,4 vs. 12,1% (2012)

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución producción Cogeneración REE (II)



Actualizado Sep '22
(REE cierre jun '22)

Mensual jun '22 vs. jun '21

-62,3% Energía
0,79 vs. 2,11 TWh
=> -1,3 TWh

-6,7pts Participación en mix
3,1% vs. 9,8%

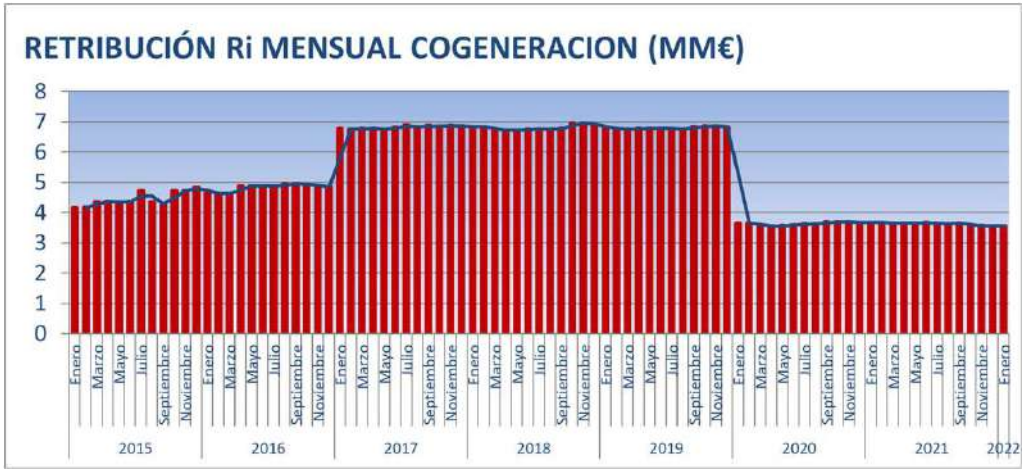
Anual '22 (móvil) vs. '12

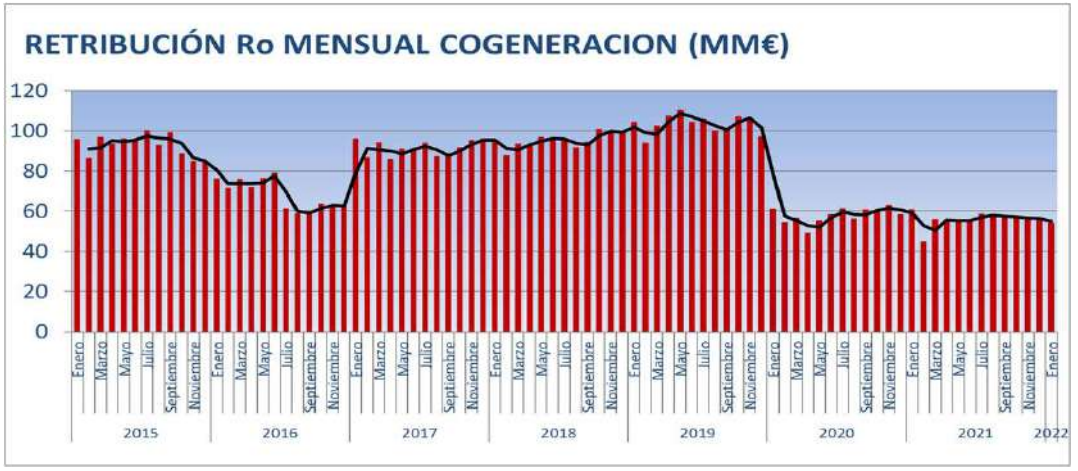
-32,2% Energía
22,01 vs. 32,44 TWh

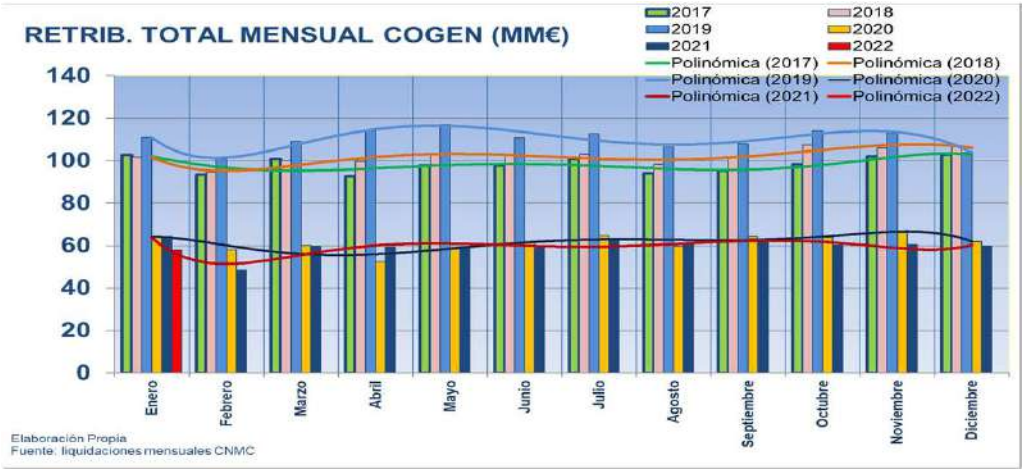
-4,1pts Participación en mix
8% vs. 12,1%

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución liquidación cogeneración CNMC

Datos de liquidación 06/22







Comparación año móvil 2021 vs. 2020

-3,9% Energía vendida jun '22 vs. jun '21 (21,58 TWh vs. 22,45 TWh)

-0,0% Retribución Ri anual jun '22 vs. jun '21 (43,32 M€ vs. 43,63 M€)

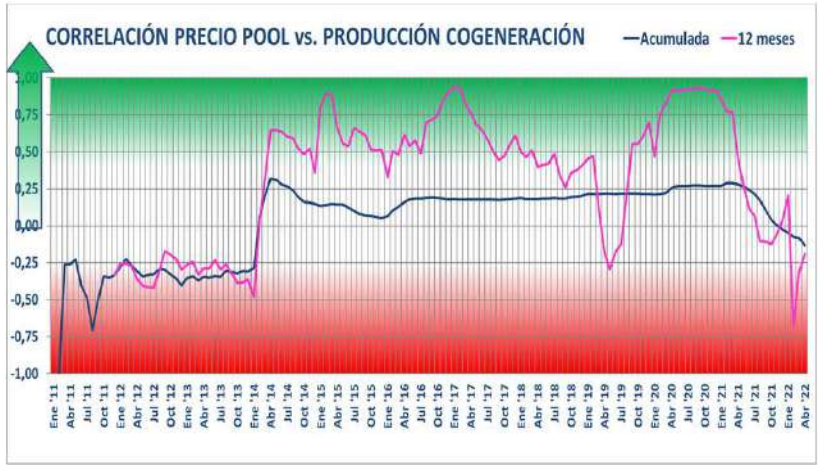
-3,1% Retribución Ro anual jun '22 vs. jun '21 (662,64 M€ vs. 683,61 M€)

-2,9% Retribución Total anual jun '22 vs. jun '21 (705,96 M€ vs. 727,24 M€)

(*) Año móvil

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución liquidación Cogeneración CNMC (II)

Datos de liquidación 06/22



Actualizado jun '22 (CNMC Cuadros Jun'22 y liquid. 06/22)

2022 (año móvil) vs. 2013

-19,9% Energía vendida (**21,58** TWh vs. 26,95(1) TWh)

-29,1% Potencia primada (**3,06** GW vs. 4,31(1) GW)

23,8% Potencia NO OPERATIVA (**1,318 de 5,528** MW)

39,9% Instalaciones NO OPERATIVAS (**380 de 952**)

(1) Máximo año móvil may 2013

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución del parque de Cogeneración

TODAS LAS PLANTAS	POTENCIA INSTALADA (MW)											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	DIF '22-'21	DIF '22-'13
REGISTRADA	5.979	6.089	6.102	5.997	5.757	5.640	5.651	5.612	5.554	5.528	-26	-451
NO OPERA ÚLTIMOS 12 MESES (TIPO I)	182	91	582	140	24	56	23	32	236	100	-136	-82
NO OPERA ÚLTIMOS 24 MESES (TIPO II)	30	1.172	86	429	27	17	41	26	10	128	118	98
NO OPERA ÚLTIMOS 36 MESES (TIPO III)	259	n/d	1.034	969	1.214	1.076	1.115	1.107	1.046	1.016	-30	757
NO OPERA EN CONTÍNUO	471	1.263	1.702	1.538	1.264	1.150	1.180	1.165	1.292	1.244	-48	773
OPERANDO EN CONTÍNUO	5.508	4.826	4.400	4.459	4.493	4.490	4.471	4.447	4.262	4.284	22	-1.224
% no opera de forma contínua	7,9%	20,7%	27,9%	25,6%	22,0%	20,4%	20,9%	20,8%	23,3%	22,5%		
% no operativo últimos +12 meses	3,0%	1,5%	9,5%	2,3%	0,4%	1,0%	0,4%	0,6%	4,3%	1,8%		
% no operativo últimos +24 meses	0,5%	19,2%	1,4%	7,1%	0,5%	0,3%	0,7%	0,5%	0,2%	2,3%		
% no operativo últimos 36 meses	4,3%	n/d	16,9%	16,2%	21,1%	19,1%	19,7%	19,7%	18,8%	18,4%		

Nota.- Ficheros CNMC detalle sólo disponibles desde Ago'13. Datos cierre 2014 para Tipo I no disponibles y para Tipo II incompletos.
Nota.- En el cierre de 2014 los datos del Tipo II incluyen también los del Tipo I (según nota anterior)

TODAS LAS PLANTAS	NÚMERO DE INSTALACIONES											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	DIF '22-'21	DIF '22-'13
REGISTRADA	996	1.060	1.064	1.056	1.023	1.011	1.005	983	960	952	-8	-44
NO OPERA ÚLTIMOS 12 MESES (TIPO I)	24	27	117	24	12	15	14	19	20	15	-5	-9
NO OPERA ÚLTIMOS 24 MESES (TIPO II)	8	280	26	100	17	8	11	15	9	13	4	5
NO OPERA ÚLTIMOS 36 MESES (TIPO III)	76	n/d	266	278	339	342	344	346	336	332	-4	256
NO OPERA EN CONTÍNUO	108	307	409	402	368	365	369	380	365	360	-5	252
OPERANDO EN CONTÍNUO	888	753	655	654	655	646	636	603	595	592	-3	-296
% no opera de forma contínua	10,8%	29,0%	38,4%	38,1%	36,0%	36,1%	36,7%	38,7%	38,0%	37,8%		
% no operativo últimos +12 meses	2,4%	2,5%	11,0%	2,3%	1,2%	1,5%	1,4%	1,9%	2,1%	1,6%		
% no operativo últimos +24 meses	0,8%	26,4%	2,4%	9,5%	1,7%	0,8%	1,1%	1,5%	0,9%	1,4%		
% no operativo últimos 36 meses	7,6%	n/d	25,0%	26,3%	33,1%	33,8%	34,2%	35,2%	35,0%	34,9%		

Actualizado jun '22 (CNMC Cuadros Jun'22)

2022 vs. 2021

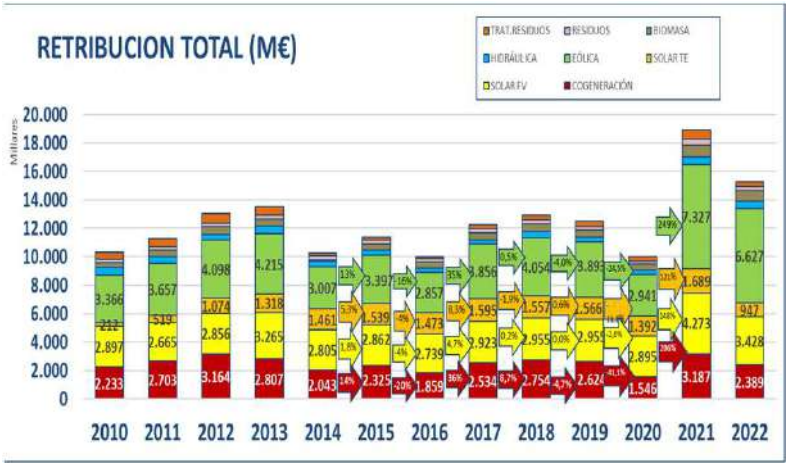
26 MW — Potencia dada de baja en registro en 2022

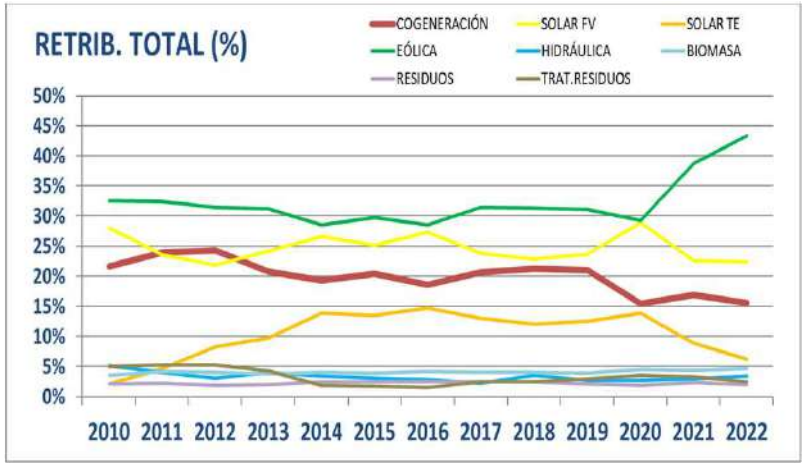
48 MW — Potencia adicional que no opera en continuo en 2021

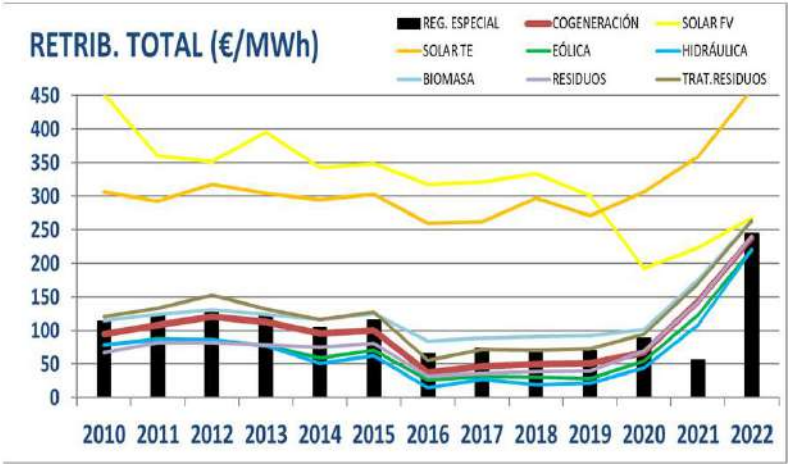
1,244 MW — Potencia que no opera en continuo (22,5%)

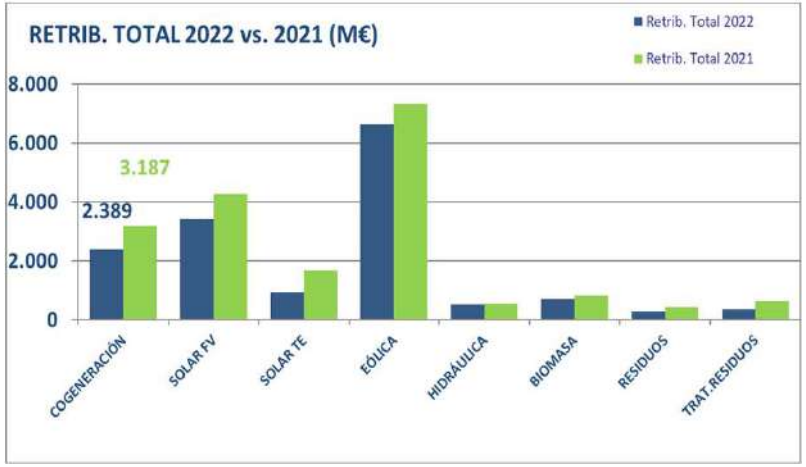
360 — Instalaciones que no operan en continuo (37,8%)

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución de la retribución total cogeneración





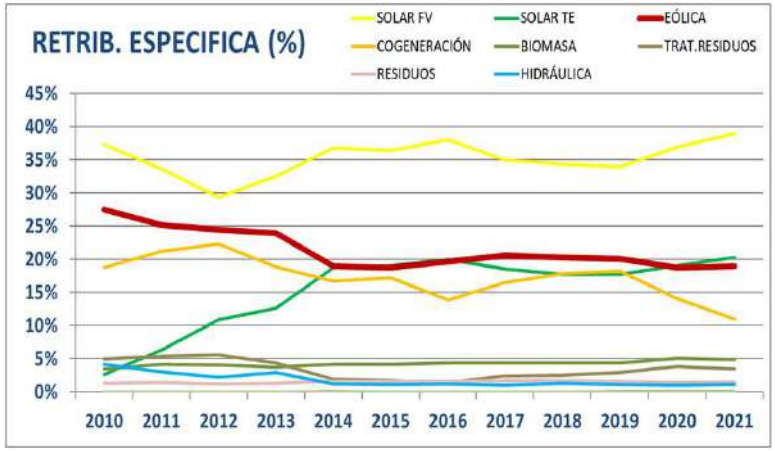




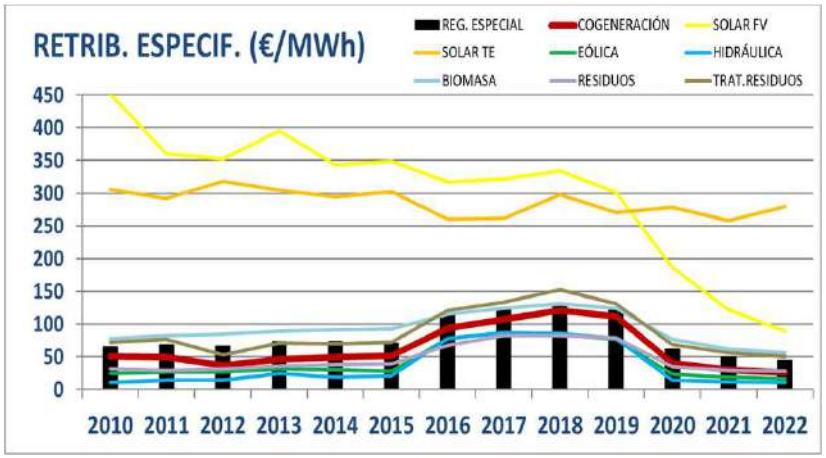
Actualizado jun '22 (CNMC Cuadros Jun'22)

Nota.- 2022 incluye datos hasta junio

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución de la retribución específica cogeneración

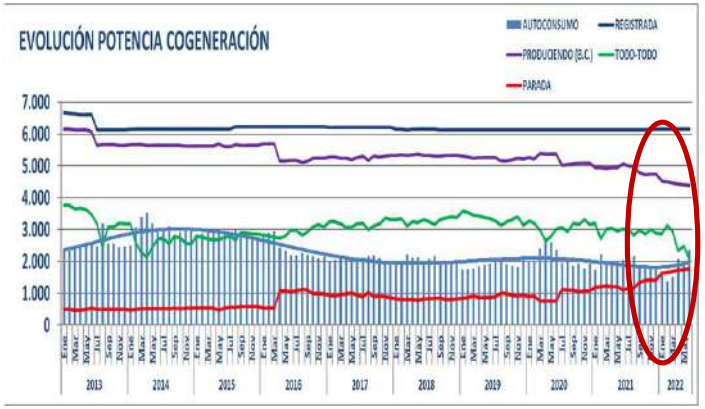


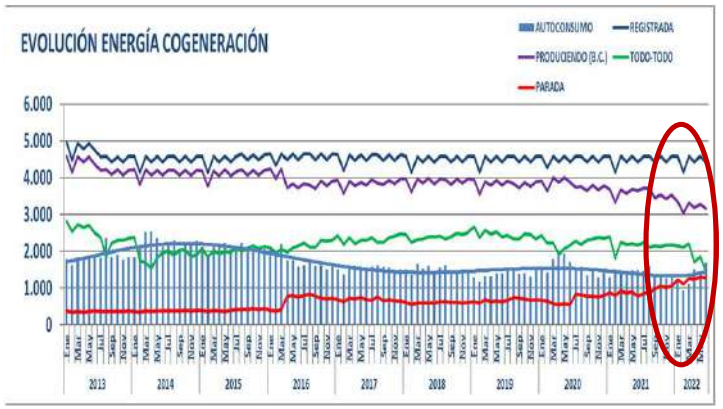
Actualizado jun '22
(CNMC Cuadros Jun'22)

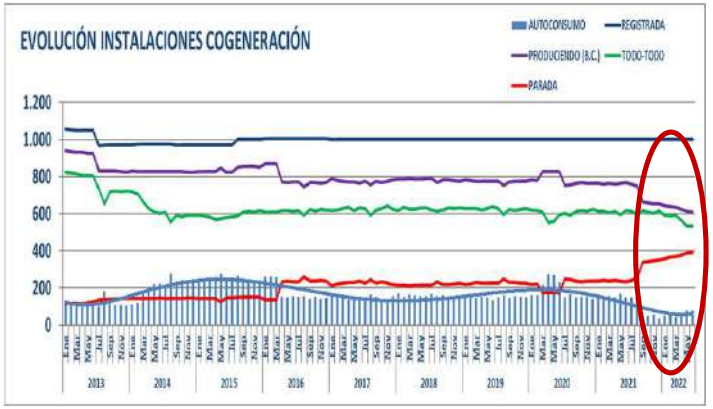


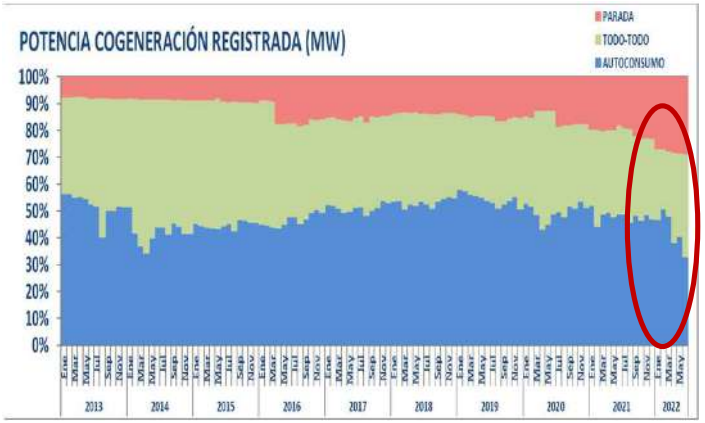
Nota.- 2022 incluye datos hasta junio

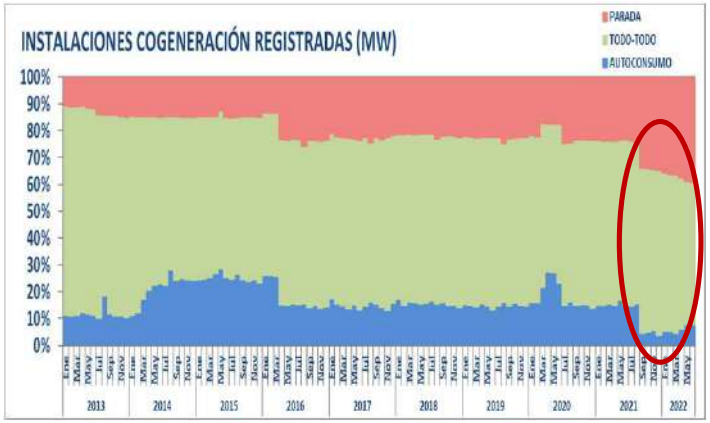
X.Informe de evolución de la cogeneración
Autoconsumo Cogeneración





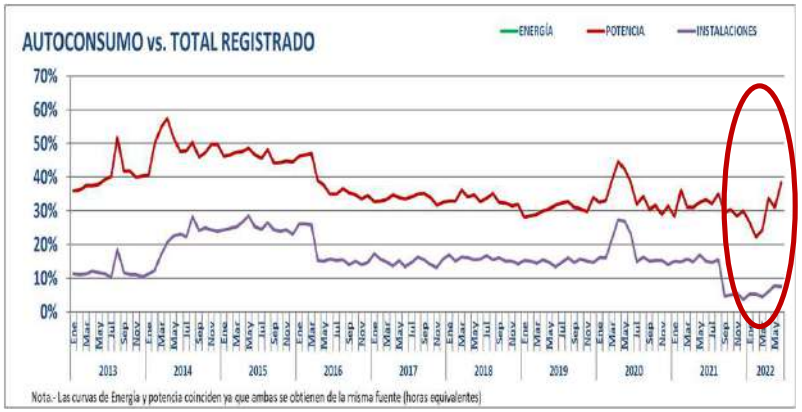






Aumento significativo de la potencia / instalaciones paradas y refugio en el autoconsumo de las plantas que siguen operando

X. Informe de evolución de la cogeneración
Autoconsumo Cogeneración (II)



Nota.- Plantas paradas son las que al menos no han operado en los últimos 12 meses

Actualizado jun '22 (CNMC Cuadros Jun'22)

AC/Registro (mes y año ant.)

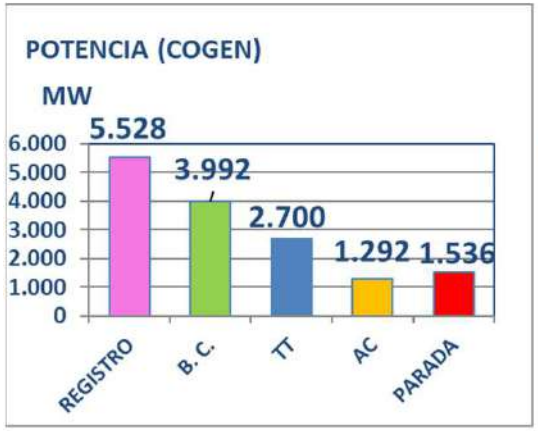
	mes	año	valor
Pot./Ene.	+6,3%	-0,3%	37,3%
Inst.	-0,4%	-8,4%	7,9%

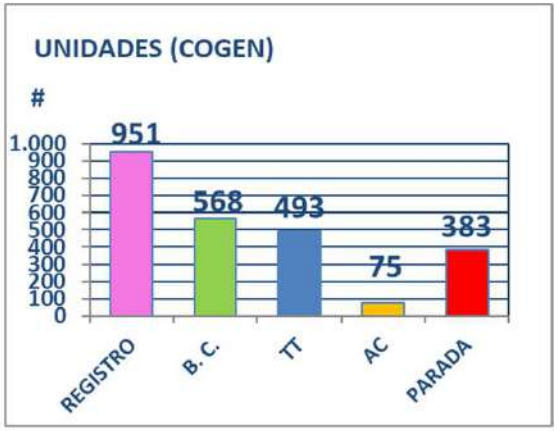
Parado/Registro (mes y año ant.)

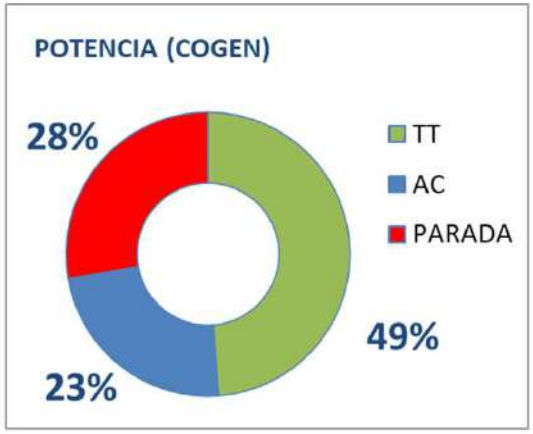
	mes	año	valor
Pot./Ene.	+0,2%	+10,7%	29,9%
Inst.	+0,4%	+14,8%	40,3%

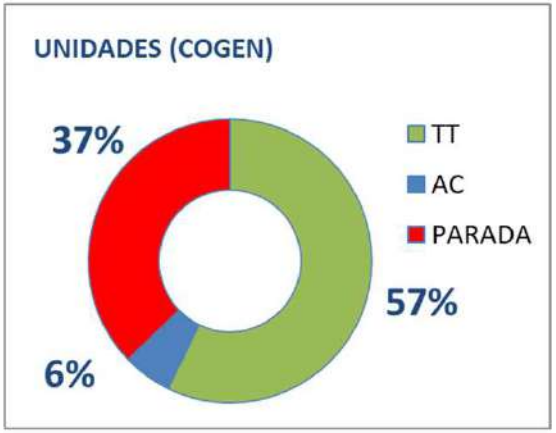
Aumento Potencia / energía AC de plantas grandes operando (reducción en número instalaciones)
Aumenta la potencia e instalaciones paradas (mes-mes y año-año)

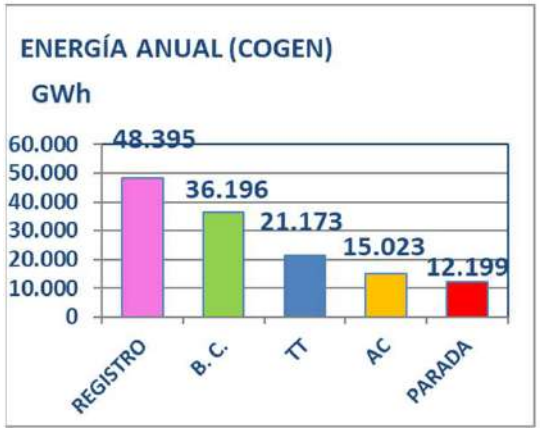
X. Informe de evolución de la cogeneración
Segmentación cogeneración

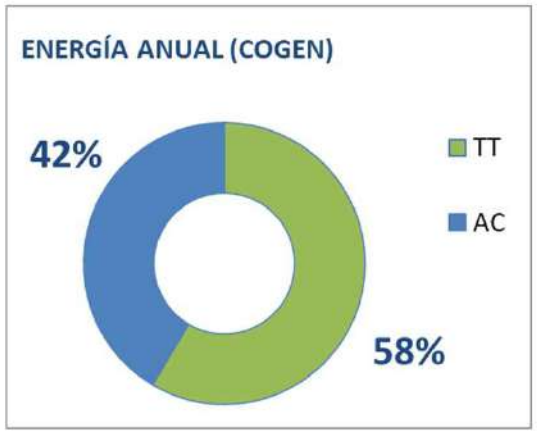


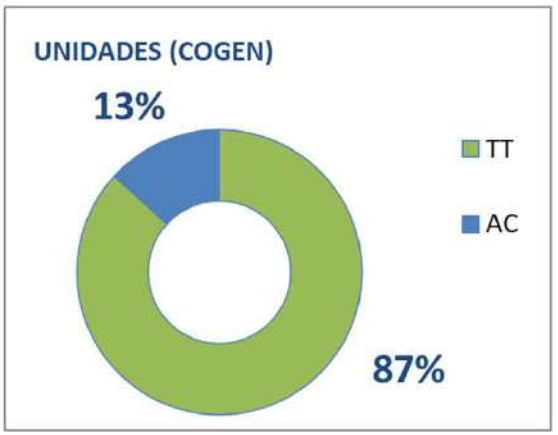






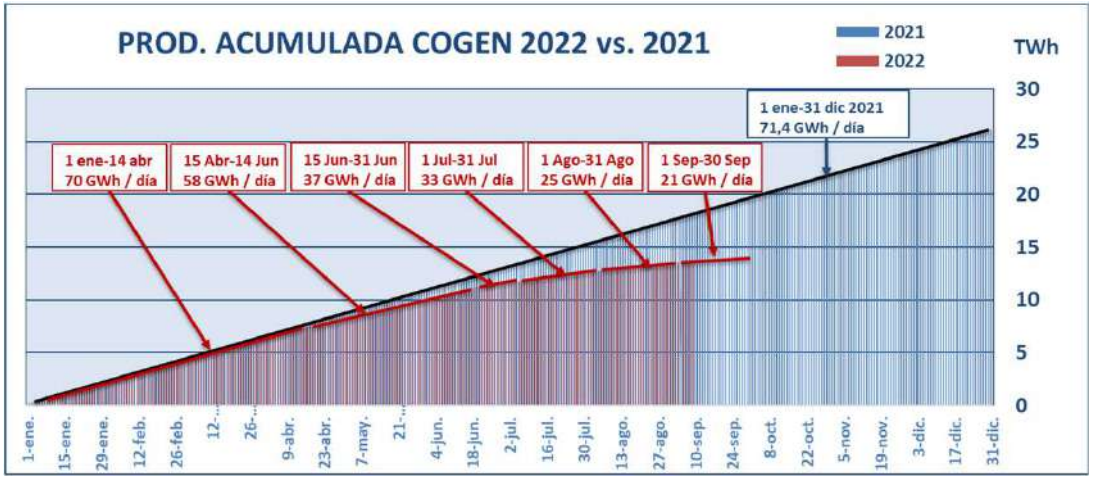




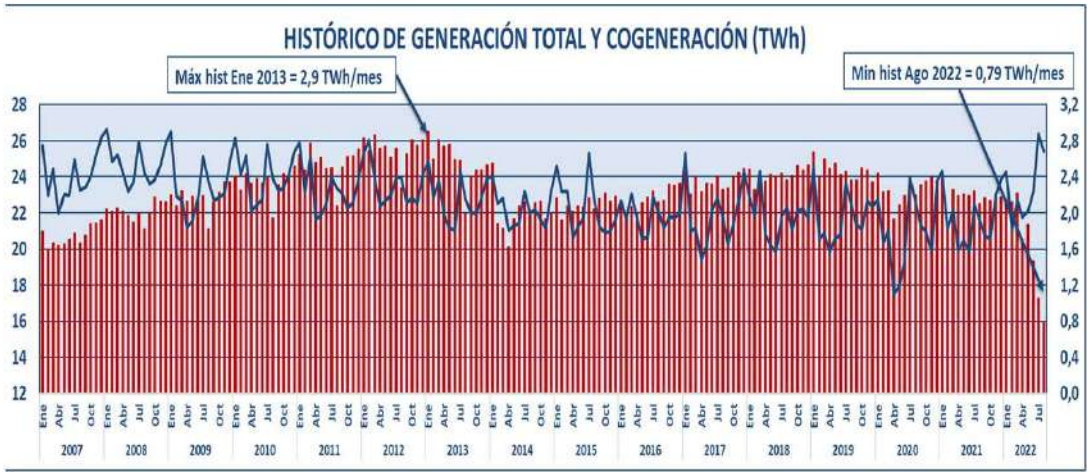


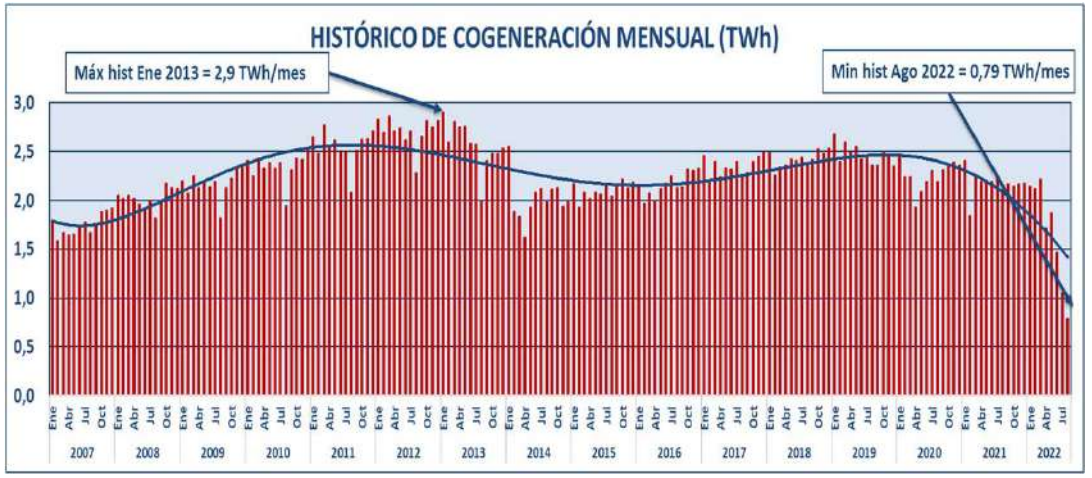
X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución 2022

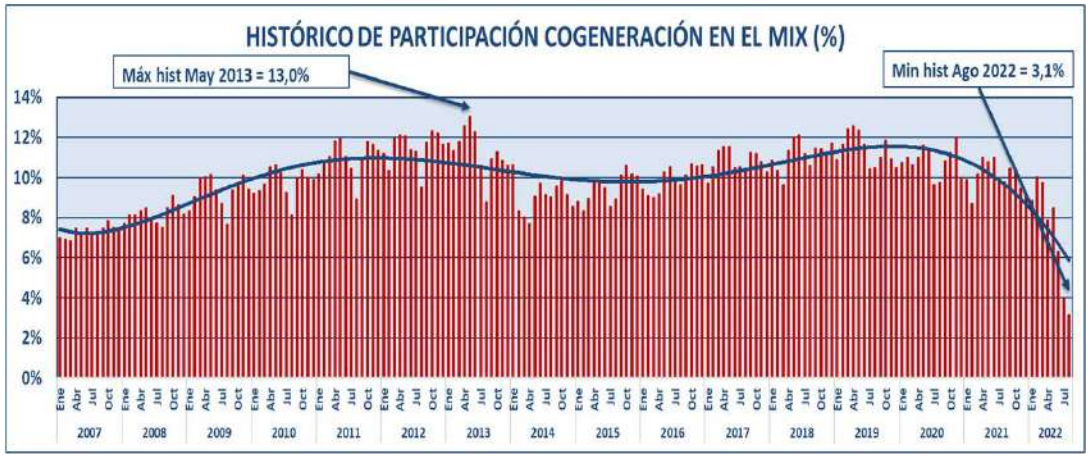
X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución 2022 (II)



Informe de evolución de la cogeneración
Evolución 2022 vs. histórico







XI. Grupos de trabajo

XI. Grupos de trabajo – Próxima reunión con REE – Sep/22

- En Agosto (17-08-22) el departamento de Medidas (Dirección de Medidas y Liquidaciones) nos envió su informe sobre cogeneración, que estamos analizando en comparación con el DE Cogen España:

INFORME COGEN

	POTENCIA (COGEN)				
	REGISTRO	B. C.	TT	AC	PARADA
MW	6.153	4.508	3.129	1.378	1.645
UNIDADES	1.002	638	586	52	364
% MW	100,0%	73,3%	50,9%	22,4%	26,7%
% UNIDADES	100,0%	63,7%	58,5%	5,2%	36,3%

	ENERGÍA (COGEN)				
	REGISTRO	B. C.	TT	AC	PARADA
GWh Mes	4.135	3.029	2.103	926	1.106
GWh Año	53.874	40.659	24.379	16.281	13.214
UNIDADES	1.002	609	533	76	393
% GWh	100,0%	73,3%	50,9%	22,4%	26,7%
% UNIDADES	100,0%	60,8%	53,2%	7,6%	39,2%

INFORME REE

	POTENCIA (COGEN)					
	REGISTRO	B. C.	TT	AC sin E	AC con E	PARADA
MW	7.203	6.436	5.328	994	897	767
UNIDADES	818	620				198
% MW	117,1%	104,6%	86,6%	16,1%	14,6%	12,5%
% UNIDADES	81,6%	61,9%	0,0%	0,0%	0,0%	19,8%

	ENERGÍA (COGEN)					
	REGISTRO	B. C.	TT	AC sin E	AC con E	PARADA
GWh Mes		264	0	0	264	
GWh Año		35.729	30.985	0	4.744	
UNIDADES						
% GWh						
% UNIDADES						

- Otros temas relacionados con los POs recientemente publicados -básicamente el 10.4 y 10.5- también se incluirán en la agenda (el P.O. 7.4 pendiente de reactiva y control de tensión, se llamara a CNMC para actualizar su situación).

XI. Grupos de trabajo

B. Otros grupos: Estudio potencial biogás/biometano: Propuesta AINIA para Cogen España/Acogen/ADAP)

01 Antecedentes

02 Objeto

03 Plan de Trabajo

Tarea 1 ESTIMACIÓN GENERACIÓN DEYECCIONES GANADERAS (NIVEL PROVINCIAL)
Tarea 2 ESTIMACIÓN GENERACIÓN RESIDUOS INDUSTRIA ALIMENTARIA (NIVEL PROVINCIAL)
Tarea 3 ESTIMACIÓN GENERACIÓN LODOS AEROBIOS EDAR AARR (NIVEL PROVINCIAL)
Tarea 4 ESTIMACIÓN GENERACIÓN OTROS RESIDUOS INDUSTRIALES: IND. BIODIESEL E IND. PAPELERA (NIVEL PROVINCIAL)
Tarea 5 ANALISIS DE DISPONIBILIDAD (NIVEL PROVINCIAL)
Tarea 6 INFORME DE RESULTADOS

04 Condiciones de Colaboración

05 Cronograma

06 Condiciones Económicas

07 Anexos

- Incentivos fiscales a la I+D+i.
- Documento de Aceptación
- Términos y condiciones de trabajo

	MESES						
	1	2	3	4	5	6	7
Tarea 1 ESTIMACIÓN GENERACIÓN DEYECCIONES GANADERAS (NIVEL PROVINCIAL)							
Tarea 2 ESTIMACIÓN GENERACIÓN RESIDUOS INDUSTRIA ALIMENTARIA (NIVEL PROVINCIAL)							
Tarea 3 ESTIMACIÓN GENERACIÓN LODOS AEROBIOS EDAR AARR (NIVEL PROVINCIAL)							
Tarea 4 ESTIMACIÓN GENERACIÓN OTROS RESIDUOS INDUSTRIALES: IND. BIODIESEL E INDUSTRIA PAPELERA (NIVEL PROVINCIAL)							
Tarea 5A ANALISIS DE DISPONIBILIDAD (NIVEL PROVINCIAL)							
Tarea 5B ANALISIS DE DISPONIBILIDAD (NIVEL PROVINCIAL)*							
Tarea 6 INFORME DE RESULTADOS							

Postpuesto 4ºT 2022

XII. Cogen Europe

XII. Cogen Europe:Open letter to Executive Vice President Commissioner Timmermans and Commissioner Simson

Como parte de la estrategia en curso de promoción con los paquetes FIT FOR 55 Y GREEN GAS Y EL PLAN REPOWEREU y el paquete SAVE GAS FOR A SAFE WINTER (**),Cogen EU está planeando una carta abierta al Vicepresidente Ejecutivo Timmermans y al Comisario Simson que será firmada por los directores generales/líderes de las empresas/organizaciones miembros de COGEN Europe y las asociaciones nacionales:

- También está previsto incluir a otras asociaciones comerciales europeas afines, como CEPI, CEWEP, CEDEC, CEFIC, etc.
- Se aprovechara la oportunidad de la próxima CONFERENCIA ANUAL DEL 11 Y 12 DE OCTUBRE para presentar oficialmente la Carta Abierta a la Comisión Europea.

- También se organizaran una serie de actividades de comunicación para promover/destacar la carta (comunicado de prensa, medios sociales, publicidad, etc.).

- La versión final de la carta (que enviaremos tras la Junta), se ha solicitado antes del 30 de septiembre.

Nota (**): Para mas detalles de dossiers en curso ver el eUpdate Issue 15, 7 September 2022

XIII. Eventos

XIII. Eventos: Congreso 2022

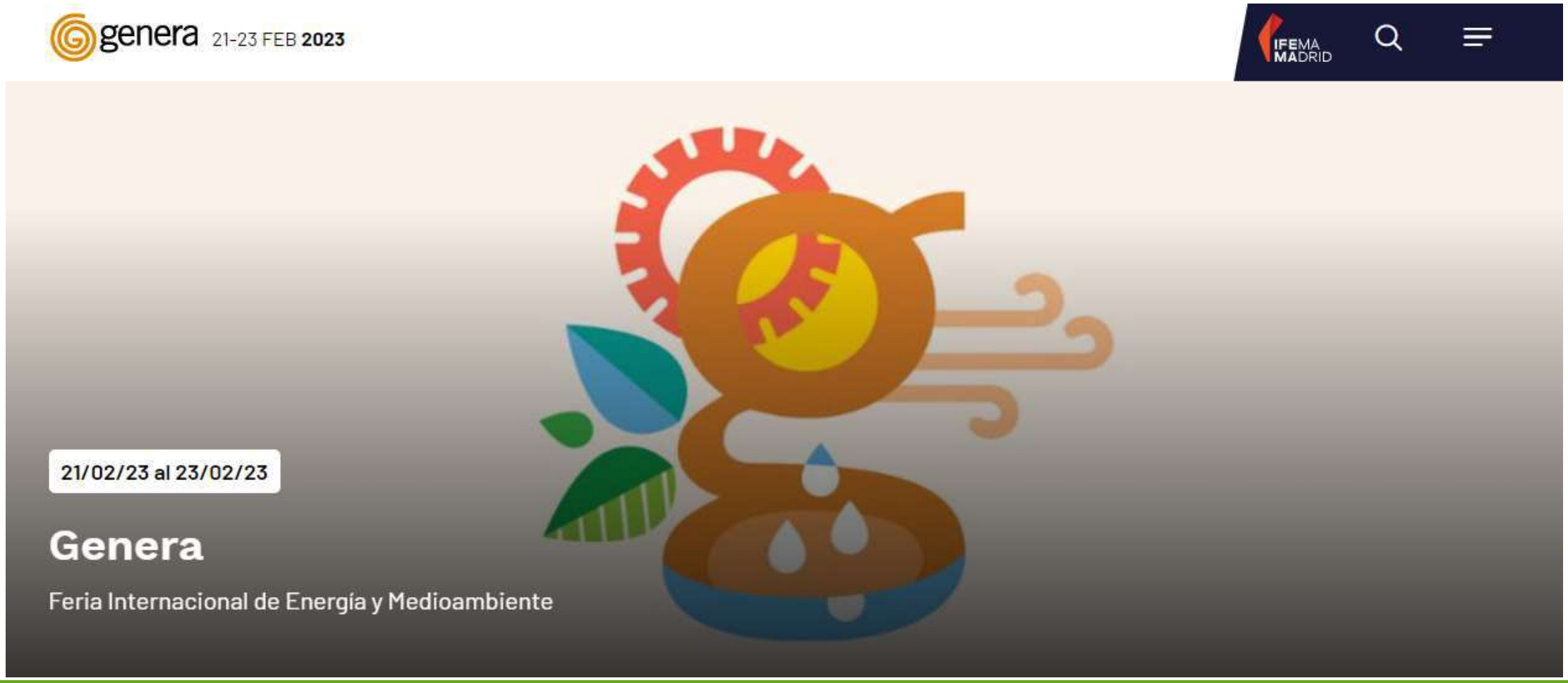
Congreso Anual de Cogeneración: 4 de Octubre en Hotel The Westin Palace Madrid.

XIII. Eventos: COGEN Europe Annual Conference 2022

COGEN Europe Annual Conference 2022 & Gala Awards Dinner

Formato: 100% presencial
Ubicación: Leuven (Bélgica)
Fechas: 11 y 12 octubre
Cena de Gala y entrega de premios el 11 de octubre

XIII. Eventos: Genera 2023



Recordatorio de los medios de contacto

Nueva Dirección de correo postal:

C/Aragó 383, 4ª planta, 08013 Barcelona

Contacto para asuntos legales, administración, facturación,….:

Mónica García Solanas
mgarcía@cogenspain.org
M: 615 21 65 05

Contacto para asuntos técnicos y regulatorios:

Olga Monroy García
omonroy@cogenspain.org
M: 607 28 30 70

Contacto para asuntos generales:

Julio Artiñano
jarti@iberdrola.es
M: 629 270 490

Os invitamos a seguirnos en redes sociales:

Twitter: @cogenspain

LinkedIn:@cogen-España

web: https://www.cogenspain.org/

cogeneración

la forma más inteligente de ahorrar energía

COGEN España

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

COGEN España

Impulsando la energía del futuro

Asóciate a COGEN España

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA PARA LA PROMOCIÓN DE LA COGENERACIÓN

Junta Cogen España

18-octubre-2022

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA PARA LA PROMOCIÓN DE LA COGENERACIÓN

Orden del Día: Agenda

1. Aprobación del acta de la reunión de Junta Directiva del 13 de Sep. de 2022
2. Resumen reuniones:
   I. Reuniones mantenidas: CNMC, …
   II. Próximas reuniones: Miterd, REE, …
3. Temas regulatorios
   I. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021 & 1S 2022 2S 2022(& Orden TED/171/2020): situación
   II. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): balance y próximos pasos
   III. Nueva metodologia 2023: propuestas cesta combustibles 2023 y siguientes
   IV. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización
   V. RDLs en tramitación parlamentaria (RDL 14/2022 -Plazo cambio Todo Todo-, ….)
   VI. PNL Grupo Popular
   VII. Otros temas regulatorios:
      - Situación del sector (Informe F.Ortega)
      - Resumen otras novedades regulatorias (hasta Oct.23)
   VIII. Temas generales:
      a. Comercio de Emisiones y aspectos medioambientales: Actualización del mercado (Factor CO2)
      b. Aspectos legales de la nueva normativa publicada y en curso (Fernando Calancha): Escrito por inacción y otros recursos (actos de ejecución RDL 10/2022)
      c. Grupos de trabajo actualización:
         I. REE: reunión de Oct.
         II. Otros grupos: Aportaciones de la cogeneración 2021/2022
4. COGEN Europe:
   - ✓ Resumen avances regulación europea
   - ✓ Congreso de Cogen Europe 11-12 Oct.: resumen temas tratados
5. Eventos y acciones de difusión:
   - ✓ Congreso 2022: Balance
   - ✓ Genera 2023: 21-23 Feb.
6. Ruegos y preguntas.

Orden del Día: Temas principales

I. Resumen reuniones
II. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021 & 1S 2022 2S 2022 (& Orden TED/171/2020):PNL Grupo Popular
III. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): balance y próximos pasos
IV. Nueva metodologia 2023: propuestas cesta combustibles 2023 y siguientes
V. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización
VI. RDLs en tramitación parlamentaria (RDL 14/2022 -Plazo cambio Todo Todo-, ….)
VII. Propuestas legislativas
VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales
IX. Aspectos legales
X. Informe de evolución de la cogeneración
XI. Grupos de trabajo:
    A. REE
    B. Aportaciones de la cogeneración 2021/2022
XII. COGEN Europe
XIII. Eventos y acciones de difusión

I. Resumen reuniones

I. Resumen reuniones.

Reuniones mantenidas (principales):

- Reuniones mantenidas: CNMC 3 de Oct. 2022 (y telefónicamente 17 Oct.)
- Partidos políticos (pre-congreso)
- 11-12 octubre: Annual Conference Cogen Europe

Próximas reuniones:

- MITERD: SdE –solicitada-
- REE: Grupo de trabajo ED: 21 de octubre
- REE: Grupo de trabajo EMT: 19 de octubre

II. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021 & 1S 2022 & 2S2022 (& Orden TED/171/2020) : PNL Grupo Popular

II. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021 & 1S 2022 & 2S2022 (& Orden TED/171/2020): PNL Grupo Popular

A LA MESA DEL CONGRESO DE LOS DIPUTADOS

El Grupo Parlamentario Popular en el Congreso, al amparo de lo dispuesto en el artículo 193 y siguientes del vigente Reglamento del Congreso de los Diputados, presenta la siguiente Proposición no de Ley para facilitar condiciones competitivas en sus insumos energéticos al consumidor hiperintensivo en energía y a la cogeneración, para su debate en la Comisión de Transición Ecológica y Reto Demográfico.

……

La industria española es más competitiva con las instalaciones de cogeneración que sin ellas, pero necesita que esa instalación de cogeneración sea retribuida por las externalidades positivas que aporta al sistema eléctrico y al conjunto de la sociedad.

……

- **14. Proceda a la aprobación de la metodología de retribución pendiente para la cogeneración, revisable mensualmente para garantizar su suficiencia económica, así como para la repotenciación de la cogeneración de alta eficiencia y de las tecnologías renovables.**

- 12. Desarrolle, en materia de autoconsumo, nuevos modelos de cooperación para la instalación de energías renovables como las comunidades energéticas locales o las empresariales, eliminando barreras tanto de figuras jurídicas como limitaciones técnicas, como por ejemplo, la exigencia de distancias menores de 500 metros para participantes en autoconsumo colectivo, la regulación de los agregadores asi como la subasta de derechos de acceso a nudos para el autoconsumo industrial.

III. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): balance y próximos pasos

III. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): balance y próximos pasos

	% Mix MW	ENERGIA GWh/día (REE REData CHP y residuos no renovables)	% frente a 2021	% frente a 2019	POTENCIA MW medios día (REE EISIOS CHP y resto)	% frente a 2021	% frente a 2019	POTENCIA MW medios día con prima incorporados al mecanismo (REE EISIOS Cogeneración y resto) (2)	% frente a 2021	% frente a 2019	Notas
09/10/2019	13,12%	88,22			3.654						(1) (3) Miércoles
06/10/2021	10,56%	81,64			2.903						(1) (3) Miércoles
14/06/2022	8,54%	70,88			2.694						Martes (sin topado)
17/09/2022	4,73%	24,26			1.144						Sabado
30/09/2022	6,10%	37,09	45%	42%	1.547	53%	42%	787	27%	22%	Viernes
01/10/2022	6,70%	33,97	42%	39%	1.521	52%	42%	761	26%	21%	Sábado
02/10/2022	7,38%	36,73	45%	42%	1.561	54%	43%	801	28%	22%	Domingo
03/10/2022	7,05%	44,94	55%	51%	1.798	62%	49%	1.038	36%	28%	Lunes
04/10/2022	7,48%	49,28	60%	56%	1.973	68%	54%	1.213	42%	33%	Martes
05/10/2022	7,55%	49,79	61%	56%	1.988	68%	54%	1.228	42%	34%	Miércoles
13/10/2022	7,24%	47,20	58%	54%	1.831	63%	50%	1.071	37%	29%	Jueves
14/10/2022	7,34%	46,86	57%	53%	1.891	65%	52%	1.131	39%	31%	Viernes
15/10/2022	7,48%	41,53	51%	47%	1.679	58%	46%	919	32%	25%	Sábado
16/10/2022	7,17%	36,10	44%	41%	1.517	52%	42%	757	26%	21%	Domingo
17/10/2022	7,26%	43,27	53%	49%	1.640	56%	45%	880	30%	24%	Lunes

GENERAL:

6175 MW registrados por CNMC (Ene'22 CHP+resid)

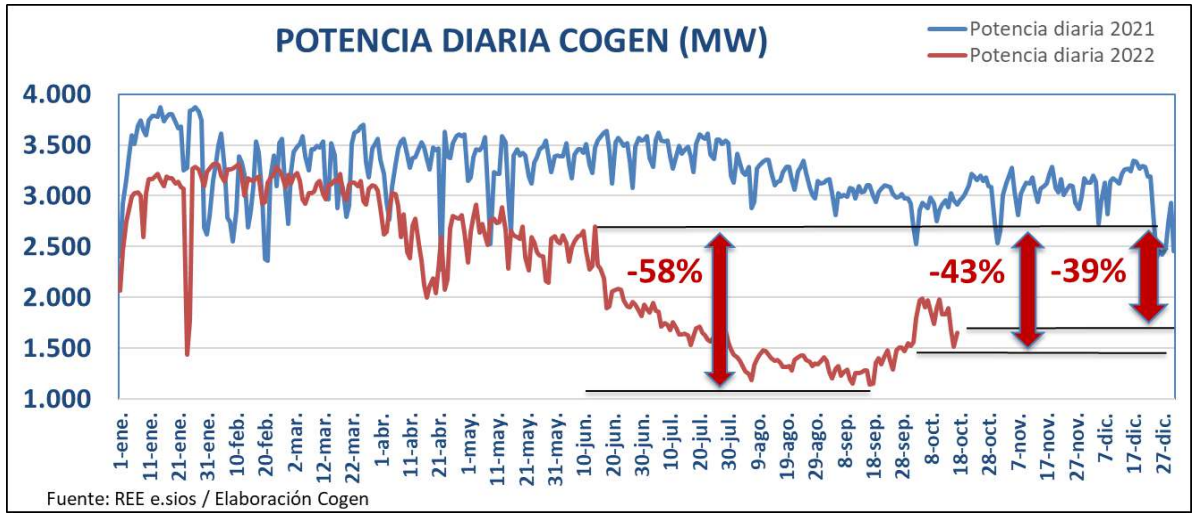
5927 MW registrados por REE (Jul'22 CHP+resid)

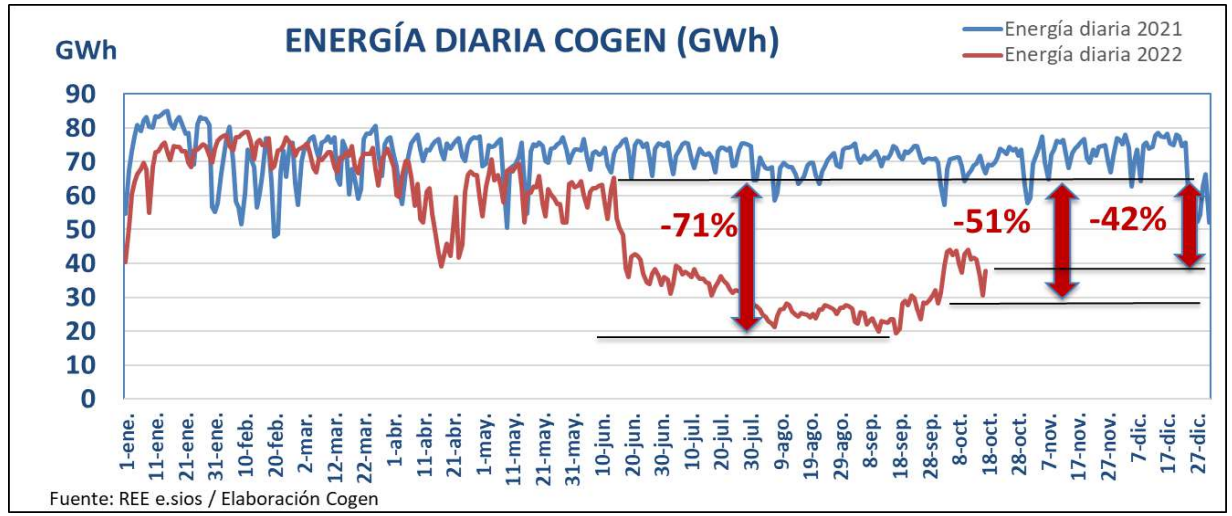
4575 MW operativos estimados (Sep'22 CHP+resid)

4140 MW inscritos en mecanismo topado a 1/10/22

1) Día de referencia comparable a 05/10/2022
2) CHP funcionando con derecho a prima (quitados 760 MW sin derecho a prima hasta el 30/09/22)
3) La CHP en autoconsumo no está incluida – REE solo mide como energía exportada –

III. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): balance y próximos pasos (*)





La conclusión es que se desinflan las expectativas y no aflora más energía ni potencia. Las gráficas muestran de nuevo una tendencia negativa y extrapolando los datos, octubre cerrará en 1,2 TW, que siendo bastante mejor que septiembre (0,8 TWh), sigue siendo casi la mitad del mismo mes de 2021 (2,2 TWh).

(*) Para mas detalles ver Anexo I (Evolución de la cogeneración a 17 de Oct. 2022)

IV. Nueva metodología 2023: propuestas cesta combustibles 2023 y siguientes

IV. Nueva metodología 2023: propuestas cesta combustibles 2023 y siguientes (Antecedentes)

En primer lugar, tenemos que tomar medidas que puedan amortiguar el precio que pagamos por nuestras importaciones de gas, preservando al mismo tiempo la seguridad del suministro.

EUROPEAN COMMISSION

Ursula von der Leyen
The President

Brussels, 5 October 2022

Dear Members of the European Council,

En segundo lugar, propongo que trabajemos junto a los Estados miembros para desarrollar una intervención que limite los precios en el mercado del gas natural. En la actualidad, gran parte de Europa paga un precio más alto por su gas, en particular el GNL, que sus competidores mundiales.

……

El principal precio de referencia para todo el gas comercializado en la UE, el mecanismo de transferencia de títulos (TTF), ya no es representativo del gas importado. La Comisión ha puesto en marcha los trabajos para crear un índice de precios complementario en la UE que refleje mejor la realidad energética actual de Europa y garantice un mejor funcionamiento del mercado que permita bajar los precios. A la espera de la introducción de ese índice de referencia complementario, deberíamos considerar una limitación de los precios en relación con el TTF de forma que se siga garantizando el suministro de gas a Europa y a todos los Estados miembros y que se demuestre que la UE no está dispuesta a pagar cualquier precio por el gas.

……

En tercer lugar, los altos precios del gas están impulsando los altos precios de la electricidad. Debemos limitar este impacto inflacionista del gas sobre la electricidad, en toda Europa. Por eso, junto a nuestra acción sobre el gas importado, estamos dispuestos a debatir la introducción de un tope temporal en el precio del gas que se utiliza para generar electricidad.

……

Fourthly, I believe we need to boost investment to accelerate the transition to energy independence.

……

IV. Nueva metodología 2023: propuestas cesta combustibles 2023 y siguientes (Antecedentes)

Una foto de donde estamos:

Entorno energético actual

Petróleo

- ✓ **Alcista** desde septiembre de 2021
- ✓ **Fuerte volatilidad** máximos de 14 años en junio 2022.

Gas

- ✓ **TTF y JKM totalmente desacoplados del Brent**
  - TTF/brent hoy ~40%
  - *oil parity* 17%

El sourcing de gas en España

España 2021

	bcm
Argelia	15
US	5
Nigeria	4
Rusia	3
Francia	3
Catar	2

45% pipeline
55% LNG

España YTD junio 2022

	bcm
Argelia	5
US	7
Nigeria	3
Rusia	2
Francia	1

30% pipeline
70% LNG

Oil Price Parity means: Defines the price of oil-linked LNG, or the equivalent to that of a barrel of crude oil. While a coefficient of 0.1724 (17.2%) results in full oil parity

IV. Nueva metodología 2023: propuestas cesta combustibles 2023 y siguientes (Antecedentes)

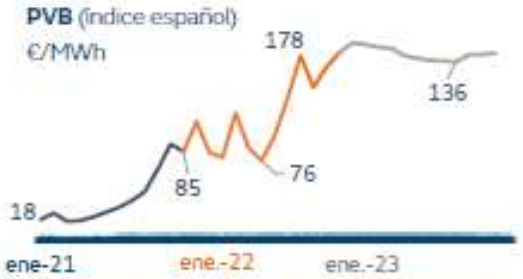
Los índices "clásicos" ya no son representativos.

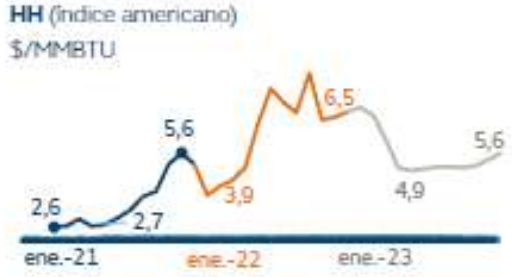
Evolución de los principales índices de precio del mercado de gas

Naturgy

TTF / Brent		
2021	2022	2023
19%	41%	61%

JKM / Brent		
2021	2022	2023
21%	35%	55%





Índices desacoplados por especulación derivada de Rusia (40% del gas consumido en Europa)

Forward 3-octubre-2022

IV. Nueva metodologia 2023: propuestas cesta combustibles 2023 y siguientes (Antecedentes)

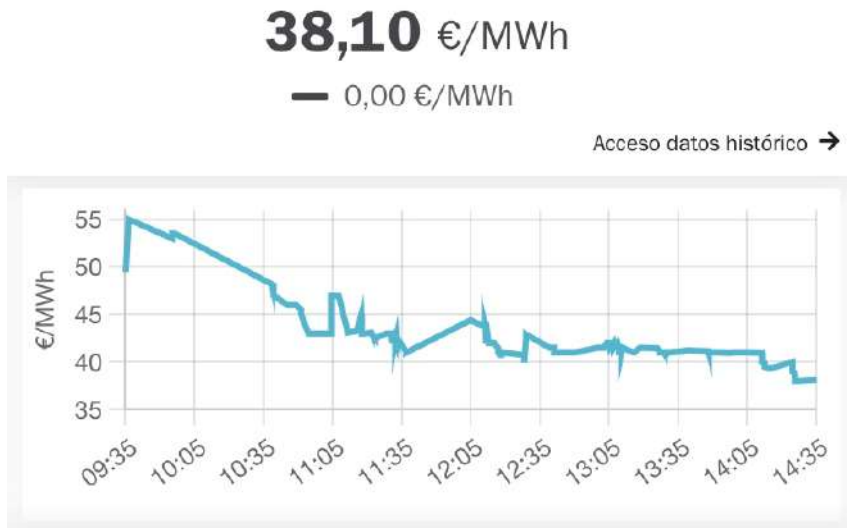
- **Naturgy y Argelia cierran el acuerdo para los nuevos precios de su contrato de gas natural para 2022**

Las dos compañías continúan negociando en el marco de las cláusulas contractuales los precios aplicables a partir de 1 de enero de 2023.

https://www.elespanol.com/invertia/empresas/energia/20221006/naturgy-argelia-llegan-acuerdo-revision-contrato-natural/708679490_0.html

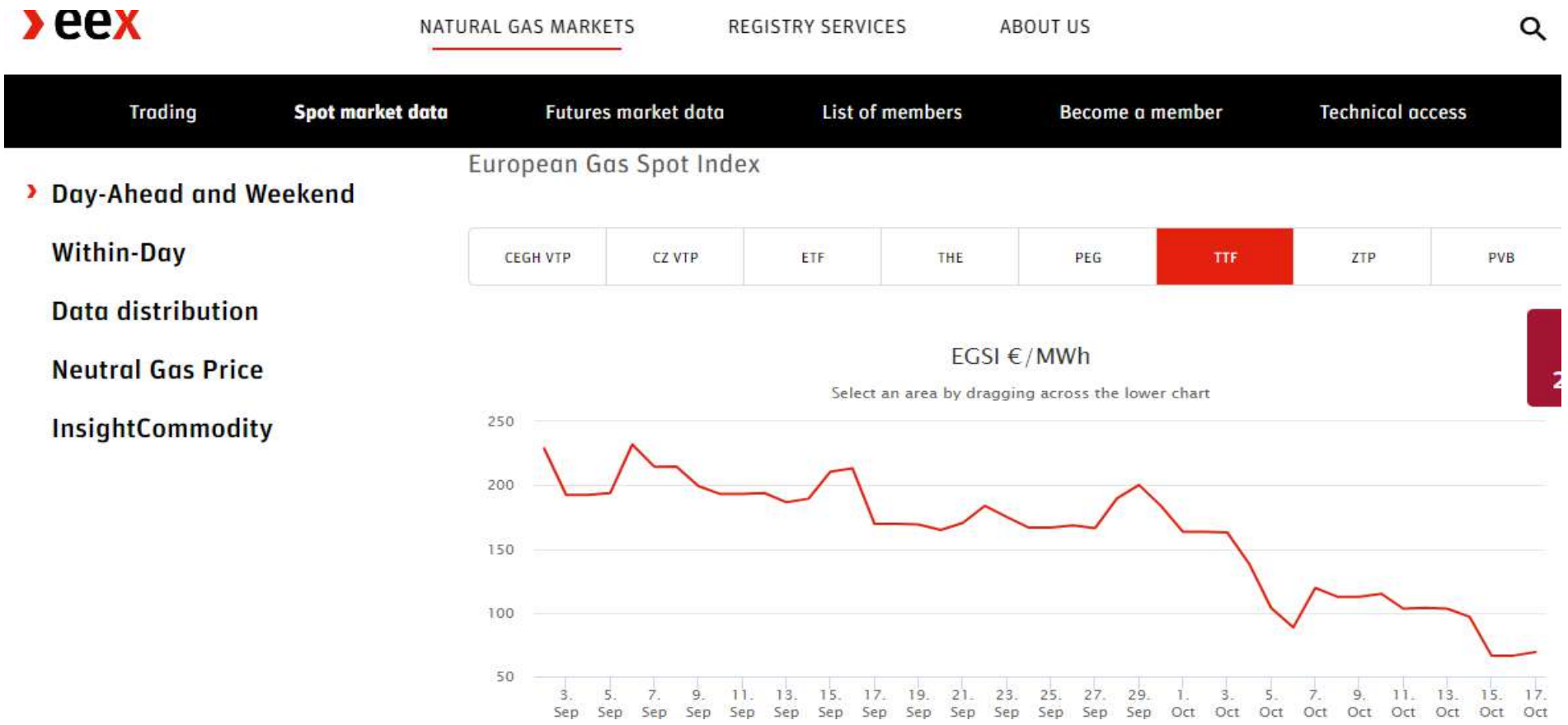
- **La visión del regulador: La CNMC reporta precios inferiores a los incluidos en la RO.**

- **El mercado Mibgas marcando mínimos desde el inicio del topado:**



IV. Nueva metodología 2023: propuestas cesta combustibles 2023 y siguientes (Antecedentes)

- La CNMC esta dejando de recomendar índices europeos, y apunta al Mibgas:



V. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización

V. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: peticiones del sector

Dña. Sara Aagesen Muñoz - Secretaria de Estado de Energía

CC. D. Manuel García Hernández - Director General de Política Energética y Minas
D. Jesús Ferrero Soler- Subdirección General de Energías Renovables

Madrid a 10 de octubre de 2022

ASUNTO: Resultados RDL 17/2022 y desarrollos pendientes. Solicitud de reunión

……..en primer lugar, a las **órdenes de retribución a la operación pendientes** —especialmente la del segundo semestre de este año con la potenciación anunciada— para que todo el sector pueda ajustar de manera adecuada sus costes de energía y dar solución a cogeneraciones no peninsulares, del olivar y del porcino, así como otras pequeñas y medianas, cuyo encaje en el RDL 17/2002 no es suficiente.

En segundo lugar, es urgente **conocer la nueva metodología para la actualización de la retribución a la operación** para 2023 y siguientes, imprescindible ya a estas alturas para la planificación y presupuestos de las industrias para el año próximo.

Y, finalmente, la **publicación de la orden de bases de las subastas de 1.200 MW de cogeneración**, en la que tanto hemos trabajado conjuntamente, para que puedan convocarse cuando las circunstancias lo aconsejen, pero permitiendo gestionar y aprovisionar ya los proyectos e inversiones a las empresas para el próximo año y siguientes.

V. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización

TEMAS PENDIENTES

a. El Ministerio y el IDAE Ministerio han seguido avanzando en el esquema de la subasta

b. La metodología anunciada en el RDL 6/2022 también están trabajando para que esté antes de fin de año.

c. Los temas relevantes pendientes de definir, que el Ministerio ha tomado nota de las recomendaciones de la CNMC y de las peticiones del sector:
   I. Autoconsumo: por definir si acepta el mantener el Todo-Todo con autoconsumo mínimo vía PPAs.
   II. Definición de planta nueva y renovada.
   III. Cupos: Tamaños (biomasa nueva -y renovaciones si entran- y criterios de competencia sobreoferta del 20%)
   IV. VUR (10-13 años)
   V. Penalizaciones: aclarar criterio de doble penalidad
   VI. Lista de equipos elegibles

V. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización

TEMAS PENDIENTES. PLAZOS PROPUESTOS POR JESÚS FERRERO DURANTE EL XVIII CONGRESO DE COGENERACIÓN

- Retribución 2s 2020 y 2021: muy avanzada
- Retribución 1S 2022, revisión del semiperiodo: un poco después que las anteriores
- Retribución 2S 2022, elimina el HH, aumentando el coste del combustible, que en su momento estaba en línea con el mercado; están pendientes del informe de la CNMC: podría estar disponible para **noviembre**, después de las anteriores.
- Metodología para 2023, con revisión del precio del CO2 y una nueva metodología en el precio del combustible. Jesús explica a las asociaciones, tras la sesión, que el problema actual reside en determinar cuáles podrían ser los índices de combustibles más adecuados.
- Subastas: Se pueden ir preparando en paralelo con todo lo anterior. Propone publicar **antes de fin de año la Orden**, pero sin la Resolución de acompañamiento y sin incluir parámetros concretos, que no estarían disponibles y que se publicarían más adelante en la Resolución.

VI. RDLs en tramitación parlamentaria (RDL 14/2022 -Plazo cambio Todo Todo-, ….)

VI. RDLs en tramitación parlamentaria (RDL 14/2022 - Plazo cambio Todo Todo-, ….)

PROPUESTA DE ENMIENDAS AL REAL DECRETO-LEY 14/2022, DE 1 DE AGOSTO, DE MEDIDAS DE SOSTENIBILIDAD ECONÓMICA EN EL ÁMBITO DEL TRANSPORTE, EN MATERIA DE BECAS Y AYUDAS AL ESTUDIO, ASÍ COMO DE MEDIDAS DE AHORRO, EFICIENCIA ENERGÉTICA Y DE REDUCCIÓN DE LA DEPENDENCIA ENERGÉTICA DEL GAS NATURAL.

Disposición final xxxxxx. Modificación del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

Se modifica el primer párrafo del apartado 2 de la Disposición adicional primera. Instalaciones de cogeneración asociadas a un consumidor, que queda redactado como sigue:

2. Los titulares de las instalaciones de producción de cogeneración de energía eléctrica podrán optar por vender toda su energía neta generada, o acogerse a las modalidades de autoconsumo tipo 2 en las condiciones establecidas en este real decreto. La permanencia en una modalidad de venta de energía deberá ser, al menos, **de cuatro meses**.

O alternativamente establecer al final del punto 2 anterior sin modificar:

No obstante, mientras se encuentre en vigor el mecanismo regulado en el Real Decreto Ley 10/2022, de 13 de mayo, el plazo de permanencia anterior se reduce a 4 meses.

VII. Propuestas legislativas

VII. Propuestas legislativas

El 11 de octubre de 2022 el Gobierno aprobó el Plan + Seguridad Energética para aumentar la protección de los consumidores, reducir el consumo de gas e incrementar la solidaridad con otros países europeos

Contiene 73 medidas complementarias y sinérgicas, estructuradas en seis grandes bloques:

I. ahorro y eficiencia energética
II. impulso de la transición energética
III. protección de consumidores vulnerables, hogares y empresas
IV. medidas fiscales
V. autonomía estratégica
VI. y solidaridad con el resto de socios europeos.

En el siguiente enlace enviado el 12 de Oct. podéis leer la nota de prensa del gobierno y acceder a los documentos de este Plan, junto a otros asuntos regulatorios de interés para el sector que se han ido publicando hasta septiembre de 2022:

https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/detalle_noticias.aspx?tcm=tcm:30-546380

VII. Propuestas legislativas

Flexibilización de los contratos de electricidad y gas

- Se estudiarán medidas para flexibilizar los contratos de electricidad y gas, entre las que se mencionan:
  - Establecer la obligatoriedad de rescindir los servicios adicionales a la vez que la rescisión del suministro de gas (salvo que el consumidor indique lo contrario).
  - Permitir mayor flexibilidad para modificar las potencias en contratos de electricidad y gas (actualmente se permite un cambio cada 12 meses), compensando la merma de ingresos del sistema mediante PPGGE.
  - Limitar la penalización máxima que los comercializadores de gas pueden fijar ante la rescisión de un contrato durante su primer año.

H2 verde (y otros gases renovables)

- Se ampliará con 1.000 M€ el presupuesto del PERTE ERHA (Energías Renovables, Hidrógeno renovable y Almacenamiento) (presupuesto actual 3.500 M€).
- Se plantea llevar a cabo el "corredor ibérico de hidrógeno", una interconexión gasista con Francia ya preparada para transportar H2 verde. Constaría de una primera fase (puesta en marcha en 2025), con capacidad de exportar 7 bcm/año de gas natural (el doble de la capacidad actual); y de una segunda fase (puesta en marcha en 2030), con capacidad de exportar 21 bcm/año de H2 verde.
- Se acelerará la puesta en marcha del sistema de GdOs de gases de origen renovable con el objetivo de que comience en marzo de 2023.
- Se facilitará la tramitación de proyectos de inyección de gases renovables en la red de gas natural.

VII. Propuestas legislativas

Autoconsumo

- Se ampliará con 500 M€ el presupuesto del programa de ayudas para autoconsumo (presupuesto actual 1.100 M€).
- Se regulará la figura del gestor de autoconsumo colectivo que facilite la comunicación entre todos los agentes implicados en el proceso de puesta en marcha de estas instalaciones.
- Se estudiará ampliar la distancia máxima actual de 500 metros entre generación y consumidor para autoconsumo a través de red exterior.
- Se flexibilizarán los requisitos para unir generación y consumidor mediante líneas directas (actualmente la Ley del Sector Eléctrico no lo permite si los titulares de ambas instalaciones son diferentes).
- Se facilitará la instalación de autoconsumo en la misma referencia catastral donde ya haya otro autoconsumo.

Climatización renovable y redes de calor y frío

- Se desplegarán incentivos fiscales que fomenten la sustitución de combustibles fósiles por energías renovables y se ampliará con 100 M€ los planes actuales de fomento de sistemas de climatización renovable (presupuesto actual 150 M€).
- Se fomentarán las redes de calor y frío mediante desarrollo de medidas normativas.
- El Ministerio publicará en el plazo de un mes un mapa de demanda de calor que identificará aquellas áreas donde sea necesario cubrir demanda térmica con renovables.

Descarbonización industrial

- Se pondrá en marcha el PERTE Descarbonización Industrial con medidas para mejorar la competitividad del sector manufacturero, fomentar el uso de RES, fomentar la protección del mediambiente y crear empleo.

VII. Propuestas legislativas

Comunidades energéticas

- Antes de que finalice 2022, se sacará a consulta pública un real decreto que desarrolle el marco normativo de las comunidades energéticas y se lanzará próximamente un programa de ayuda para proyectos piloto de comunidades energéticas.

Eficiencia y rehabilitación energética

- Se acelerará la puesta en marcha de los CAEs, actualmente en tramitación, para su entrada en vigor en el S1 2023, permitiendo que contemplen también los ahorros de energía primaria (además de final).
- Se pondrán en marcha planes de ayudas para actuaciones de energía renovables y de eficiencia energética en las PYMES y para actuaciones de rehabilitación energética en edificios existentes del sector terciario (PREE Terciario, presupuesto inicial 100 M€).
- Se aumentará hasta los 200 M€ el presupuesto del plan actualmente vigente PREE 5.000 (programa de rehabilitación energética en edificios existentes en municipios y núcleos de menos de 5.000 habitantes), y se acelerarán las medidas de eficiencia energética en el sector turístico y comercial.
- Se fomentará la instalación de contadores individuales de energía en inmuebles con sistemas centrales; y se fomentará la sustitución de los contadores de gas analógicos por digitales, sufragándose el coste para que no lo asuman los consumidores.
- Se propone que las grandes empresas que actualmente están obligadas a realizar auditorías energéticas elaboren y publiquen voluntariamente planes de contribución al ahorro energético, que se cargarán en la web del Ministerio en un plazo de 3 meses y de acceso público. Las empresas podrán reportar sus avances en relación con este plan cada 6 meses.

VII. Propuestas legislativas

Apoyo a la industria

- Se analizarán las posibilidades de incrementar el marco de apoyo a la industria afectada por las consecuencias derivadas de la guerra en Ucrania, y se aumentará hasta lo máximo permitido por la regulación y la capacidad presupuestaria las ayudas por compensación de CO2 (cuyo presupuesto actual para 2023 es de 244 M€).

Desarrollos regulatorios

- Se actualizará el PNIEC para adecuar los objetivos al nuevo contexto europeo, marcado por el Fit for 55 y el Plan REPowerEU.
- Se aprobarán los desarrollos regulatorios de redes cerradas, agregadores, respuesta a la demanda, clientes activos, sistemas de medición inteligente, gestión de datos y flexibilidad en las redes de distribución, entre otros; así como cualquier otra normativa necesaria para impulsar nuevos modelos de negocio que aporten una mayor flexibilidad al sistema (junto a planes de ayudas específicos).

VII. Propuestas legislativas

Otros temas generales (doméstico):

I. Refuerzo del bono social (BS), el BS Térmico y apoyo a consumidores con calderas comunitarias de gas

El texto no ofrece detalles sobre estos refuerzos, si bien el Presidente del Gobierno anunció la semana pasada en el Congreso un nuevo plan de ayudas que se aprobará previsiblemente mañana en el Consejo de Ministros, del que adelantó lo siguiente:

- Supondrá un coste de 3.000 M€ para los PPGGE.
- Refuerzo del BS:
  - Incremento de los descuentos hasta 65% (vulnerables) y 80% (severos). Los descuentos actuales son, respectivamente, el 60% y 70% hasta el 31/12/2022, siendo su valor habitual del 25% y 40%.
  - Aumento de un 15% de la energía con derecho a descuento.
  - Se creará una nueva categoría temporal de beneficiarios del BS para "*hogares trabajadores con bajos ingresos*", con un descuento del 40%.
- Refuerzo del BS térmico:
  - Se duplica el presupuesto del BS térmico en 2022 y 2023, con cargo a PPGGE. El presupuesto actual para 2022 es de 157 M€ y en el PL de los PPGGE de 2023 se contemplan 259 M€.
- Apoyo a consumidores con calderas comunitarias de gas:
  - Se creará una TUR temporal para hogares con caldera comunitaria de gas, de tal forma que hasta finales de 2023 se puedan beneficiar del tope a la TUR.

II. Información en las facturas energéticas

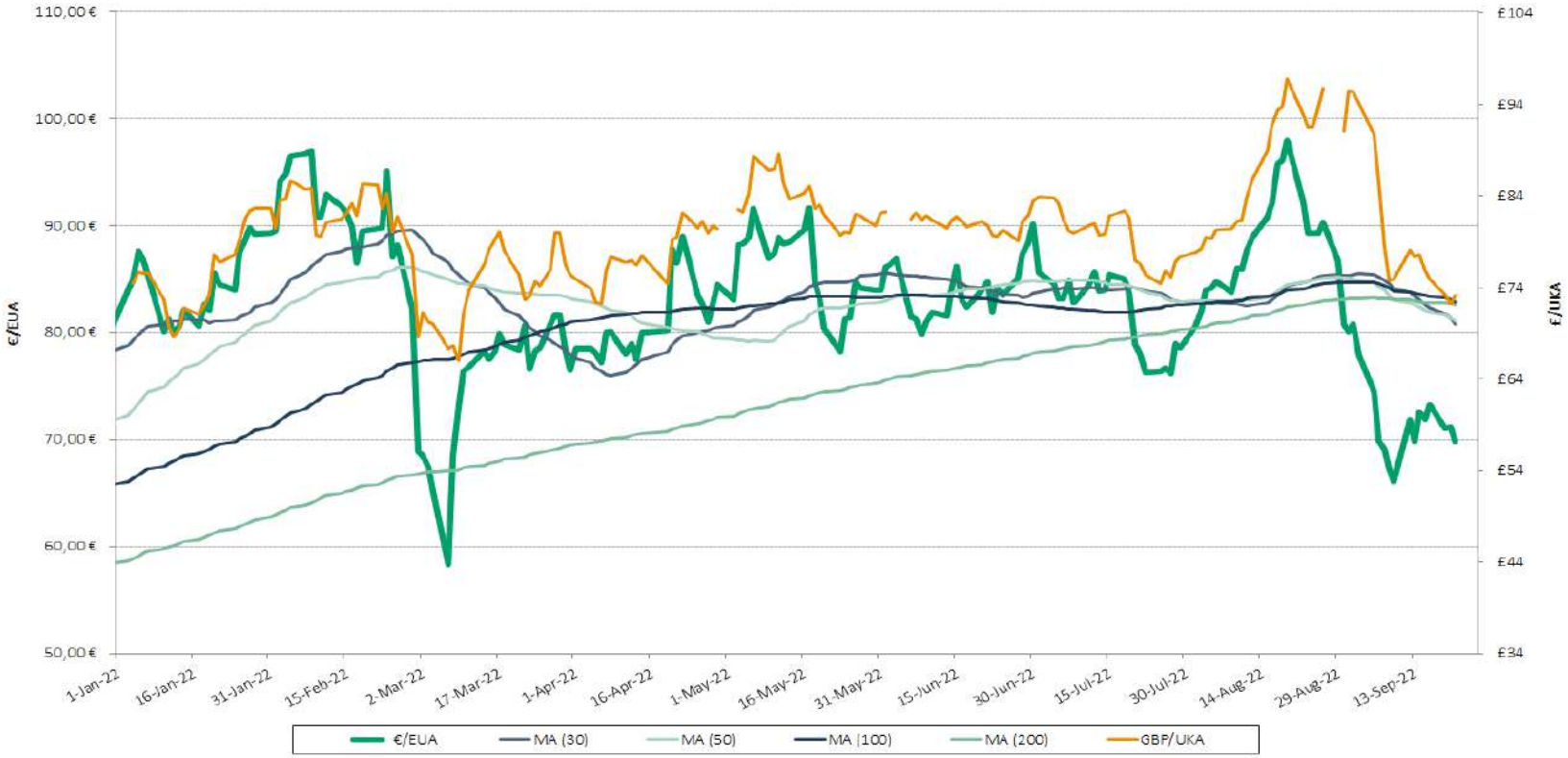
- Obligación de incluir en factura el consumo medio de los consumidores con P ≤ 15 kW (electricidad) o consumo < 50.000 kWh/año (gas) de clientes similares del mismo código postal, así como consejos para reducir el consumo.
- Se aprobarán criterios para homogeneizar cómo se indica el ajuste por el cap del gas.

VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales

VIII. Comercio de emisiones. El CO2 cae tras los debates del REPowerEU.

Octubre se ha visto marcado por una oscilación estable en el rango 65-70 €/t. Han tenido lugar numerosos debates para debatir la financiación del REPowerEU aunque de momento no hay consenso sobre que dirección tomar. La media del mes va camino de ser la más baja del 2022. Media octubre: 67,54 €/t

Evolución del EUA en 2022



Fuente: Refinitiv

VIII. Comercio de emisiones. Respuesta de la UE a la crisis energética

Los ministros de energía se reunieron el 30 de septiembre para comentar las medidas extraordinarias sobre precios de la energía. A principios de octubre Von der Leyen volvió a abrir la puerta a un precio tope del gas.

Mercado	Propuesta	Siguientes pasos
Electricidad	• Precio máximo de 180 €/MWh a tecnologías con bajos costes de producción (inframarginales). • Medidas de reducción de demanda en horario punta (5% obligatorio, 10% voluntario). • Impuestos extraordinarios (*solidarity contribution*). • Instrumentos para inyectar liquidez a agentes del mercado.	• Publicación en el Boletín Oficial de la Unión Europea a principios de octubre • Entrada en vigor en diciembre de 2022 hasta junio de 2023.
Gas natural	• **Precio máximo**: 15 países piden un precio máximo para todas las importaciones de gas. Problema con importaciones desde EE.UU. o Noruega. • Europa dice estar lista para imponer un precio máximo únicamente a las importaciones de Rusia, pero no hay consenso. • La idea de un **intervalo de precio** para limitar la volatilidad está ganando popularidad (DE, FR, IT, ES, PL, BE, NL, GR).	• Plan respaldado por los estados miembros el 6 de octubre, salvo Eslovaquia y Polonia.

Fuentes: Refinitiv, Carbon Pulse

VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales. REPowerEU.

El principal driver de precio del EUA es la propuesta de venta de derechos para financiar la salida del gas y petróleo ruso.

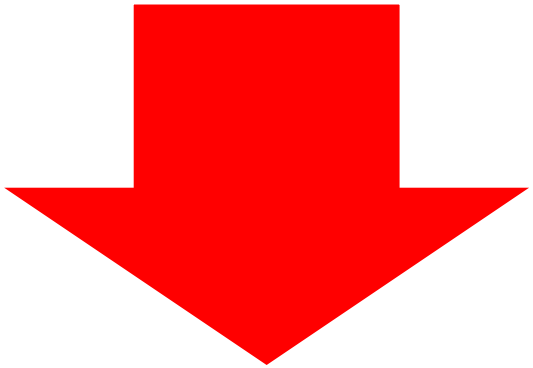
¿Quién?	Propuesta
Comisión Europea	• Recaudar los 20.000 millones de € a través de la venta de EUAs de la reserva de mercado (MSR) únicamente. **Ventas durante 4 años. 100% MSR.**
Republica Checa	• Republica Checa mantiene los 20.000 millones de €, pero modifica el origen de los EUAs a vender: **Ventas durante 3 años. 80% del Innovation Fund, 20% del MSR.**
ENVI	• Financiar el REPowerEU con las subastas futuras (2026-2030) adelantadas a 2023-2025. Esto implicaría una menor oferta en la segunda parte de la Fase IV. Hablan de 20.000 millones de €. **Ventas durante 3 años**. **100% Subastas futuras.**
Estados Miembros	• Los Estados Miembros proponen una mezcla entre la propuesta de CZ y de ENVI: **Ventas durante 4 años. 75% Innovation Fund, 25% Subastas Futuras.**

- **Las propuestas de ENVI y del Consejo son las menos bajistas al descartar ventas desde la reserva de mercado.**

Fuentes: elaboración propia

VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales. Determinantes de precio.

Continúan las señales mixtas en el EU ETS. La evolución del EUA espera una señal clara por parte de los legisladores.



Industria

- Destrucción de demanda industrial por altos precios del gas natural y la incertidumbre regulatoria
- Inestabilidad macroeconómica (inflación, subida de tipos)

***Utilities* y aviación**

- Baja producción nuclear e hidroeléctrica
- Aumento de la generación a carbón
- Vuelta a niveles anteriores al COVID-19 en la aviación

Fuente: elaboración propia

VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales. Previsiones de precio.

Se publicará una poll de precios actualizada a finales de octubre que incluirá la visión de los analistas sobre la venta de los derechos para financiar el REPower EU.

En julio, los analistas elevaron entre 7%-9% sus previsiones respecto a la anterior poll de abril. La reforma del ETS, los elevados precios energéticos y los factores macroeconómicos serán claves en la próxima formación del precio.

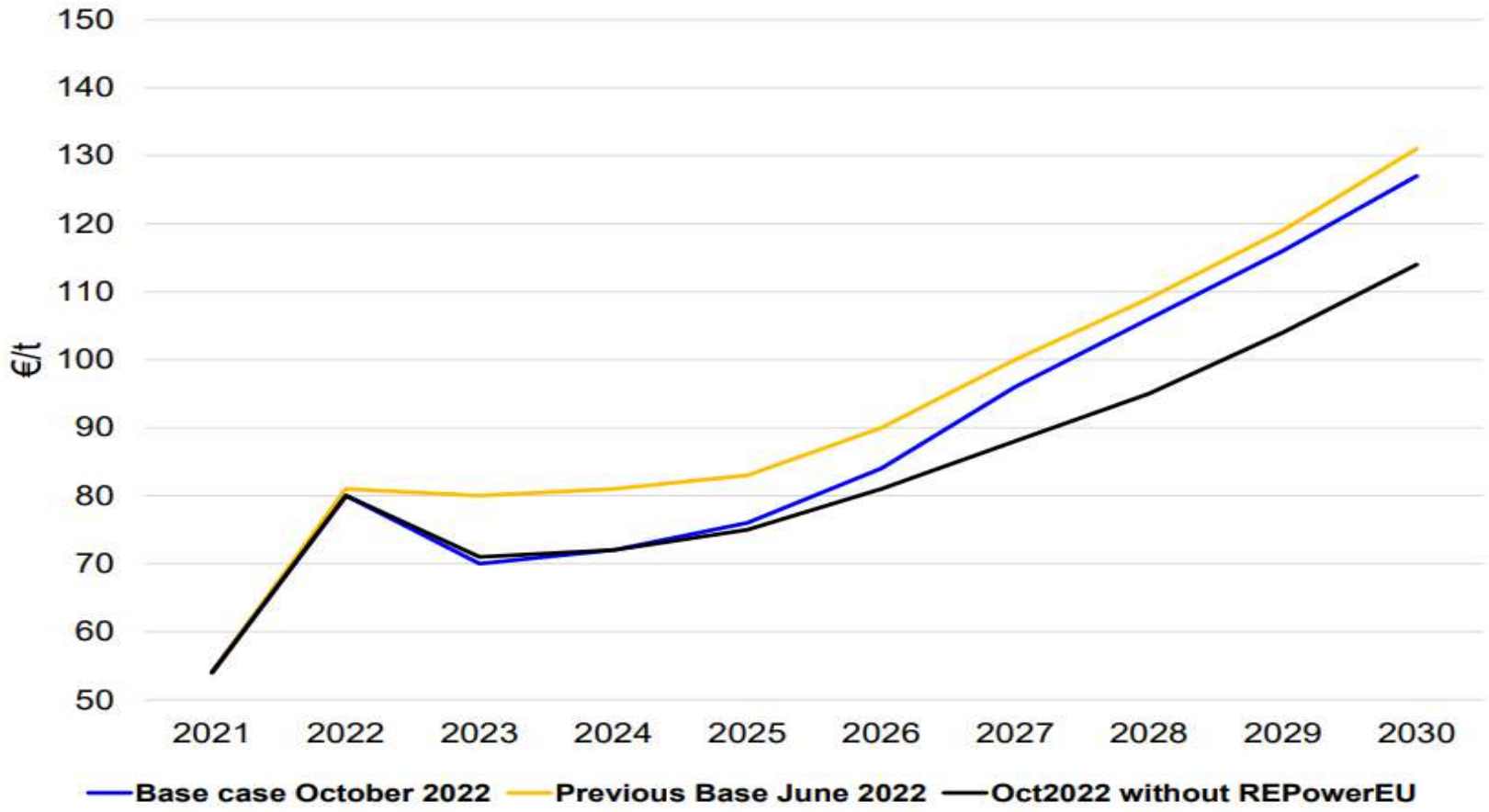
Price Forecast (18/07/2022)

Analyst	Q3 2022	H2 2022	2022	2023	2024	2025	2026	2030	Phase IV
BloombergNEF	84,00 €	84,00 €	83,74 €	90,00 €	94,00 €	94,00 €	112,00 €	136,00 €	103,00 €
ClearBlue Mkts	84,65 €	85,54 €	84,51 €	90,77 €	102,43 €	112,06 €	122,17 €	122,85 €	108,78 €
Energy Aspects	90,00 €	93,00 €	88,24 €	103,00 €	120,00 €	124,00 €	126,00 €	151,00 €	121,00 €
Lawson Steele (former Berenberg)	N/A	125,00 €	104,24 €	139,00 €	114,00 €	140,00 €	145,00 €	150,00 €	144,00 €
Macquarie	80,00 €	80,00 €	81,74 €	90,00 €	90,00 €	95,00 €	110,00 €	128,00 €	101,00 €
Morgan Stanley	80,00 €	80,00 €	81,74 €	100,00 €	110,00 €	120,00 €	130,00 €	140,00 €	115,00 €
Refinitiv	80,00 €	80,00 €	81,74 €	80,00 €	81,00 €	83,00 €	90,00 €	131,00 €	97,00 €
S&P Global	N/A	82,00 €	82,74 €	87,00 €	95,00 €	100,00 €	N/A	128,00 €	100,00 €
Volue Insight	82,00 €	78,00 €	80,74 €	65,00 €	60,00 €	N/A	N/A	N/A	N/A
Average (11 analysts)	**83,60 €**	**83,45 €**	**85,35 €**	**93,00 €**	**100,05 €**	**103,35 €**	**117,30 €**	**134,45 €**	**105,55 €**
High - Low Range	10,00 €	47,00 €	23,50 €	74,00 €	60,00 €	57,00 €	55,00 €	28,15 €	47,00 €
Last poll (10 analysts)	77,10 €	76,65 €	78,05 €	86,65 €	93,95 €	100,65 €	111,50 €	122,29 €	103,65 €
Evolution / last poll	8,4%	8,9%	9,4%	7,3%	6,5%	2,7%	5,2%	9,9%	1,8%

Fuente: Carbon Pulse

VIII. Comercio de emisiones. Previsión de precios del EUA junio 2022 vs octubre 2022 (con y sin REPower)

El REPowerEU provoca que a largo plazo el precio aumente ya que la oferta de subastas será menor a partir de 2026.



Fuente: Refinitiv

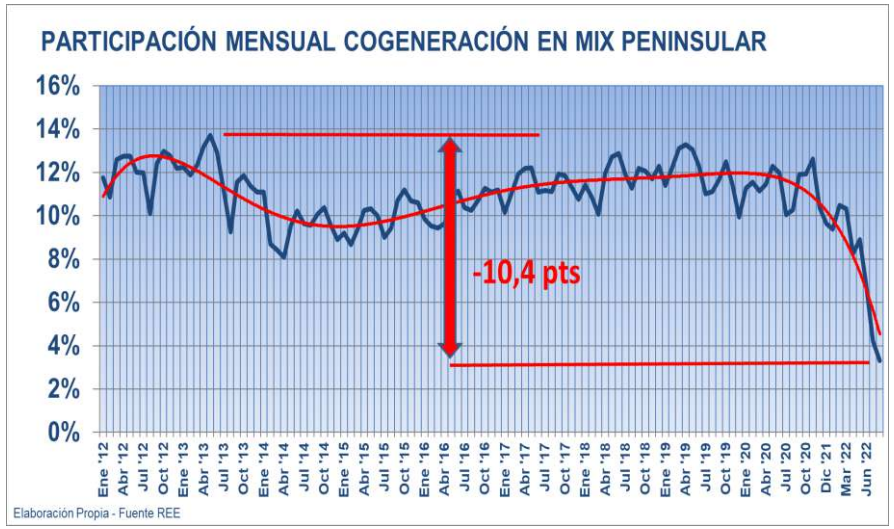
IX. Aspectos legales

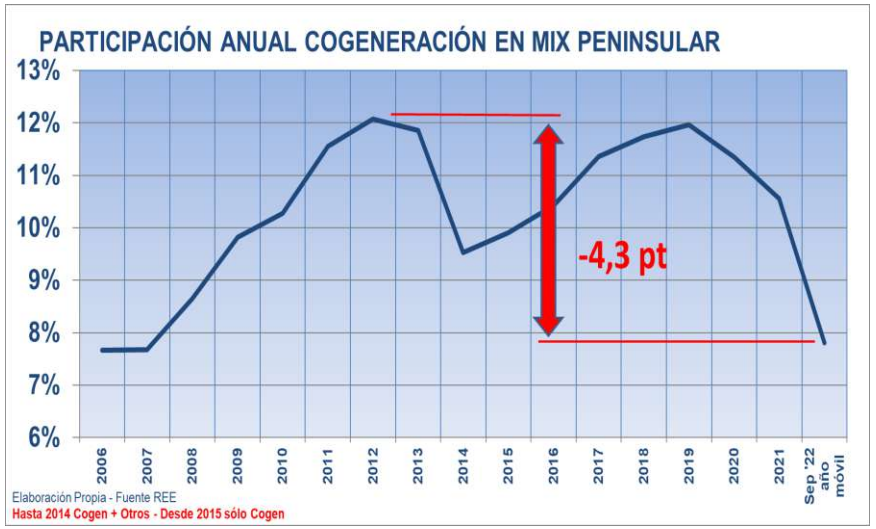
IX. Aspectos legales

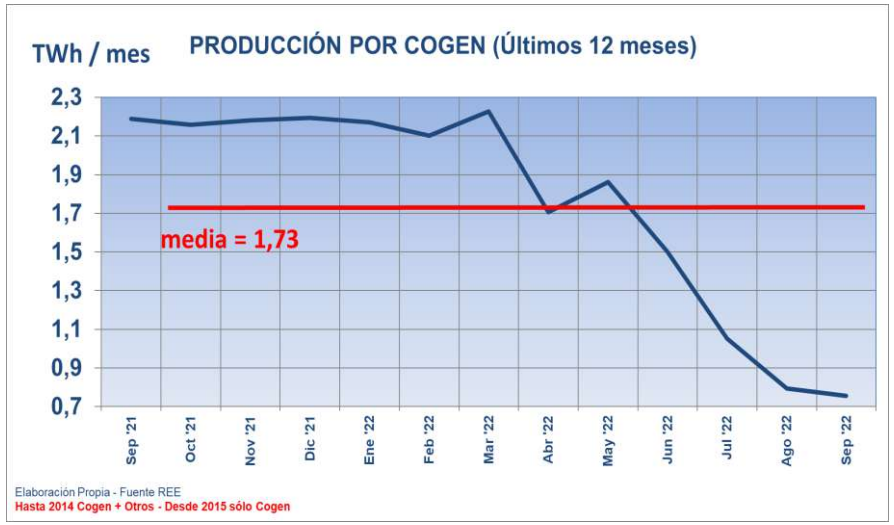
Estamos preparando para el **25 de octubre** un evento conjunto COGEN ESPAÑA, ACOGEN y ADAP, donde queremos que 4 despachos de referencia con los que hemos trabajado hagan una exposición corta de las posibles vías jurídicas de reclamación, contenciosos, daños y perjuicios, etc. para los cogeneradores dada la situación vivida y en la que estamos.

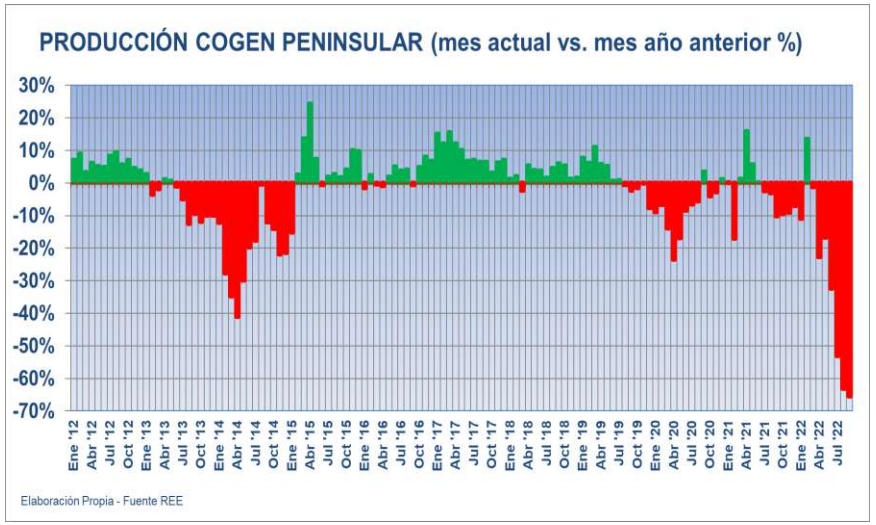
X. Informe de evolución de la cogeneración

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución producción cogeneración peninsular REE







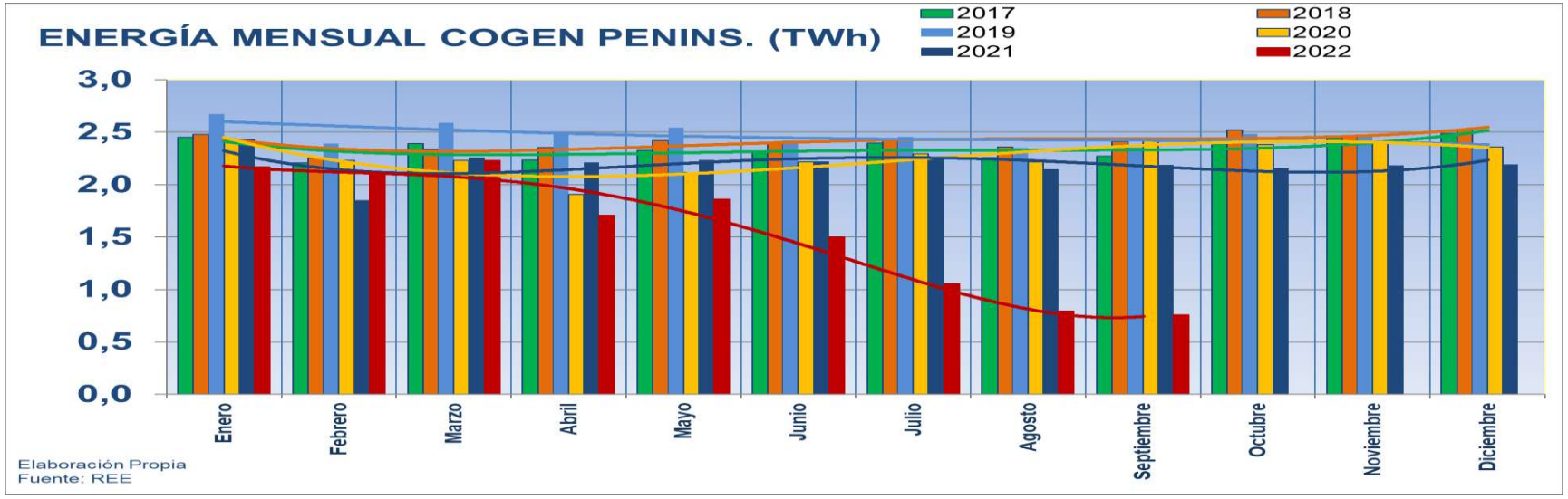


Actualizado sep '22 (REE cierre sep '22)

sep '22 vs. máximos

-74%	Energía mensual 0,76 vs. 2,91 TWh (ene 2013)
-10,4pts	Participación mensual en mix 3,3 vs. 13,7% (May 2013)
-4,3pts	Participación anual en mix 7,8 vs. 12,1% (2012)

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución producción Cogeneración REE (II)



Actualizado sep '22 (REE cierre sep '22)

Mensual sep ‘22 vs. sep ‘21

-64,2% Energía
0,76 vs. 2,12 TWh
=> -1,36 TWh

-8,6pts Participación en mix
3,3% vs. 11,9%

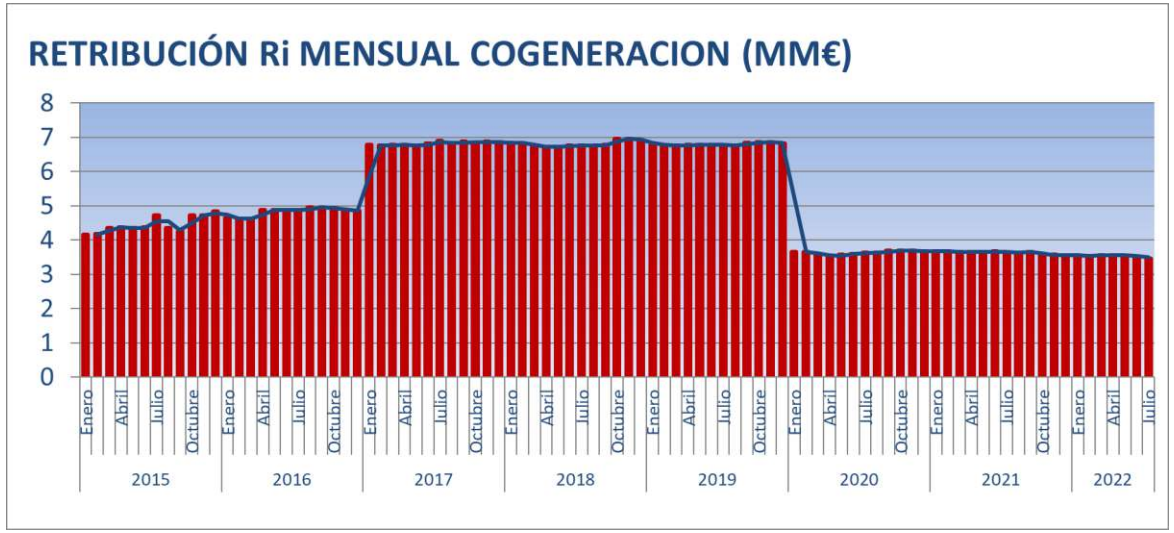
Anual ‘22 (móvil) vs. ‘12

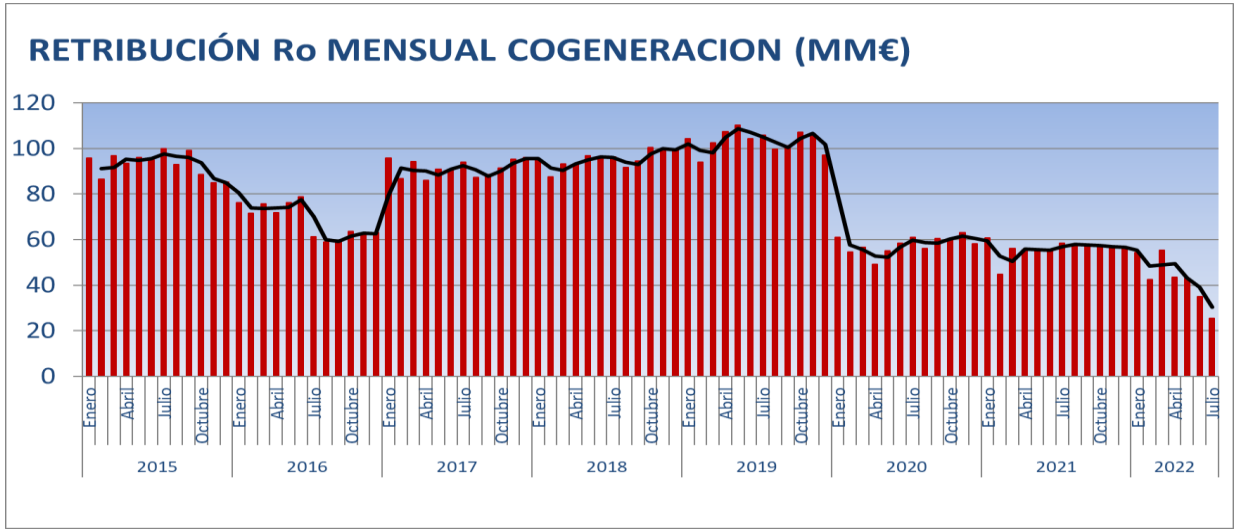
-36,6% Energía
20,57 vs. 32,42 TWh

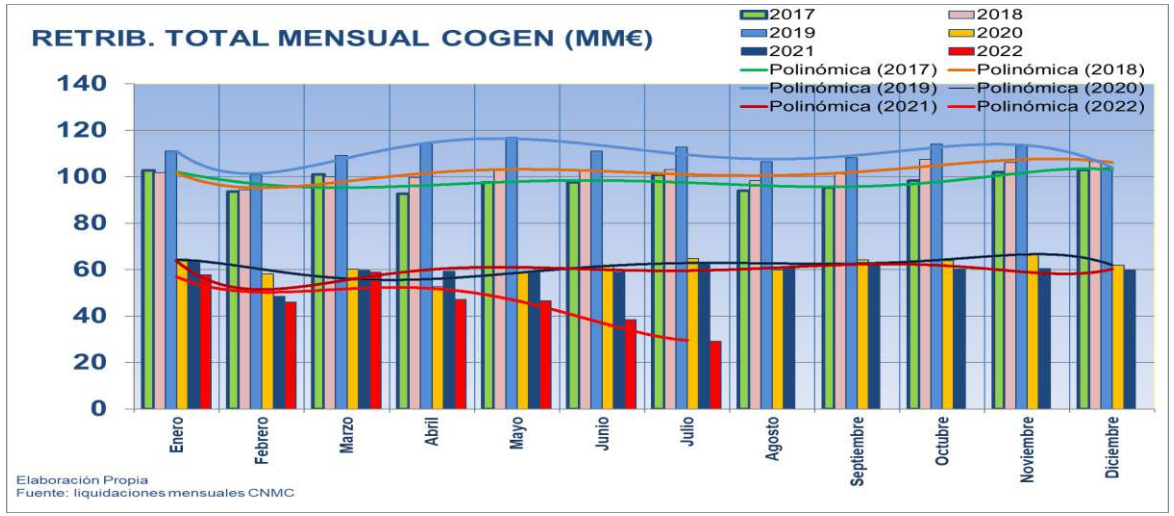
-4,3pts Participación en mix
7,8% vs. 12,1%

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución liquidación cogeneración CNMC

Datos de liquidación 07/22







Comparación año móvil 2021 vs. 2020

-14,8% Energía vendida jul '22 vs. jul '21 (19,23 TWh vs. 22,57 TWh)

-2,9% Retribución Ri anual jul '22 vs. jul '21 (42,70 M€ vs. 43,96 M€)

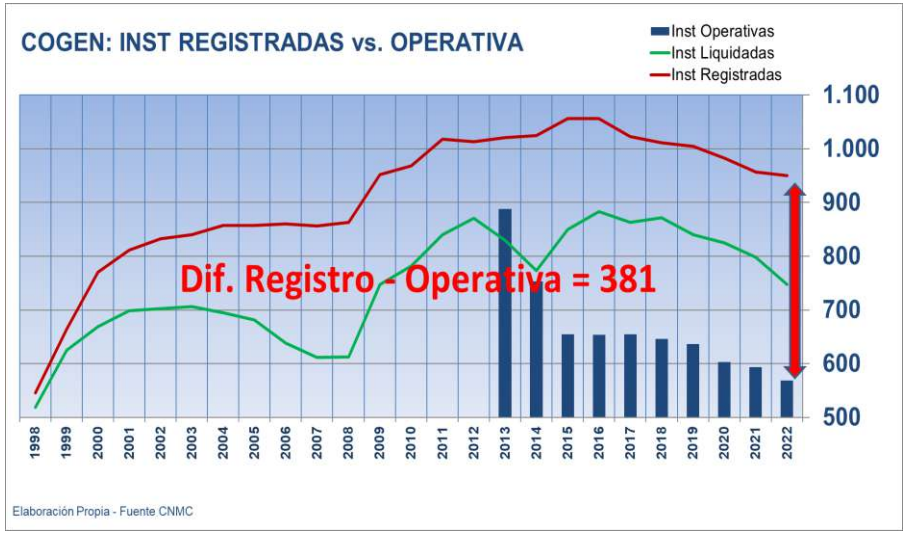
-14,6% Retribución Ro anual jul '22 vs. jul '21 (584,14 M€ vs. 684,20 M€)

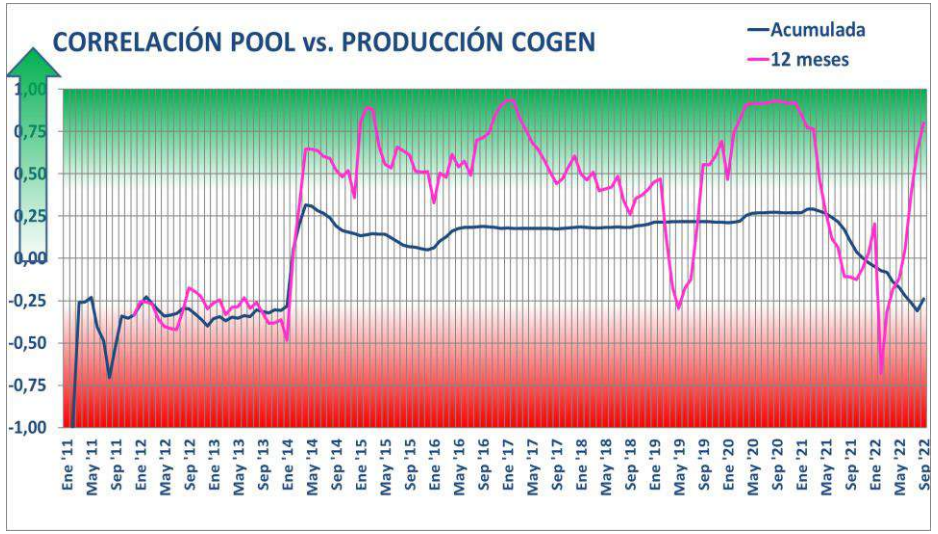
-13,9% Retribución Total anual jul '22 vs. jul '21 (626,84 M€ vs. 728,17 M€)

(*) Año móvil

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución liquidación Cogeneración CNMC (II)

Datos de liquidación 07/22





Actualizado jul '22 (CNMC Cuadros Jul '22 y liquid. 07/22)

2022 (año móvil) vs. 2013

-28,6% Energía vendida (**19,23** TWh vs. 26,95(1) TWh)

-41,5% Potencia primada (**2,52** GW vs. 4,31(1) GW)

24,6% Potencia NO OPERATIVA (**1,359 de 5,524** MW)

40,2% Instalaciones NO OPERATIVAS (**382 de 951**)

(1) Máximo año móvil may 2013

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución del parque de Cogeneración

TODAS LAS PLANTAS	POTENCIA INSTALADA (MW)											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	DIF '22-'21	DIF '22-'13
REGISTRADA	5.979	6.089	6.102	5.997	5.757	5.640	5.651	5.612	5.554	5.524	-30	-455
NO OPERA ÚLTIMOS 12 MESES (TIPO I)	182	91	582	140	24	56	23	32	236	145	-92	-37
NO OPERA ÚLTIMOS 24 MESES (TIPO II)	30	1.172	86	429	27	17	41	26	10	134	125	104
NO OPERA ÚLTIMOS 36 MESES (TIPO III)	259	n/d	1.034	969	1.214	1.076	1.115	1.107	1.046	1.080	33	821
NO OPERA EN CONTÍNUO	471	1.263	1.702	1.538	1.264	1.150	1.180	1.165	1.292	1.359	67	888
OPERANDO EN CONTÍNUO	5.508	4.826	4.400	4.459	4.493	4.490	4.471	4.447	4.262	4.165	-96	-1.343
% no opera de forma contínua	7,9%	20,7%	27,9%	25,6%	22,0%	20,4%	20,9%	20,8%	23,3%	24,6%		
% no operativo últimos +12 meses	3,0%	1,5%	9,5%	2,3%	0,4%	1,0%	0,4%	0,6%	4,3%	2,6%		
% no operativo últimos +24 meses	0,5%	19,2%	1,4%	7,1%	0,5%	0,3%	0,7%	0,5%	0,2%	2,4%		
% no operativo últimos 36 meses	4,3%	n/d	16,9%	16,2%	21,1%	19,1%	19,7%	19,7%	18,8%	19,5%		

Nota.- Ficheros CNMC detalle sólo disponibles desde Ago'13. Datos cierre 2014 para Tipo I no disponibles y para Tipo II incompletos.
Nota.- En el cierre de 2014 los datos del Tipo II incluyen también los del Tipo I (según nota anterior)

TODAS LAS PLANTAS	NÚMERO DE INSTALACIONES											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	DIF '22-'21	DIF '22-'13
REGISTRADA	996	1.060	1.064	1.056	1.023	1.011	1.005	983	960	951	-9	-45
NO OPERA ÚLTIMOS 12 MESES (TIPO I)	24	27	117	24	12	15	14	19	20	17	-3	-7
NO OPERA ÚLTIMOS 24 MESES (TIPO II)	8	280	26	100	17	8	11	15	9	14	5	6
NO OPERA ÚLTIMOS 36 MESES (TIPO III)	76	n/d	266	278	339	342	344	346	336	351	15	275
NO OPERA EN CONTÍNUO	108	307	409	402	368	365	369	380	365	382	17	274
OPERANDO EN CONTÍNUO	888	753	655	654	655	646	636	603	595	569	-26	-319
% no opera de forma contínua	10,8%	29,0%	38,4%	38,1%	36,0%	36,1%	36,7%	38,7%	38,0%	40,2%		
% no operativo últimos +12 meses	2,4%	2,5%	11,0%	2,3%	1,2%	1,5%	1,4%	1,9%	2,1%	1,8%		
% no operativo últimos +24 meses	0,8%	26,4%	2,4%	9,5%	1,7%	0,8%	1,1%	1,5%	0,9%	1,5%		
% no operativo últimos 36 meses	7,6%	n/d	25,0%	26,3%	33,1%	33,8%	34,2%	35,2%	35,0%	36,9%		

Actualizado jul '22 (CNMC Cuadros jul '22)

2022 vs. 2021

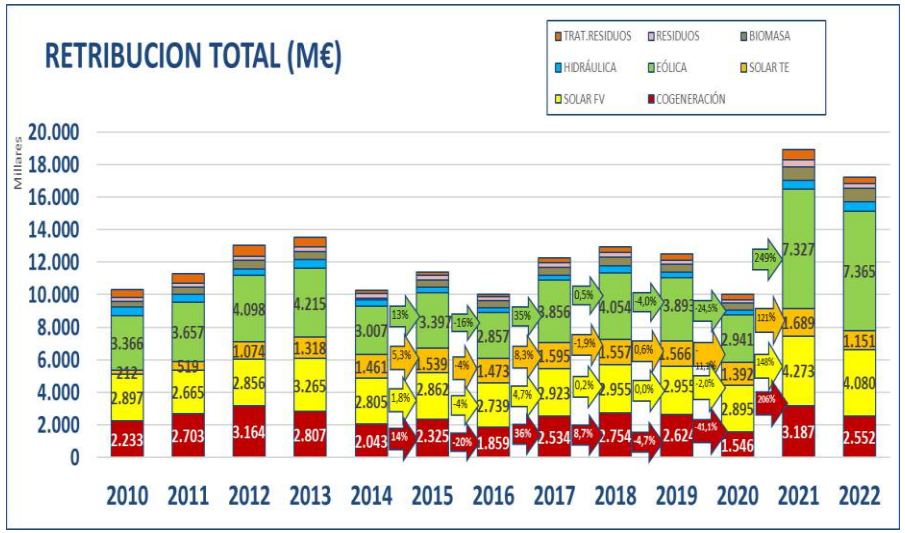
30 MW — Potencia dada de baja en registro en 2022

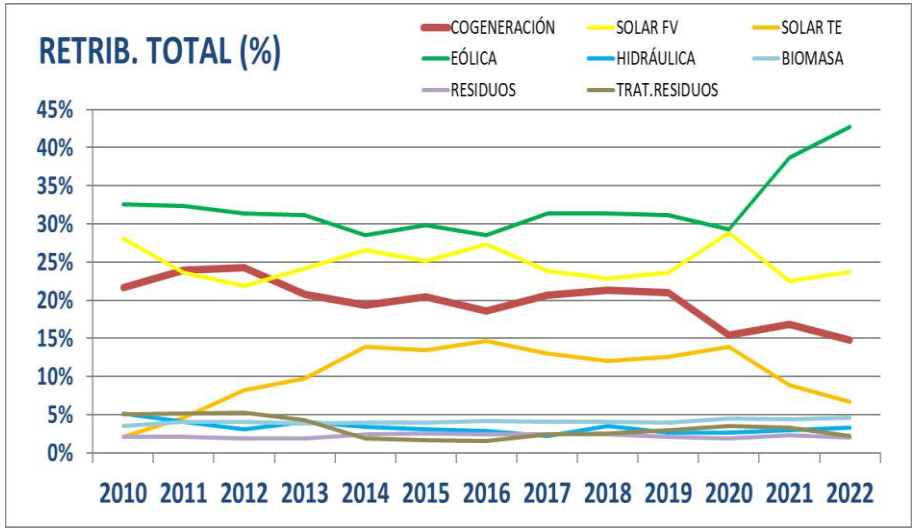
67 MW — Potencia adicional que no opera en continuo en 2021

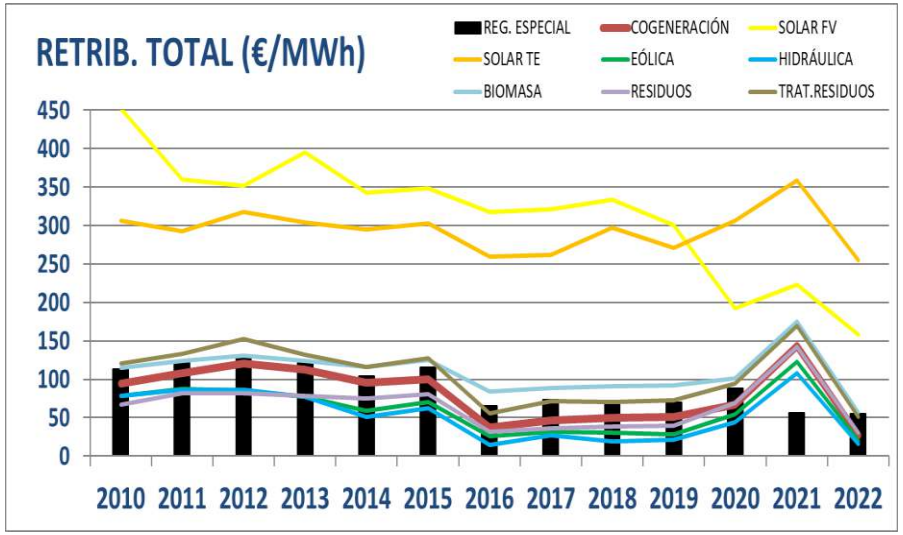
1,359 MW — Potencia que no opera en continuo (24,6%)

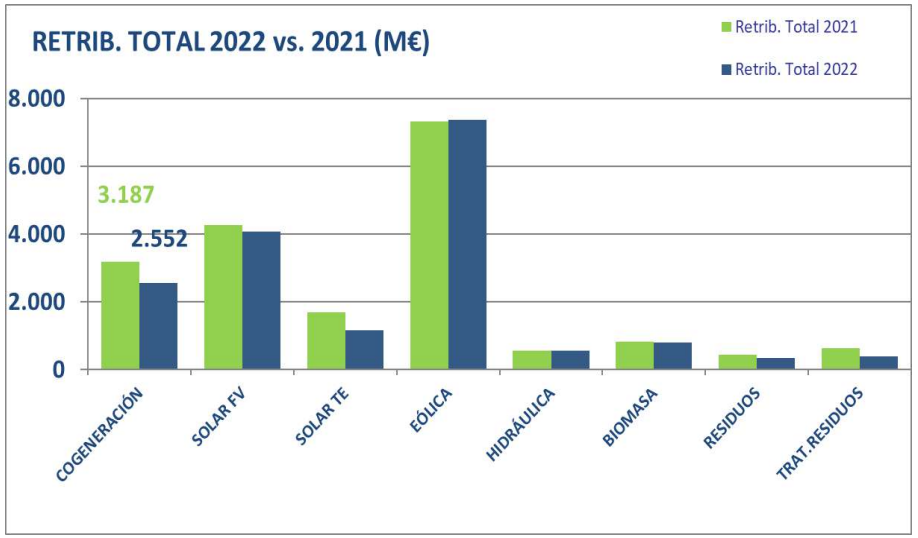
382 — Instalaciones que no operan en continuo (40,2%)

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución de la retribución total cogeneración





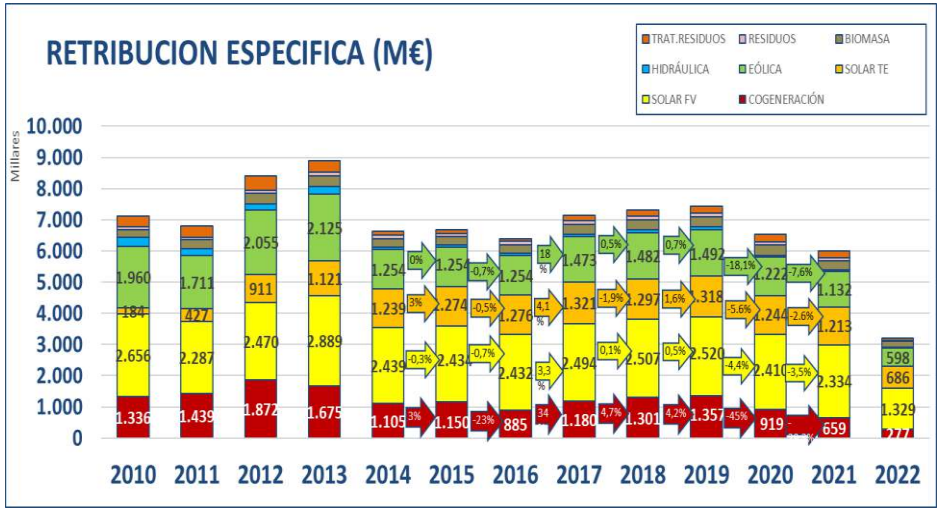


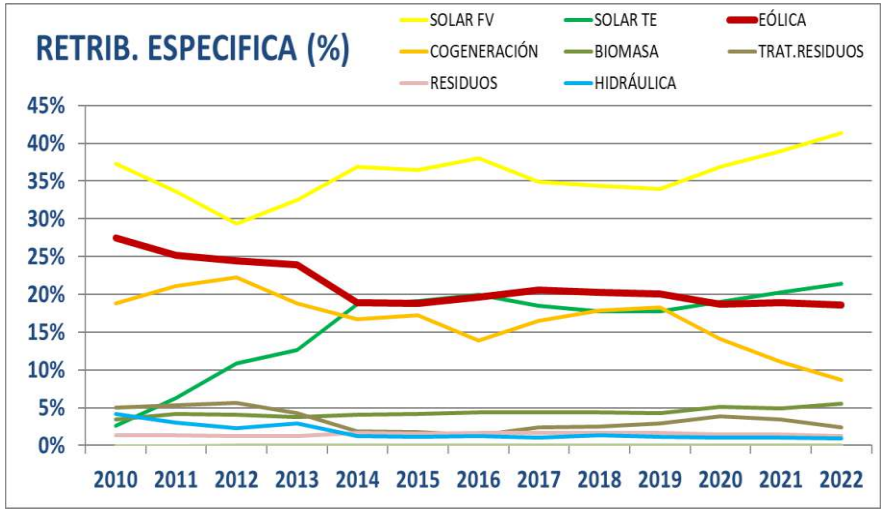


Actualizado jul '22 (CNMC Cuadros jul '22)

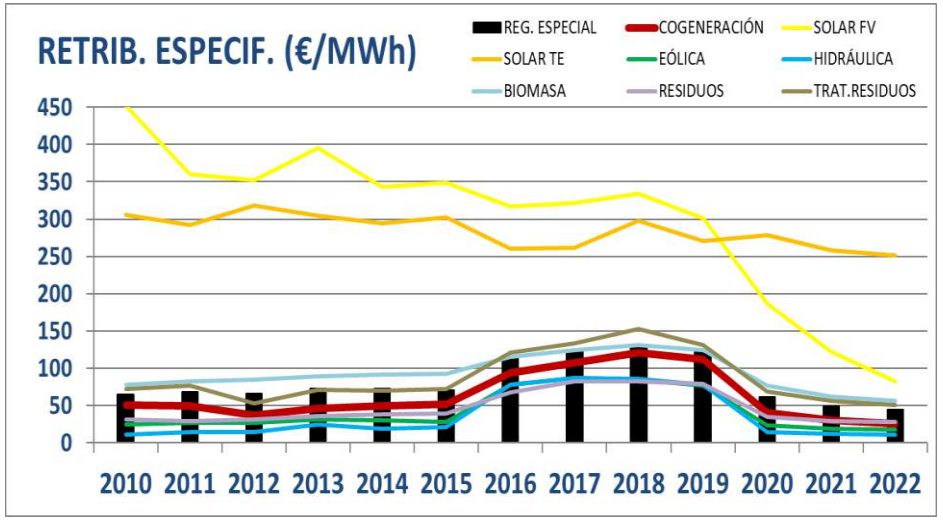
Nota.- 2022 incluye datos hasta julio

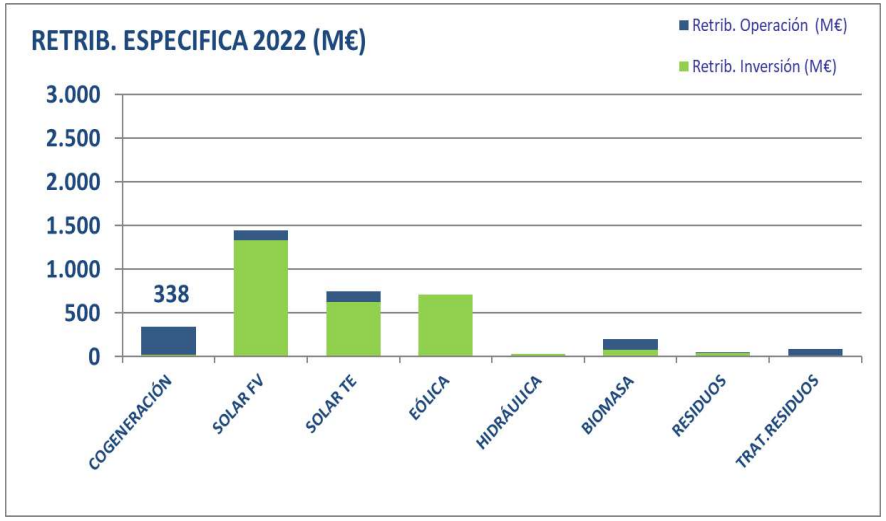
X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución de la retribución específica cogeneración





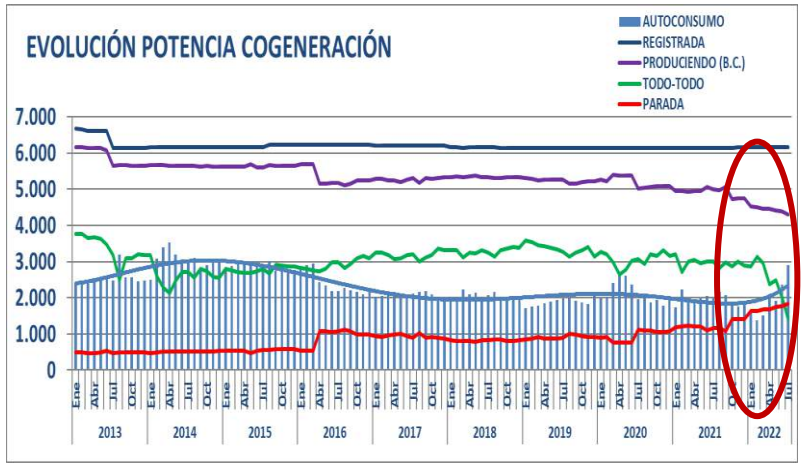
Actualizado jul '22 (CNMC Cuadros jul '22)

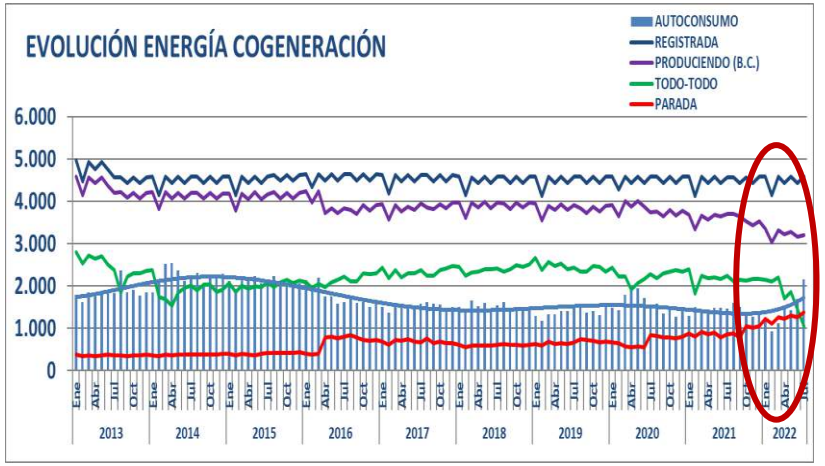


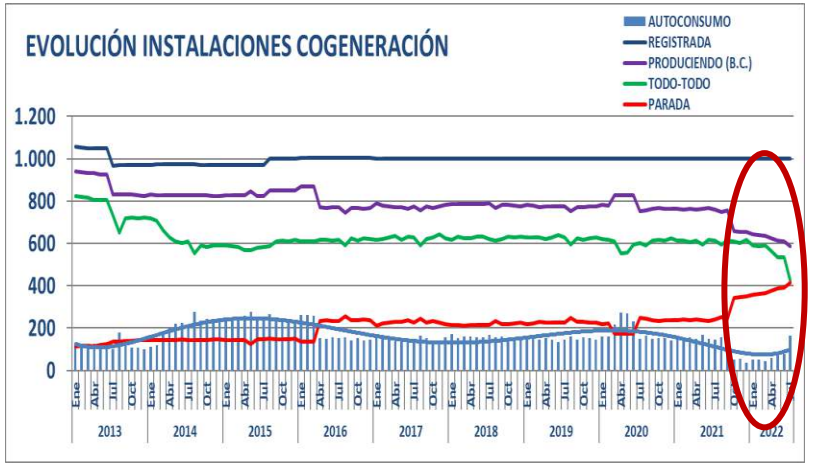


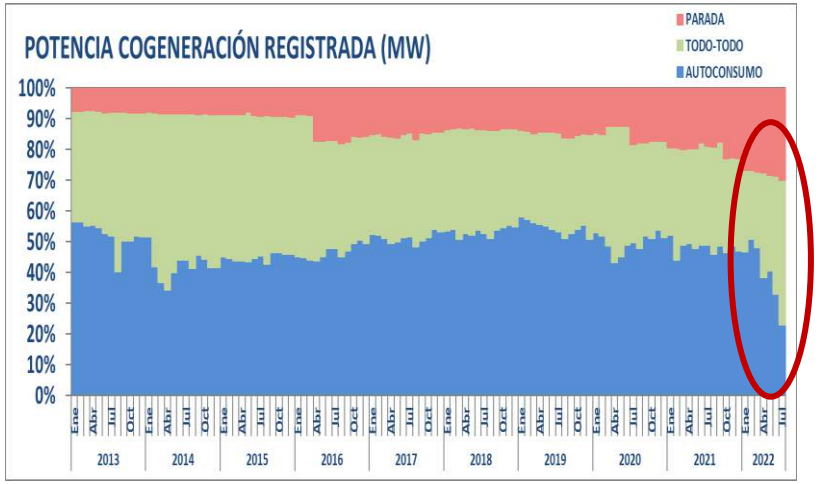
Nota.- 2022 incluye datos hasta julio

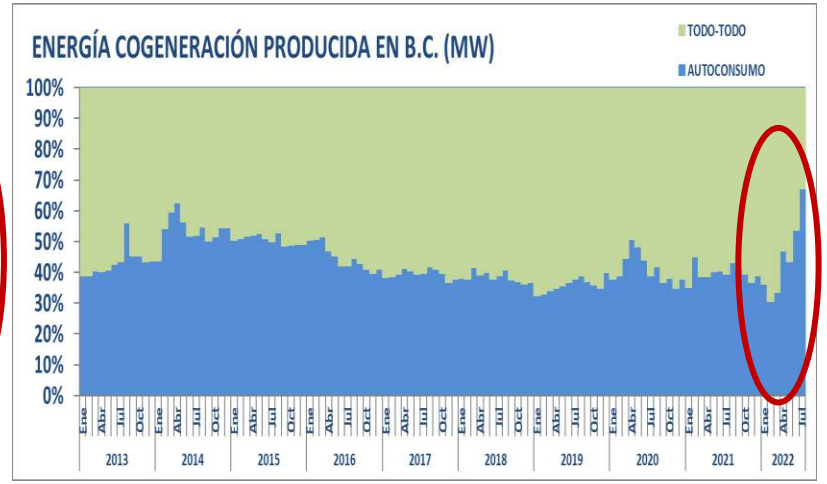
X. Informe de evolución de la cogeneración
Autoconsumo Cogeneración

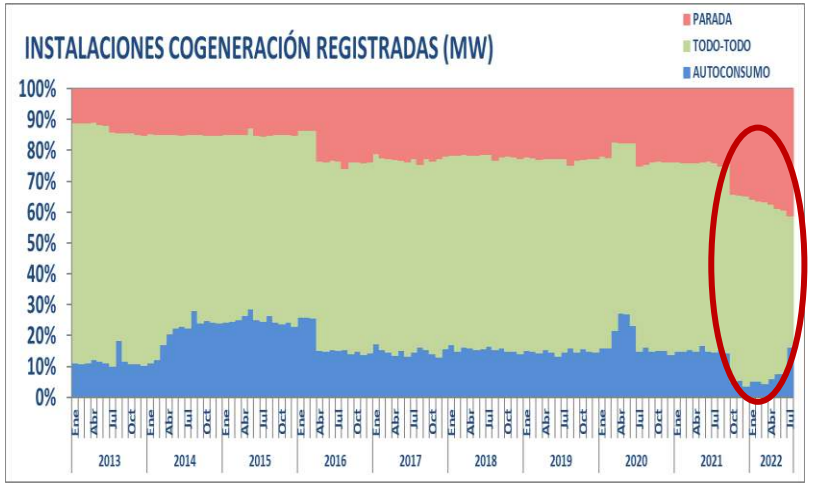






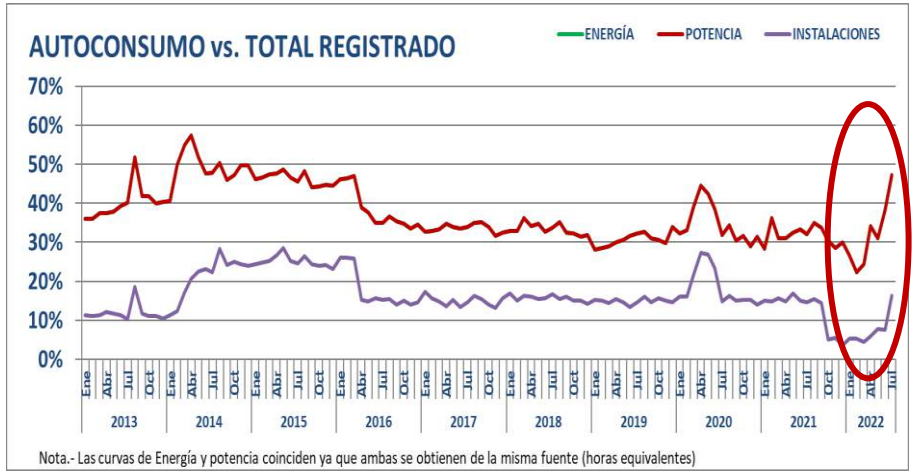


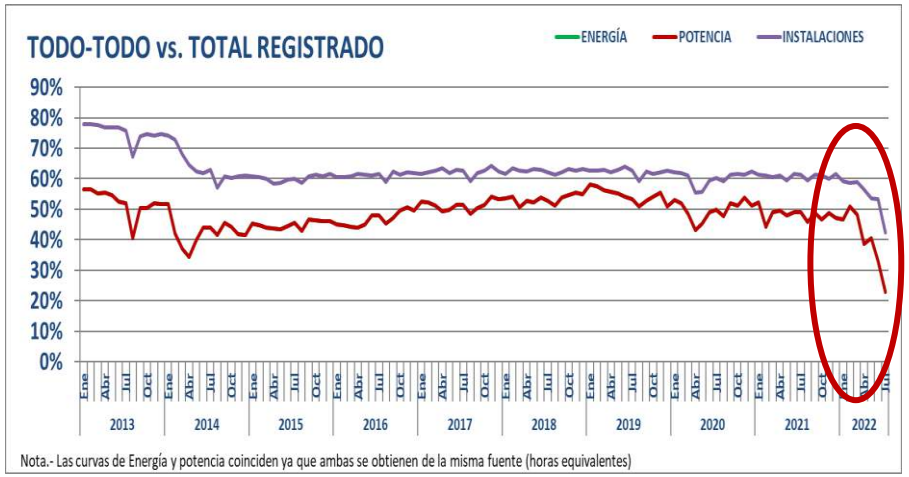


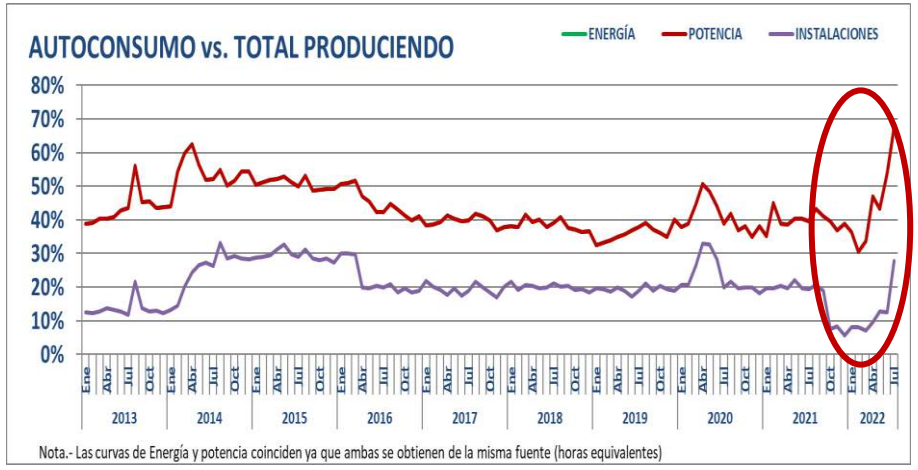


Aumento significativo de la potencia / instalaciones paradas y refugio en el autoconsumo de las plantas grandes que siguen operando

Informe de evolución de la cogeneración
Autoconsumo Cogeneración (II)







Nota.- Plantas paradas son las que al menos no han operado en los últimos 12 meses

Actualizado jul '22 (CNMC Cuadros jul '22)

AC/Registro (mes y año ant.)

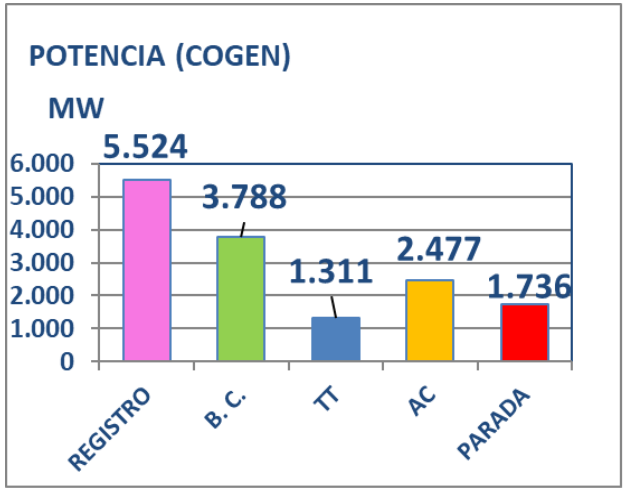
	mes	año	valor
Pot./Ene.	+8,8%	+15%	47,1%
Inst.	+8,8%	+1,7%	16,4%

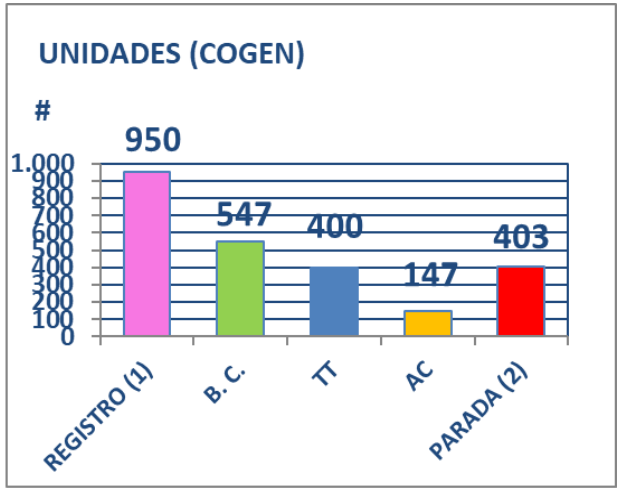
Parado/Registro (mes y año ant.)

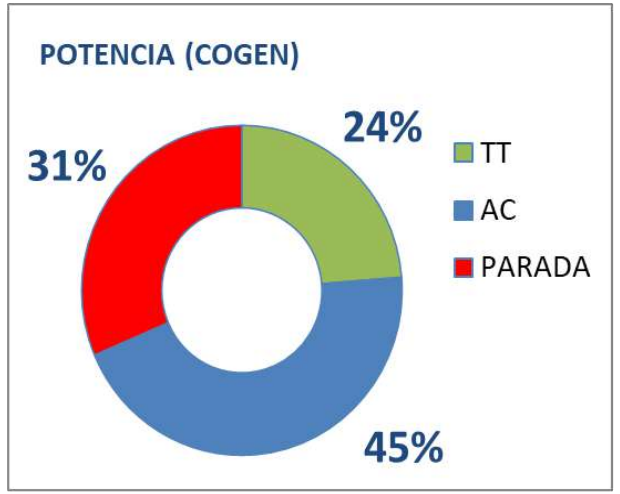
	mes	año	valor
Pot./Ene.	+1,4%	+11,1%	30,0%
Inst.	+2,1%	+17,3%	41,3%

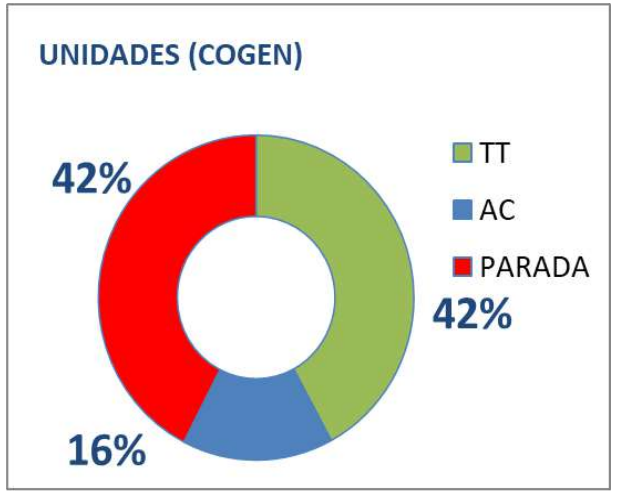
Se dispara el autoconsumo desde el RDL 10/22 hasta el 70% de potencia y 30% de instalaciones
Aumenta la potencia e instalaciones paradas (mes-mes y año-año)

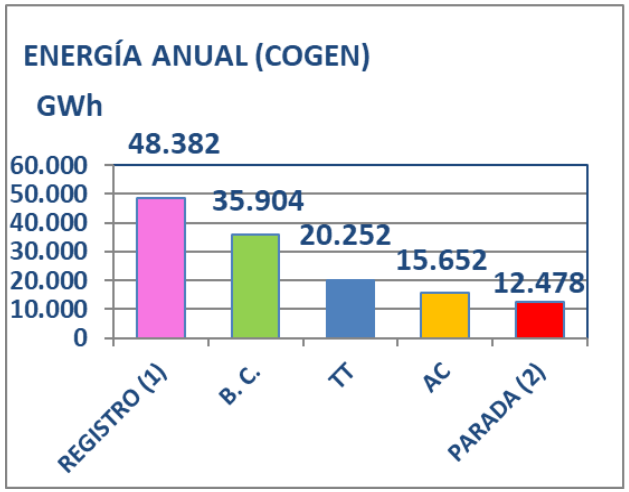
Informe de evolución de la cogeneración
Segmentación cogeneración

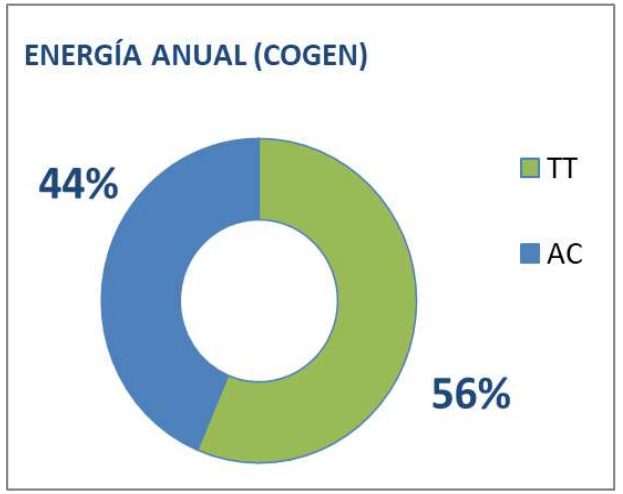


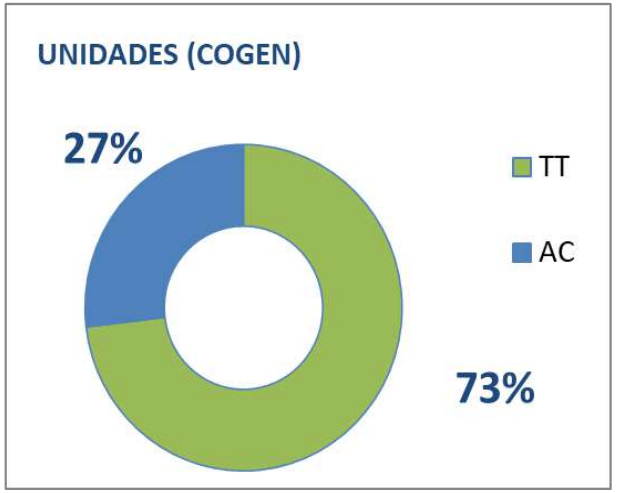




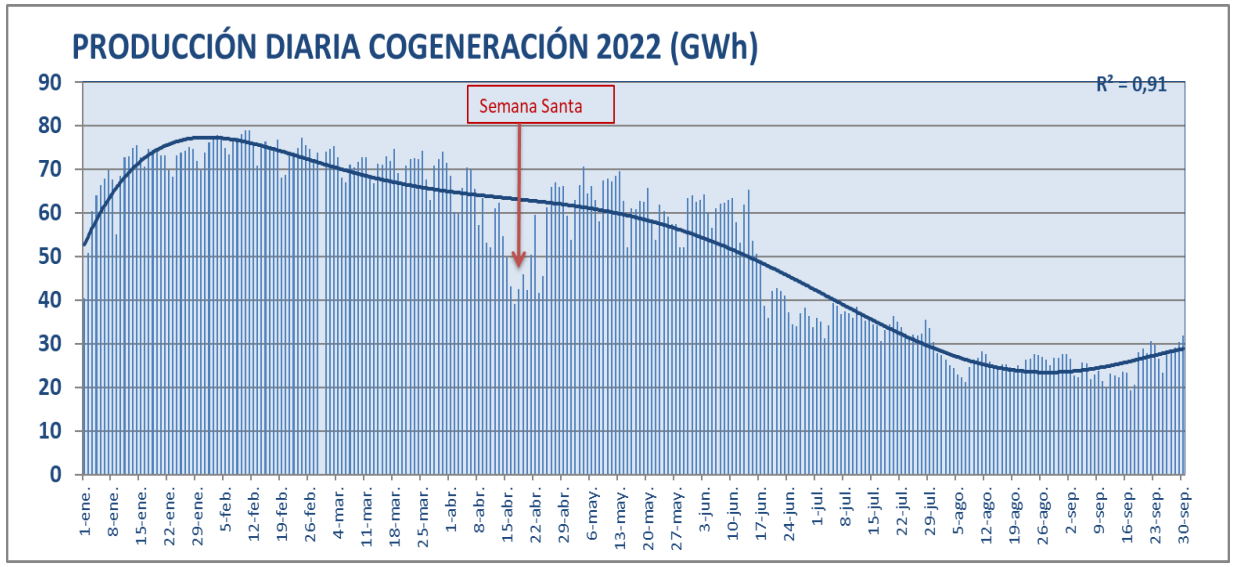


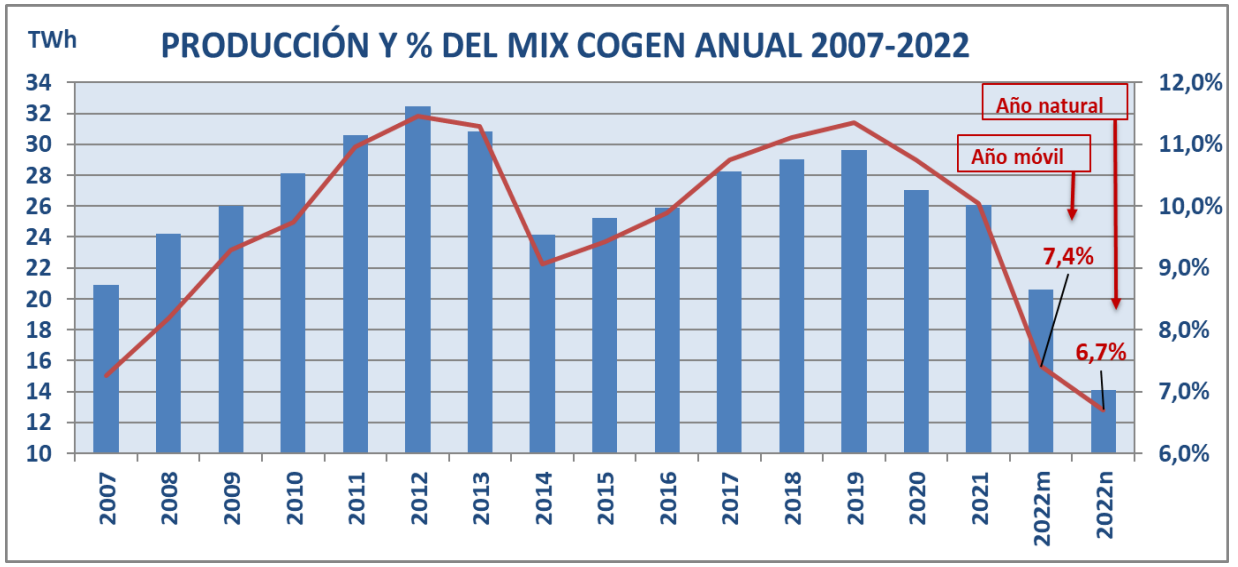


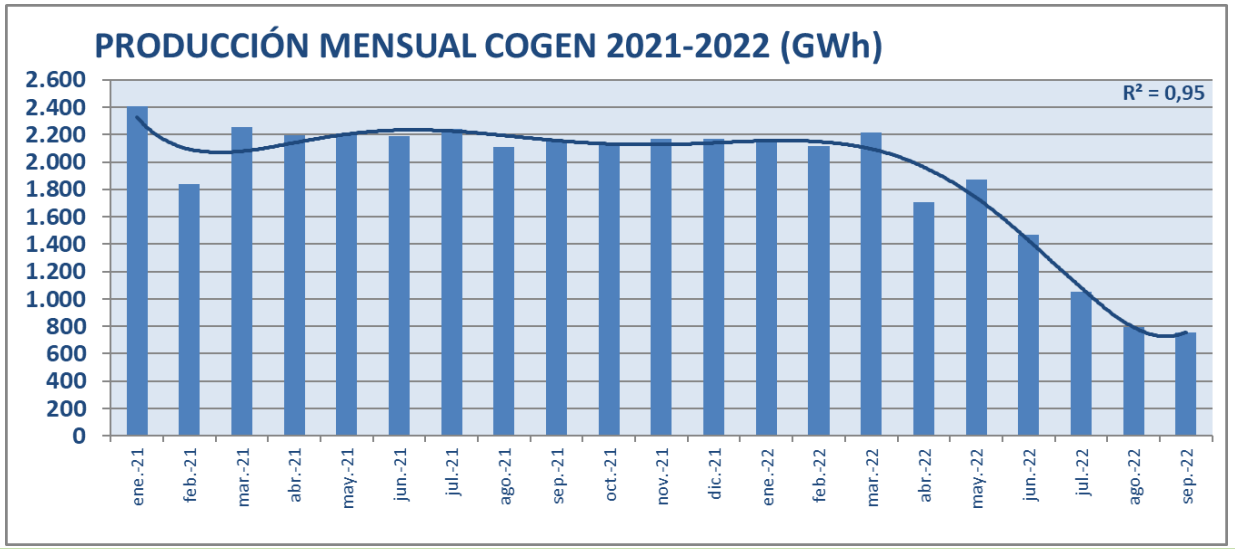


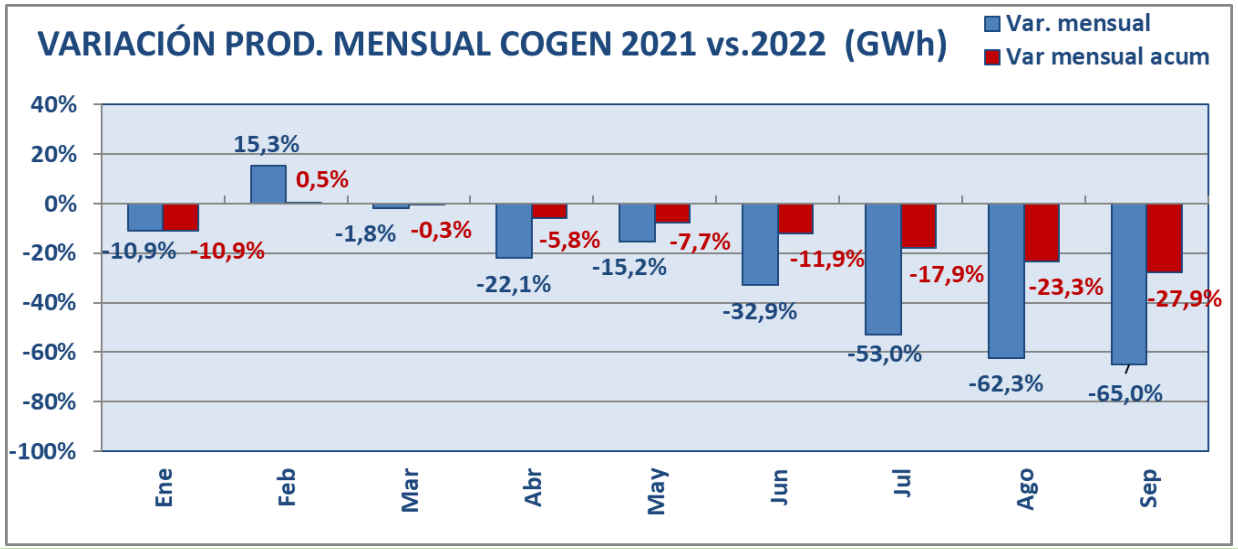


Informe de evolución de la cogeneración
Evolución 2022

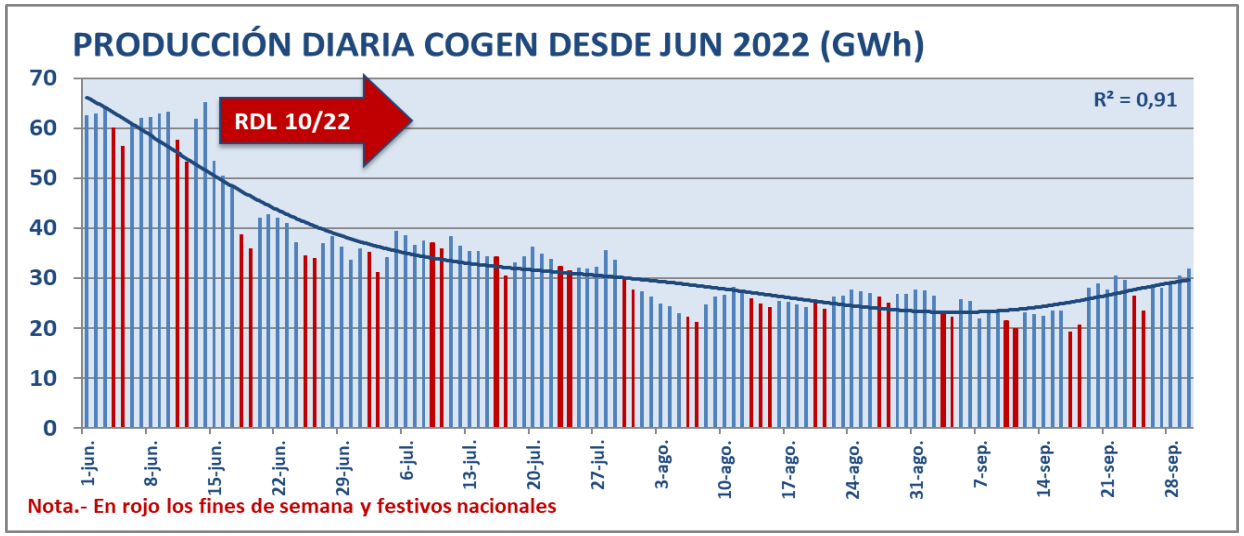


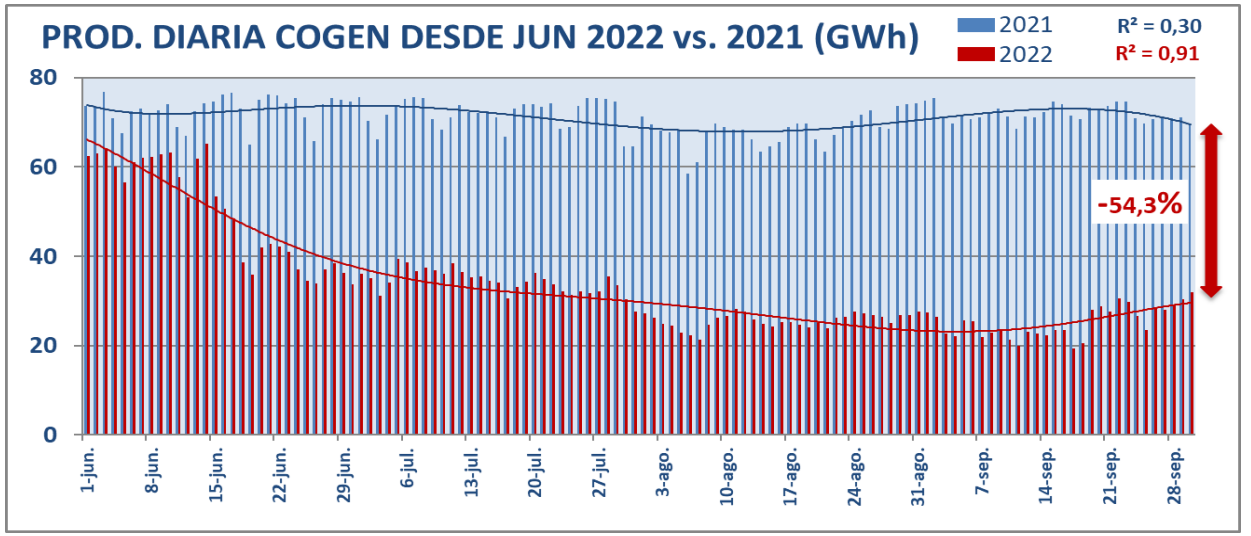


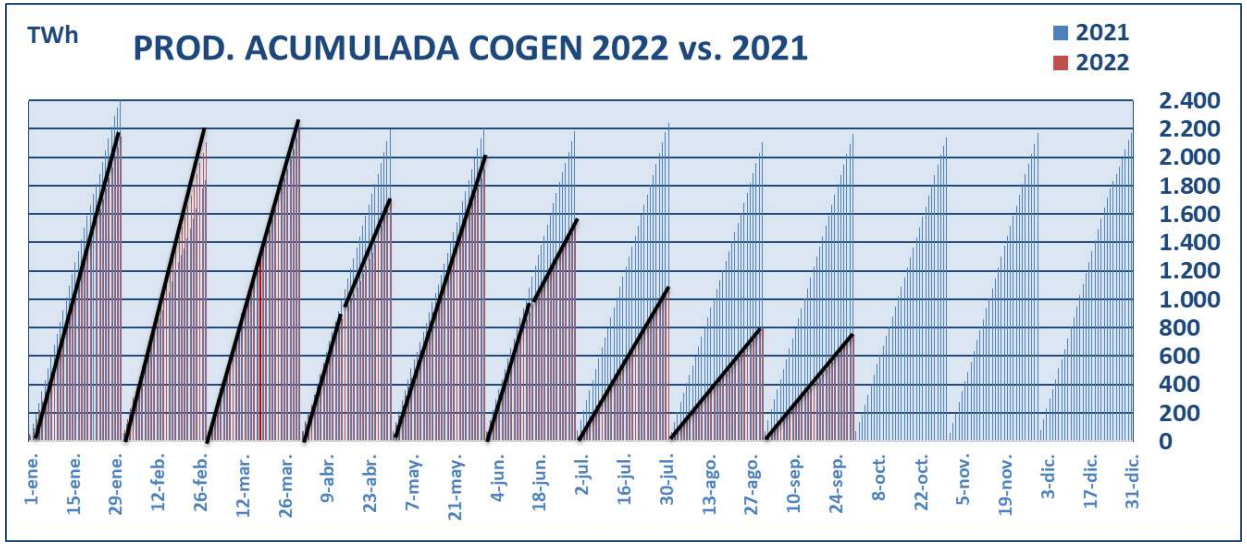


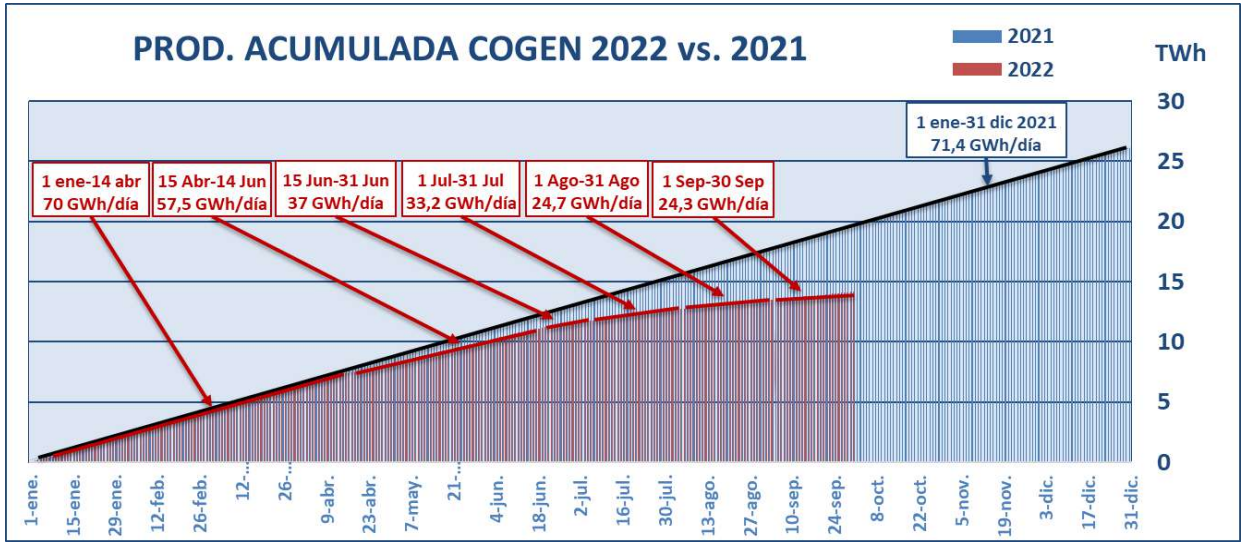


Informe de evolución de la cogeneración
Evolución 2022 (II)

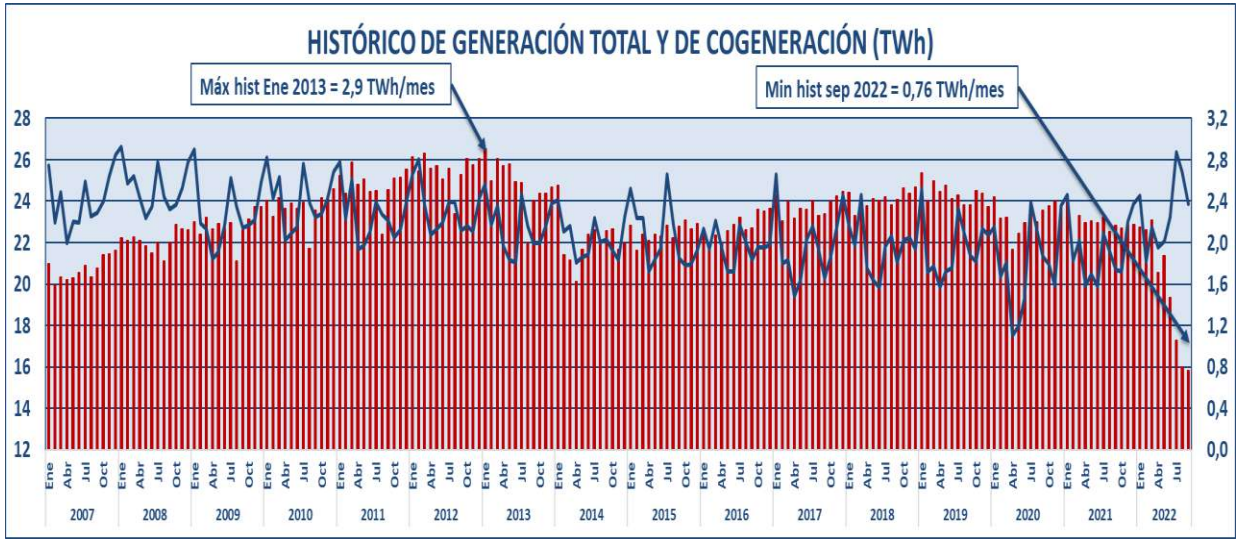


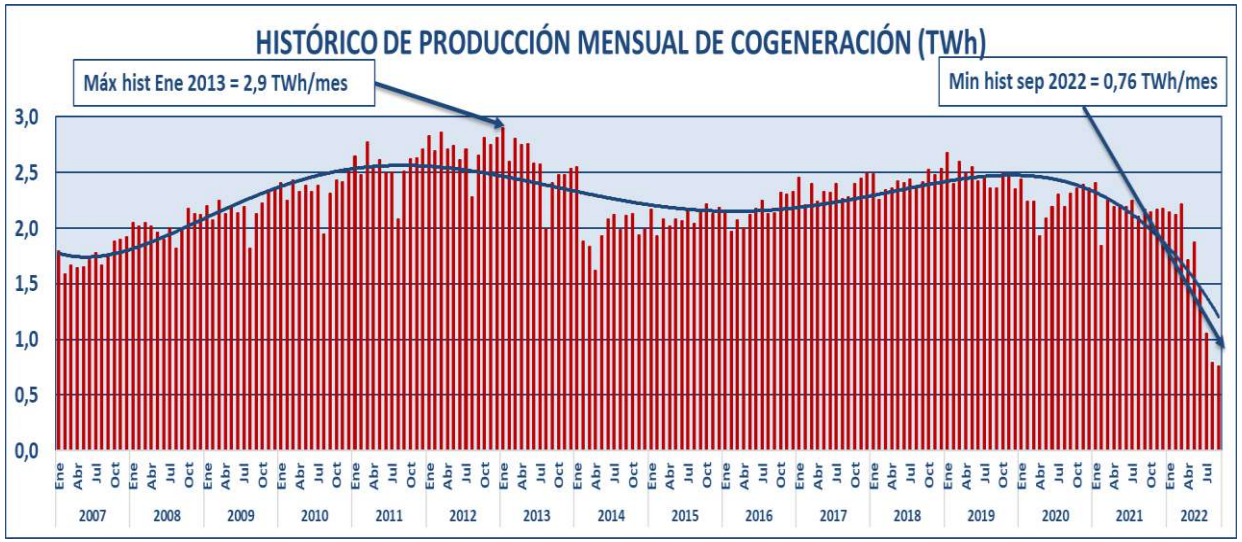


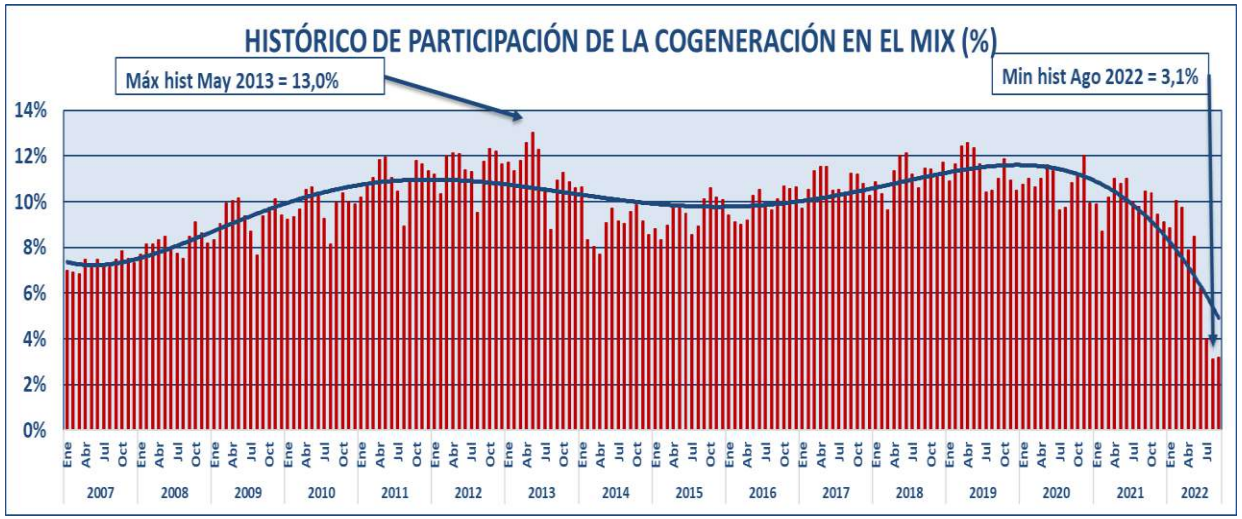




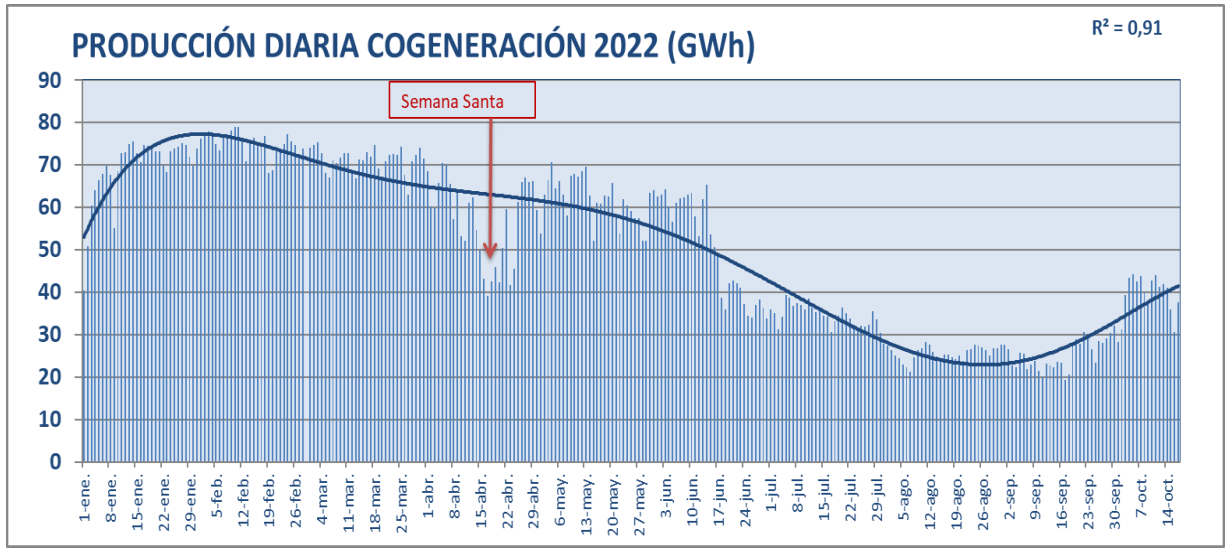
Informe de evolución de la cogeneración
Evolución 2022 vs. histórico

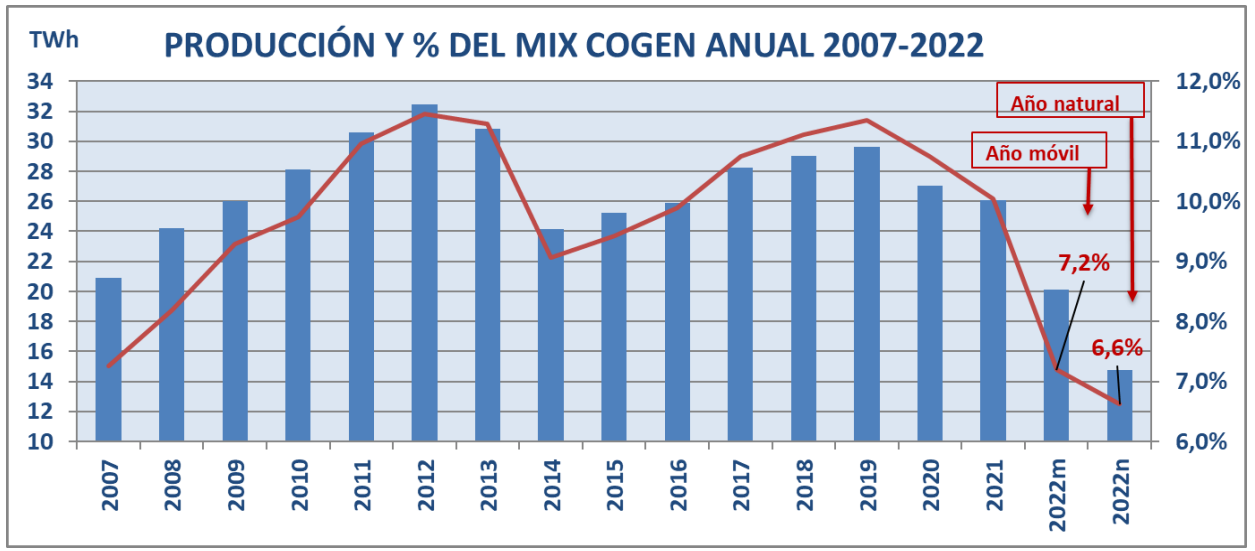


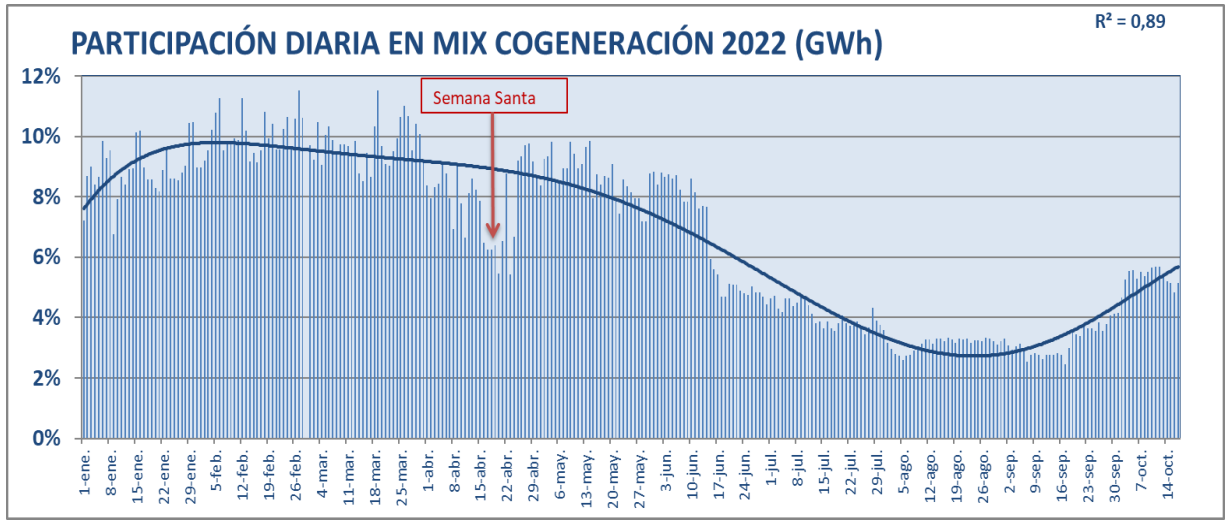


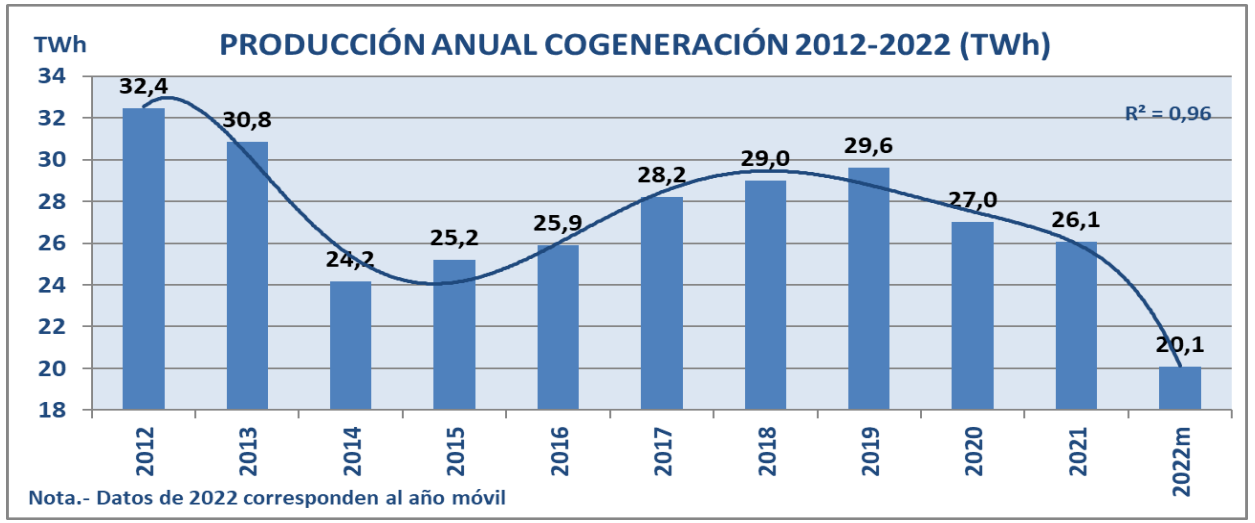


Informe situación Cogeneración: Evolución anual 2022 y participación en el mix

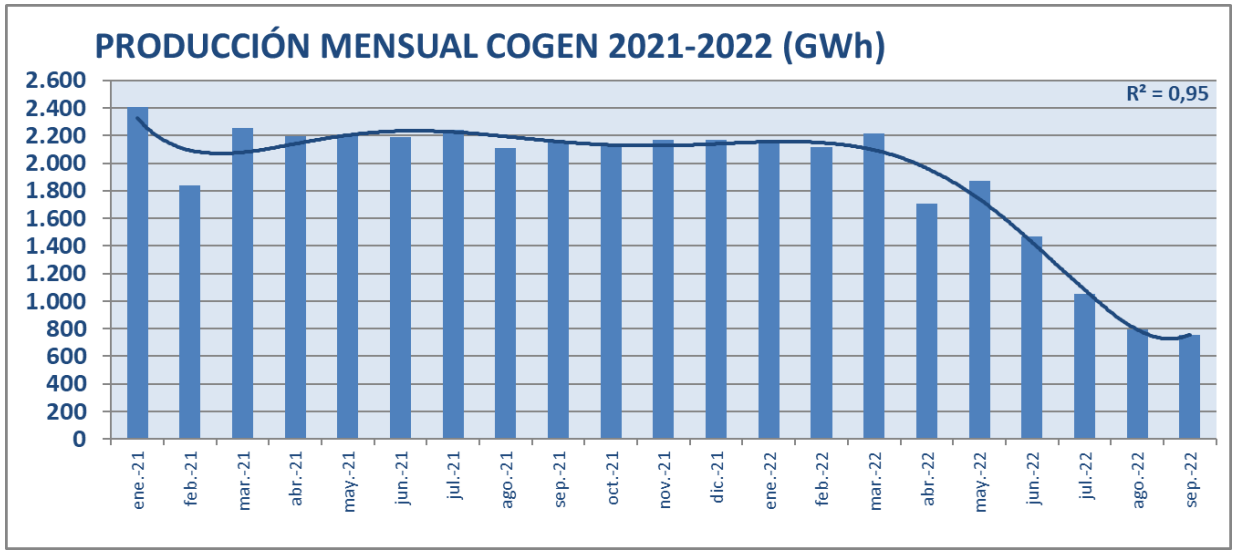


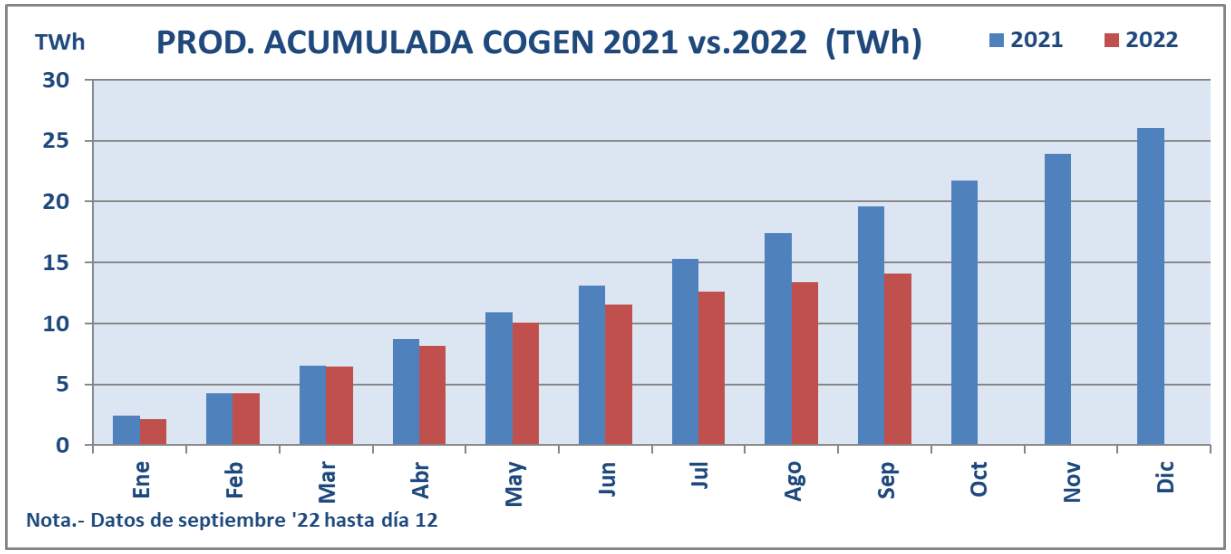


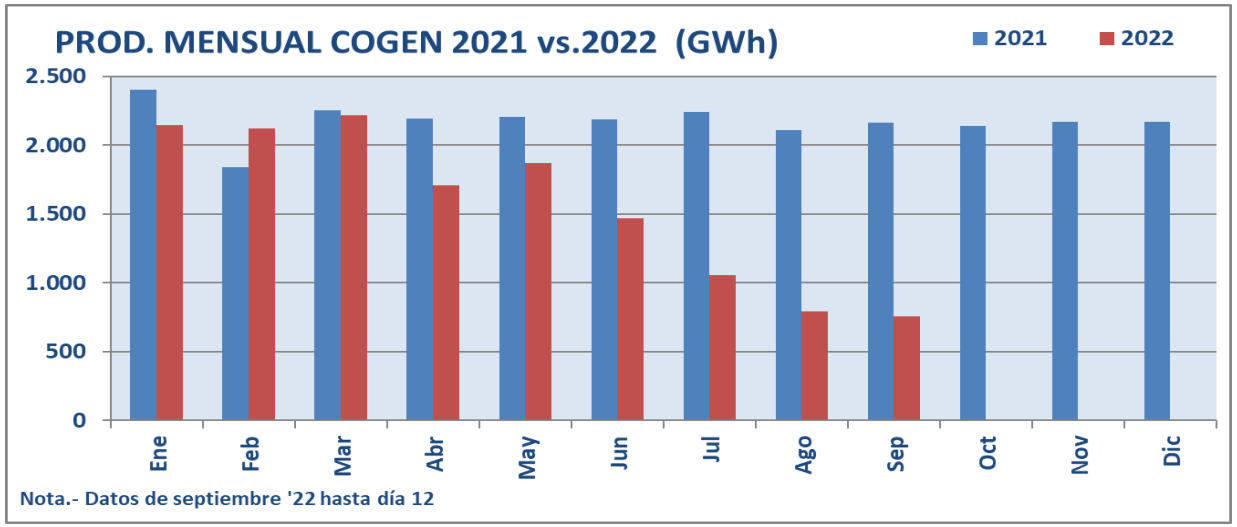


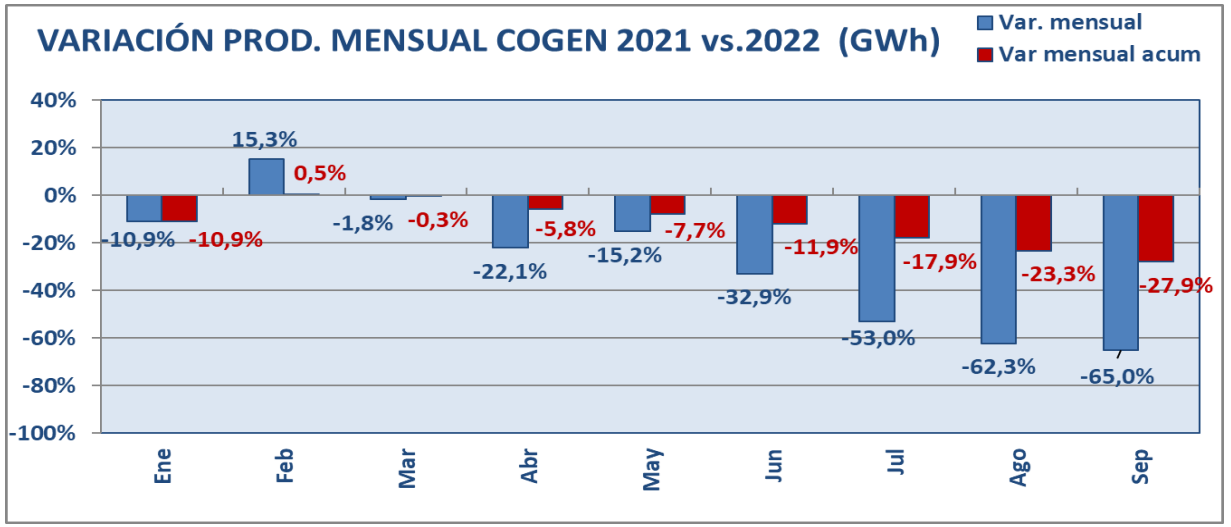


Informe situación Cogeneración: Evolución mensual 2022 vs. 2021



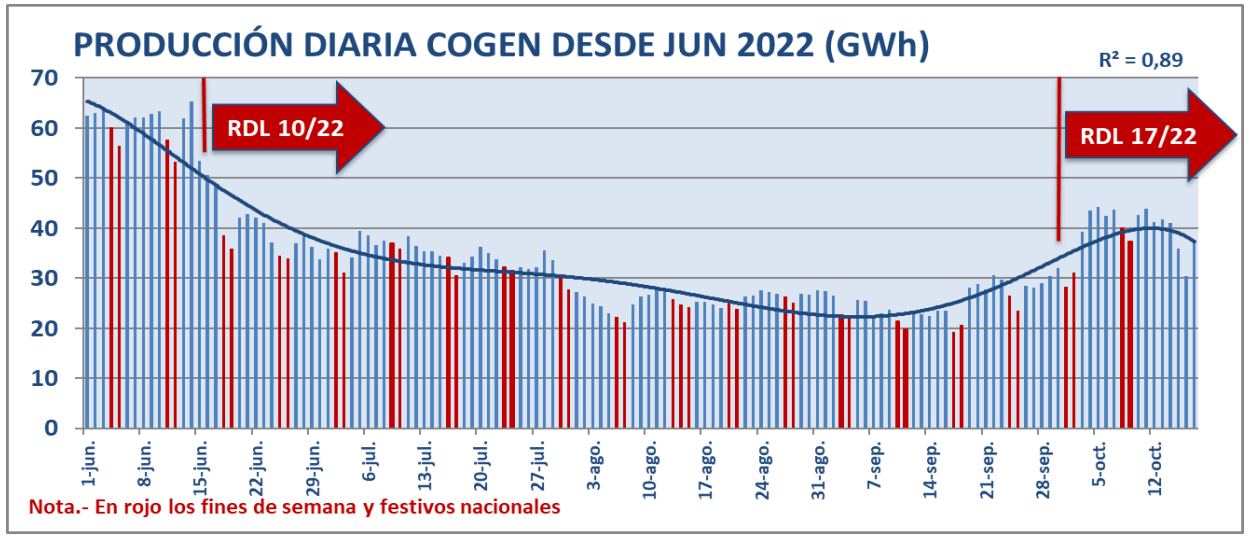


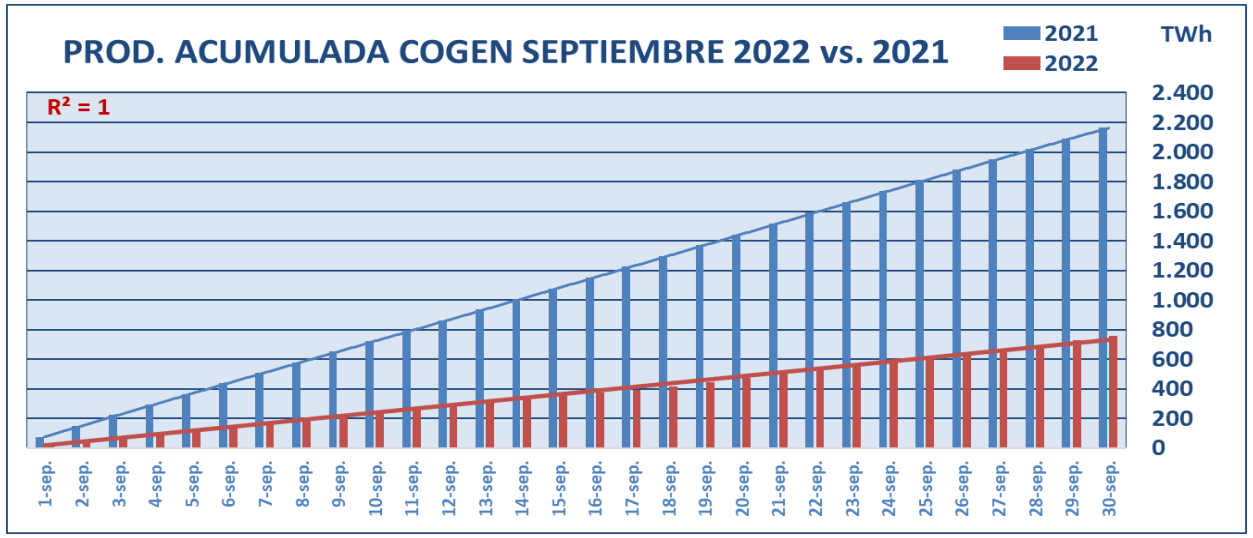


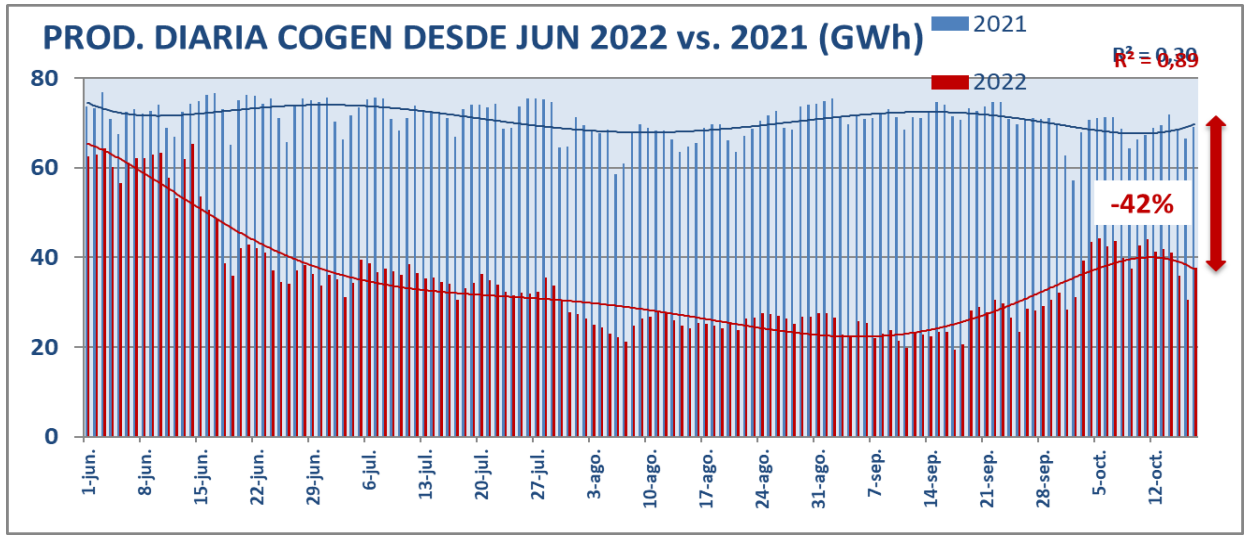


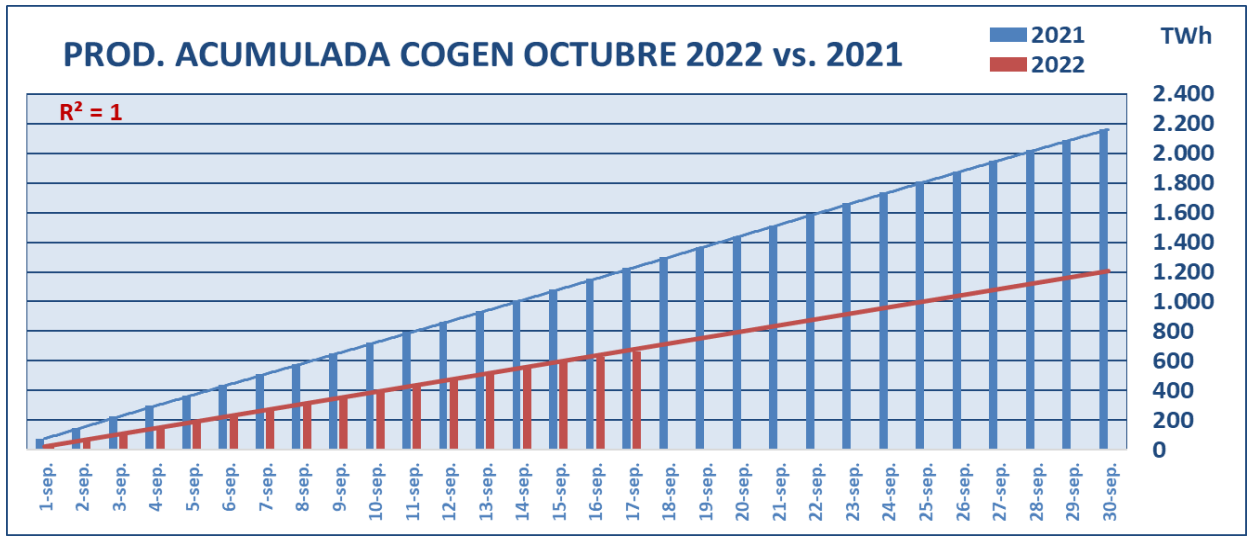
Informe situación Cogeneración: Evolución diaria 2022 vs. 2021

Nota.- R^2 = coeficiente de determinación de la regresión múltiple

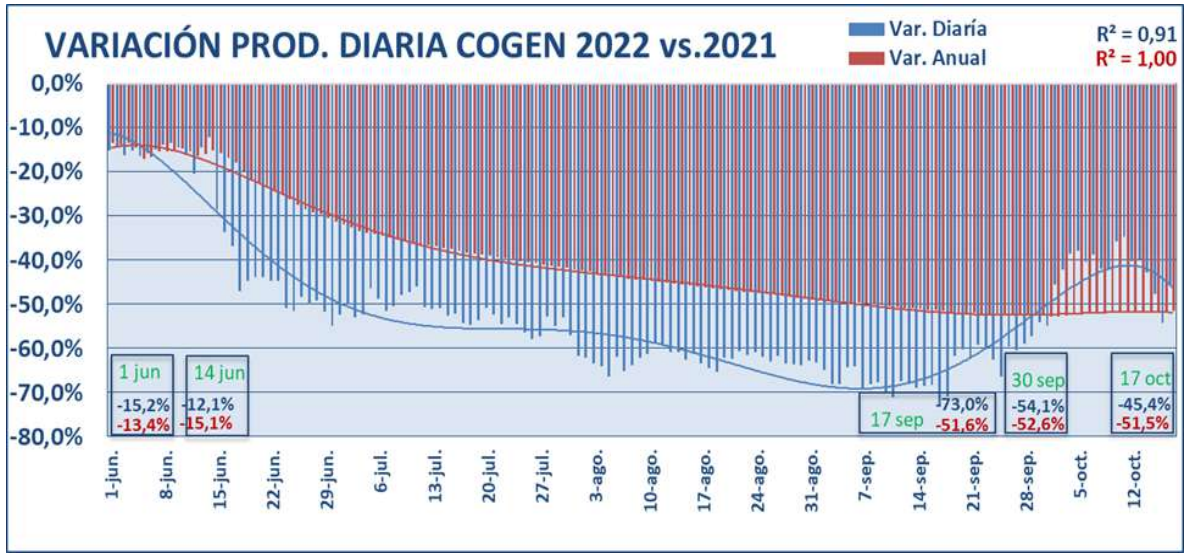


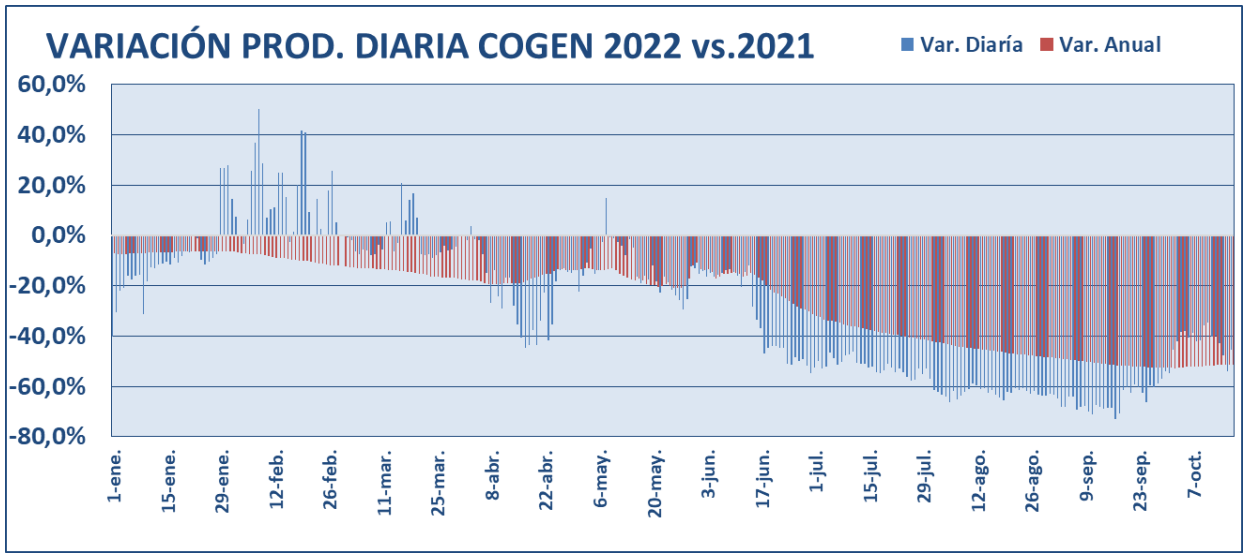


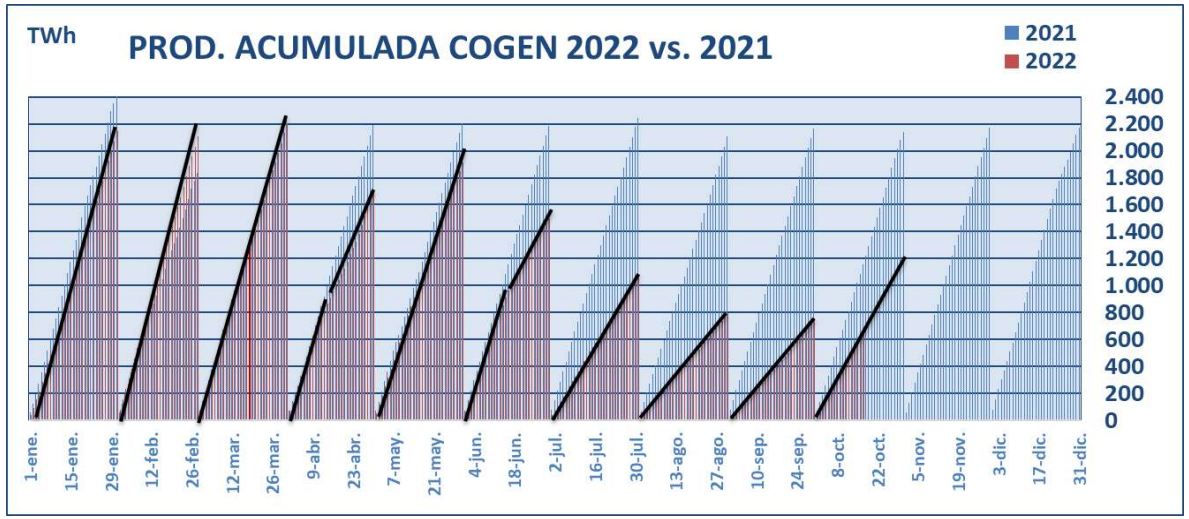


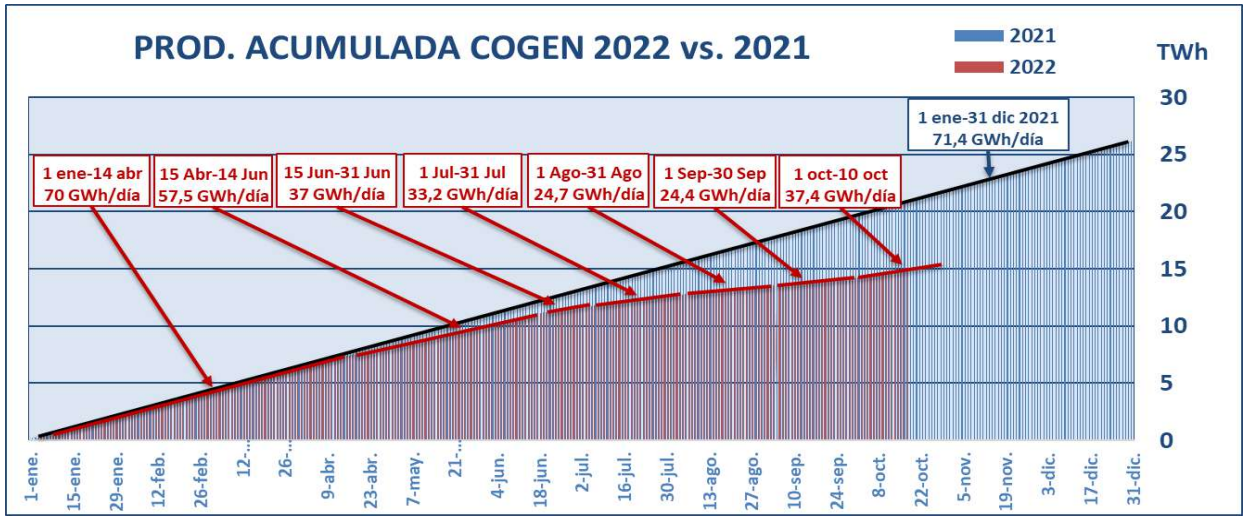


Informe situación Cogeneración: Evolución diaria julio 2022 vs. 2021

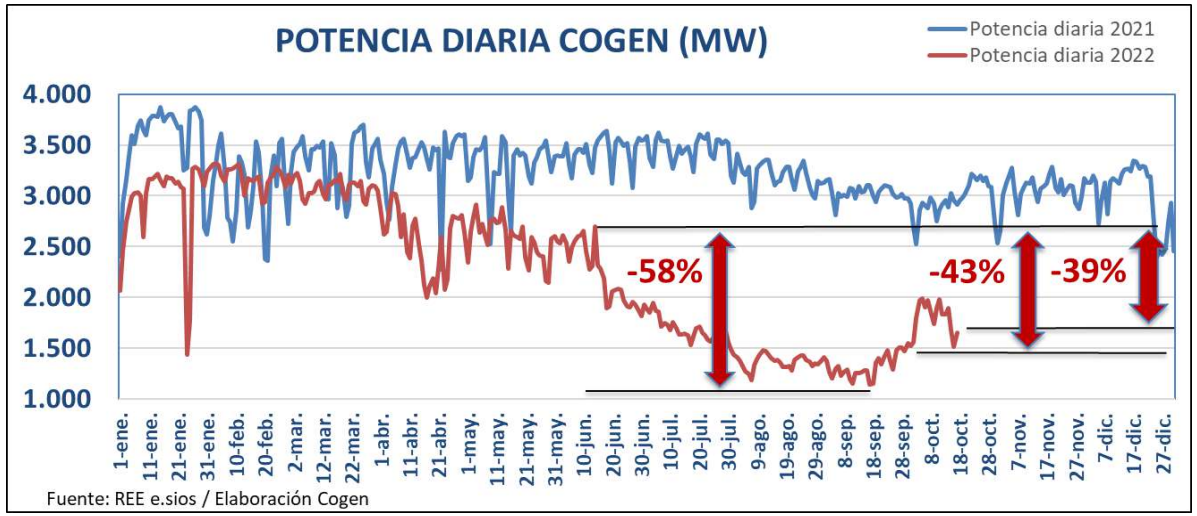


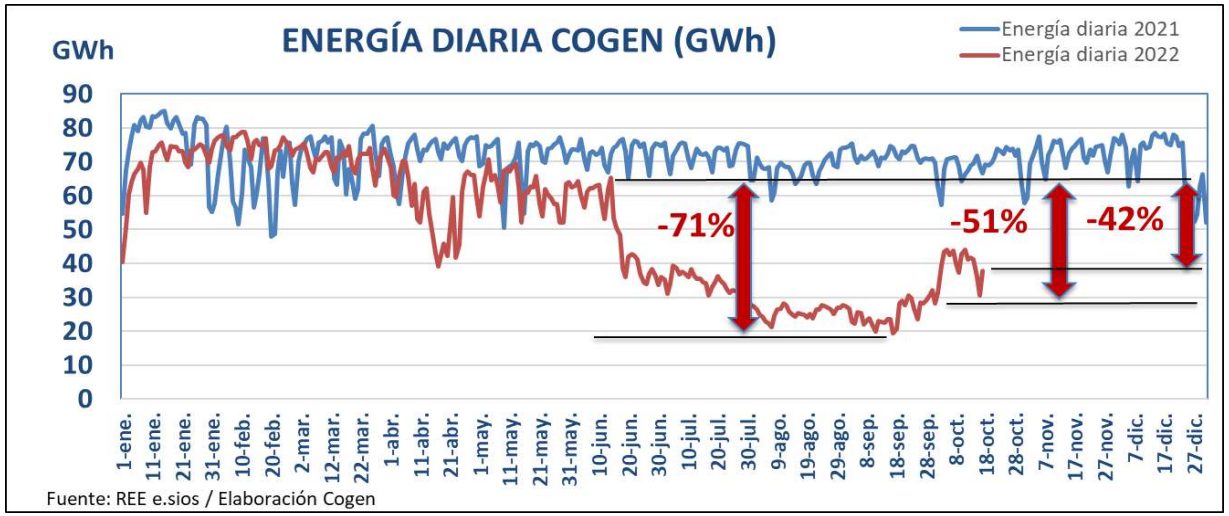


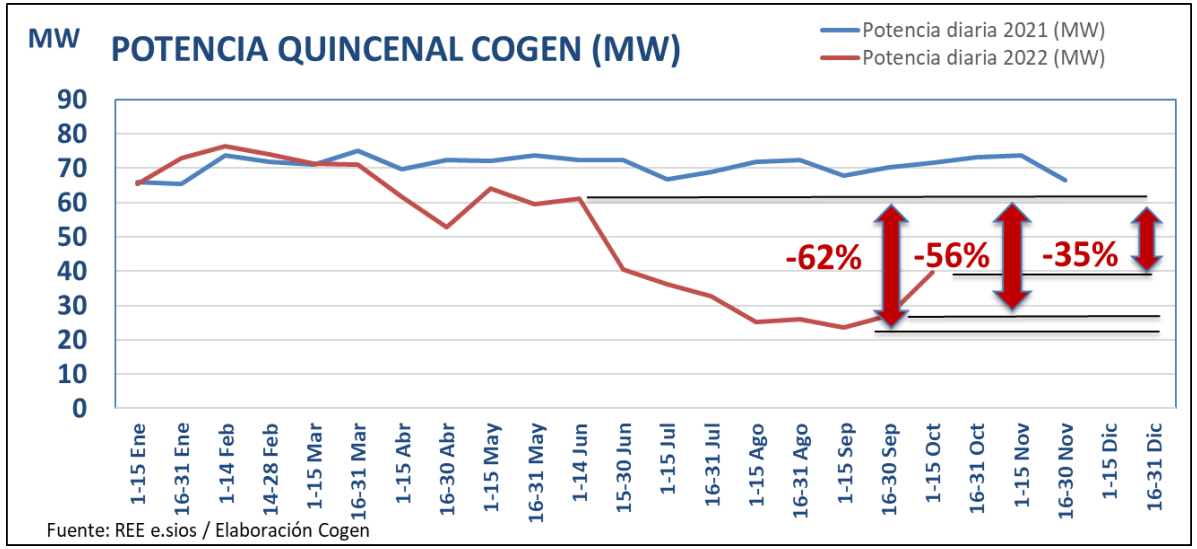


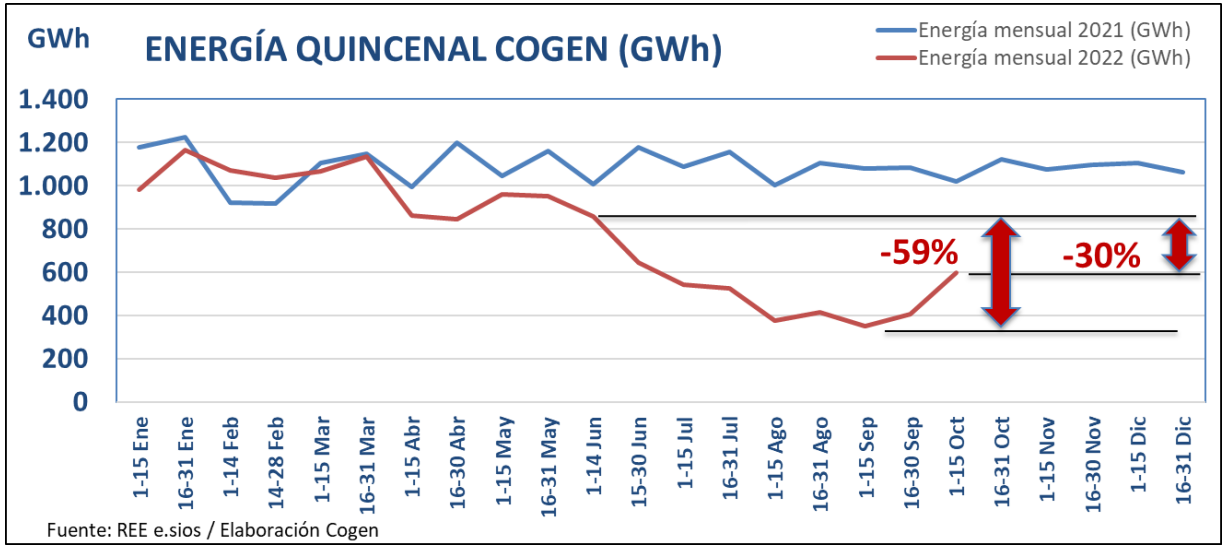


Informe situación Cogeneración: Evolución diaria y quincenal 2022 vs. 2021









XI. Grupos de trabajo

XI. Grupos de trabajo – Próxima reunión con REE – Sep/22

En Agosto (17-08-22) el departamento de Medidas (Dirección de Medidas y Liquidaciones) nos envió su informe sobre cogeneración, que estamos analizando en comparación con el de Cogen España:

INFORME COGEN

	POTENCIA (COGEN)				
	REGISTRO	B. C.	TT	AC	PARADA
MW	6.153	4.508	3.129	1.378	1.645
UNIDADES	1.002	638	586	52	364
% MW	100,0%	73,3%	50,9%	22,4%	26,7%
% UNIDADES	100,0%	63,7%	58,5%	5,2%	36,3%

	ENERGÍA (COGEN)				
	REGISTRO	B. C.	TT	AC	PARADA
GWh Mes	4.135	3.029	2.103	926	1.106
GWh Año	53.874	40.659	24.379	16.281	13.214
UNIDADES	1.002	609	533	76	393
% GWh	100,0%	73,3%	50,9%	22,4%	26,7%
% UNIDADES	100,0%	60,8%	53,2%	7,6%	39,2%

INFORME REE

	POTENCIA (COGEN)					
	REGISTRO	B. C.	TT	AC sin E	AC con E	PARADA
MW	7.203	6.436	5.328	994	897	767
UNIDADES	818	620				198
% MW	117,1%	104,6%	86,6%	16,1%	14,6%	12,5%
% UNIDADES	81,6%	61,9%	0,0%	0,0%	0,0%	19,8%

	ENERGÍA (COGEN)					
	REGISTRO	B. C.	TT	AC sin E	AC con E	PARADA
GWh Mes		264	0	0	264	
GWh Año		35.729	30.985	0	4.744	
UNIDADES						
% GWh						
% UNIDADES						

- **Otros temas relacionados con los POs recientemente publicados -básicamente el 10.4 y 10.5- también se incluirán en la agenda (el P.O. 7.4 pendiente de reactiva y control de tensión, se llamara a CNMC para actualizar su situación).**

XI. Grupos de trabajo REE: GT EMT

El GT_EMT se desarrollará en 3 reuniones de septiembre a noviembre:

- 1ª Reunión: miércoles 21 de septiembre
- 2ª Reunión: miércoles 19 de octubre
- 3ª Reunión: miércoles 23 de noviembre

MOTIVACIÓN:

El cambio de tecnologías que se conectan a la red ha creado la necesidad de que el operador del sistema tenga una comprensión más profunda de todos estos equipos que se conectan a la red y pueden afectar la seguridad y fiabilidad del sistema de eléctrico. Por esta razón, el operador del sistema tendrá la potestad de requerir, conforme a lo estipulado en el procedimiento de operación 9, los modelos de transitorios electro-magnéticos (EMT) e información más específica de las instalaciones para analizar el impacto de sus sistemas de control y sistemas de protección en la seguridad del sistema eléctrico en más detalle.

El titular de una instalación eólica, fotovoltaica, de almacenamiento, sistemas HVDC y de todas aquellas instalaciones que no utilicen generadores síncronos directamente conectados a la red deberán proporcionar, en caso de que el operador del sistema lo requiriera, un modelo para simulación dinámica de tipo electro-magnético (EMT) que represente el comportamiento dinámico de la instalación frente a perturbaciones en el sistema eléctrico.

XI. Grupos de trabajo REE: GT EMT

Red Eléctrica presentó la propuesta de requisitos técnicos a los modelos EMT

Durante la primera reunión se comentaron los siguientes temas:

- **Frecuencia con la que los fabricantes recibirán peticiones del Operador del Sistema de los modelos EMT. Red Eléctrica confirma que la petición de estos modelos se hará para estudios muy específicos y puntuales, por tanto, no serán para puerta en servicio o capacidad de acceso.**
- **Definición y metodología de la agregación de los modelos de los generadores en el modelo EMT.**
- **Detalle de la inicialización del modelo EMT.**
- **Necesidad de un modelo detallado o promediado.**
- **Valorar incluir una introducción general en el documento indicando cuándo se solicitarán los modelos y el tipo de estudio a realizar y requisitos funcionales a más alto nivel.**
- **Confidencialidad en los modelos EMT, donde Red Eléctrica entiende que el PO9 cubre la necesidad y por tanto no es necesario firmar un NDA específico.**
- **Preocupación sobre mostrar las capacidades reales de las máquinas en los modelos EMT. Red Eléctrica confirma que el objetivo de los estudios EMT no es obtener información sobre las capacidades técnicas sino identificar posibles modificaciones a parámetros para solventar problemas obtenidos en las simulaciones y que siempre estos serán compartidos con el tecnólogo.**
- **Evaluar cómo aprovechar los ensayos realizados en campo o en el ámbito de la NTS en la validación de los modelos.**
- **Se comenta que los fabricantes podrían transmitir al OS informes de validación de sus modelos EMT o transmitir sus procedimientos de validación con el fin de que el OS pueda analizar el uso de alternativas de validación más sencillas.**
- **Evaluar la carga de trabajo necesaria para generar los informes de validación e idoneidad.**
- **Aclarar en el epígrafe si las pruebas serán a nivel de UGE o de MGE.**
- **Petición de modelos EMT a generadores ya conectados a la red. En este sentido, a los MGE existentes se pedirán los modelos EMT de forma puntual si surge la necesidad.**

XI. Grupos de trabajo REE: GT ED (especificaciones de detalle)

El GT_ED se desarrollará en 4 reuniones de septiembre a DICIEMBRE:

- 1ª Reunión: jueves 22 de septiembre
- 2ª Reunión: viernes 21 de octubre
- 3ª Reunión: viernes 18 de noviembre
- 4ª Reunión: miércoles 14 de diciembre

MOTIVACIÓN:

La CNMC insta a REE a reabrir el GT creado en 2020 para reevaluar las ED, bajo el marco del artículo 13 de la Circular 1/2021.

El alcance del GT_ED está condicionado por el propio alcance de las Especificaciones de Detalle y el marco normativo de referencia: Circular 1/2021 y RD 1183/2020.

OBJETIVOS:

- ❑ Establecer un **proceso consultivo general** y un diálogo entre el Operador del Sistema (OS), los Gestores de Redes de Distribución (GRdD) y los generadores para revisar aquellos puntos de las ED que, conforme a las **directrices marcadas por la CNMC**, puedan derivar en mejoras y aclaraciones a las actuales ED, teniendo en cuenta las necesidades de coordinación del proceso, el correcto funcionamiento de las redes y las posibilidades y expectativas tecnológicas y operativas de las instalaciones de generación.
- ❑ **Producir las propuestas de desarrollo normativo** que el OS pueda elevar a la CNMC para su valoración y publicación, conforme a lo establecido en el artículo 13 de la Circular.
- ❑ **Asegurar la supervisión de la CNMC** para el adecuado desarrollo de la normativa bajo su competencia, posibilitando la **presencia del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD)** para procurar la coherencia con aquella normativa de su competencia.

Aportación de la cogeneración al sistema (2019)

Escenario futuros de la cogeneración, con escenario 100% GN			Aportación (M€)
Ahorro de energía primaria	Consumo de combustible (TWh PCS)	AEP (TWh PCS)	**319**
	96,02	18,01	
Ahorro de emisiones	Ahorro consumo de gas TWhpcs/año	Ahorro emisiones MTm/año CO_2	**140**
	20,02	4,03	
Ahorro en T&D	Generación (TWhe)	Ahorro en pérdidas (TWhe)	**93**
	29,56	1,91	
Aportación en seguridad de suministro	€/MW/año	MW operativos	**300**
	57,202	4.471	
Ahorro en peajes de red			**338**
Aportación en peajes al sistema gasista			**155**

Aportación/ahorros M€	**1.345**
Aportación adicional en contención al precio del pool M€ (en caso de cierre en bloque)	**(+980)**
Coste al sistema M€	**1.357**

Considerando el escenario actual aprox. 50% GN – 50% carbón, y con precios actuales este valor asciende a **282 M€.**

TRABAJANDO EN LOS RESULTADOS DE 2020 Y 2021

XII. Cogen Europe

XII. Cogen Europe: Open letter to Executive Vice President Commissioner Timmermans and Commissioner Simson

46 CEO y líderes de grandes compañías y asociaciones europeas entregaron una carta a la CE para pedir una mayor ambición en la generación eficiente de calor y electricidad mediante cogeneración.

Para cumplir con REPowerEU y el Green Deal de la UE, los CEOs y líderes de la industria están pidiendo a los responsables políticos que tomen medidas concretas para:

- Aplicar el principio de "la eficiencia energética es lo primero".
- Permitir sistemas energéticos resistentes y localmente integrados
- Fomentar una energía competitiva, segura y limpia para la industria

https://www.cogeneurope.eu/images/COGEN_Europe_Open_Letter_11-10-2022.pdf

XII. Cogen Europe:Open letter to Executive Vice President Commissioner Timmermans and Commissioner Simson

COGEN EUROPE

11 October 2022

Call to Prioritise Efficient Power and Heat Production to Ensure Affordable, Secure and Clean Energy for all Europeans

Dear Executive Vice President Timmermans,
Dear Commissioner Simson,

XIII. Eventos

XIII. Eventos: XVIII Congreso 2022. Balance

- **XVIII Congreso 2022, Madrid 3 de Oct.**
- **Annual Conference Cogen Europe 2022, Lovaina 11 y 12 de Oct.**
- **Jornada resumen anual y perspectivas 2023, Madrid 13 de Dic. 2022**
- **Genera 2023, 21 y 23 Feb. 2023**

XIII. Eventos: XVIII Congreso 2022. Balance

Congreso Anual de Cogeneración: 4 de Octubre en Hotel The Westin Palace Madrid.

XIII. Eventos: XVIII Congreso 2022. Balance

XIII. Eventos: XVIII Congreso 2022. Balance

Resultados XVII CONGRESO COGENERACIÓN y CENA

CENA

- Asistentes: **81**
- Cubierto por **5** medios de comunicación.

CONGRESO

- Inscripciones: **122**
- **Ponentes: 39**
- Patrocinadores: **13**
- Cubierto por **16** medios de comunicación.
- **85** empresas asistentes.

RESULTADOS PROVISIONALES

- Total de Ingresos por Inscripciones al congreso: **51.600 €**
- Total de Ingresos por Patrocinio: **46.000 €**
- Beneficios aproximados (pendiente cierre cuentas): **19.223 €** (a repartir entre ambas asociaciones organizadoras)

XIII. Eventos: Annual Conference Cogen Europe 2022

SESSION 1

Tackling Europe's Security of Energy Supply, Resiliency and Climate Goals in Uncertain Times

Moderator: Jeremy Harrison
Principal Analyst, Delta-EE

Enzo Losito Bellavigna
CEO, AB Energy

Vladimír Hlavinka
CEO, TEDOM

Hans Holmström
Managing Director, Siemens Energy AB

Carl Richers
Vice President, Product Management & Marketing, INNIO Jenbacher

Dr. Michel Delanaye
CEO, MITIS

SESSION 2

Innovations and Technologies to Future-proof Cogeneration

Moderator: Kelvin Ross
Editor-in-Chief, Power Engineering International

Dr. Stefan Muench, Policy Analyst
Joint Research Centre (JRC), European Commission

Dora Adamo, Industrial Power Solution Growth Leader, Baker Hughes

Dr. Andreas Kunz
Chief Technology Officer, INNIO

Miloslav Kužela
Sales Director, TEDOM

John Mason, Director – Gas Turbine Technology & New Product Development, Solar Turbines

Dr. José Luis Morán, Director – Integrated Energy Solutions, Green Enesys

SESSION 3

Fit for 55: Unlocking Local Energy System Integration for Higher Ambition

Moderator: Sonja van Renssen
Editor-in-Chief, Energy Monitor

Giulia Cancian, Secretary General
European Biogas Association (EBA)

Gert De Block, Secretary General
CEDEC (European Federation of Local Energy Companies)

Dr Andrej Jentsch, Programme Manager
International Energy Agency Technology Collaboration Programme on DHC

Nicola Rega, Energy Director
European Chemical Industry Council (CEFIC)

Anders Stuxberg, Power Plant Process Integration Specialist, Siemens Energy

Paul Wilczek, Head of Energy Policy, Climate & Sustainability, EURELECTRIC

SESSION 4

Finance for Clean Energy: CHP Investment Financing Solutions

Moderator: Simon Minett
Managing Director, Challoch Energy

Alexandra Tudoroiu-Lakavičė
Head of Policy, COGEN Europe

Paola Rusconi, Senior Principal - Sustainable Investments Europe
DWS Group

Dr. Šarūnas Bruzgė, Economist
European Investment Bank (EIB)

Sofia Lettenbichler
European Public Affairs Officer
EIT InnoEnergy

Zita Csoka, Policy Analyst
DG Energy, European Commission

COGEN EUROPE
powerofheat.eu
#powerofheat

COGEN Europe Annual Conference & Gala Awards Dinner

11-12 October 2022 | Leuven, Belgium

XIII. Eventos: Annual Conference Cogen Europe 2022

GALA AWARDS DINNER

"Technology and Innovation" Award:

- Clarke Energy, or the AGR Fenland project, which is one of the world's most advanced greenhouses
- 2G Energy, for the 100% Hydrogen CHP system at Orkney Airport (Scotland)

Market Development (organisation) Award:

- Cogeneration Channel, de AB cogeneration

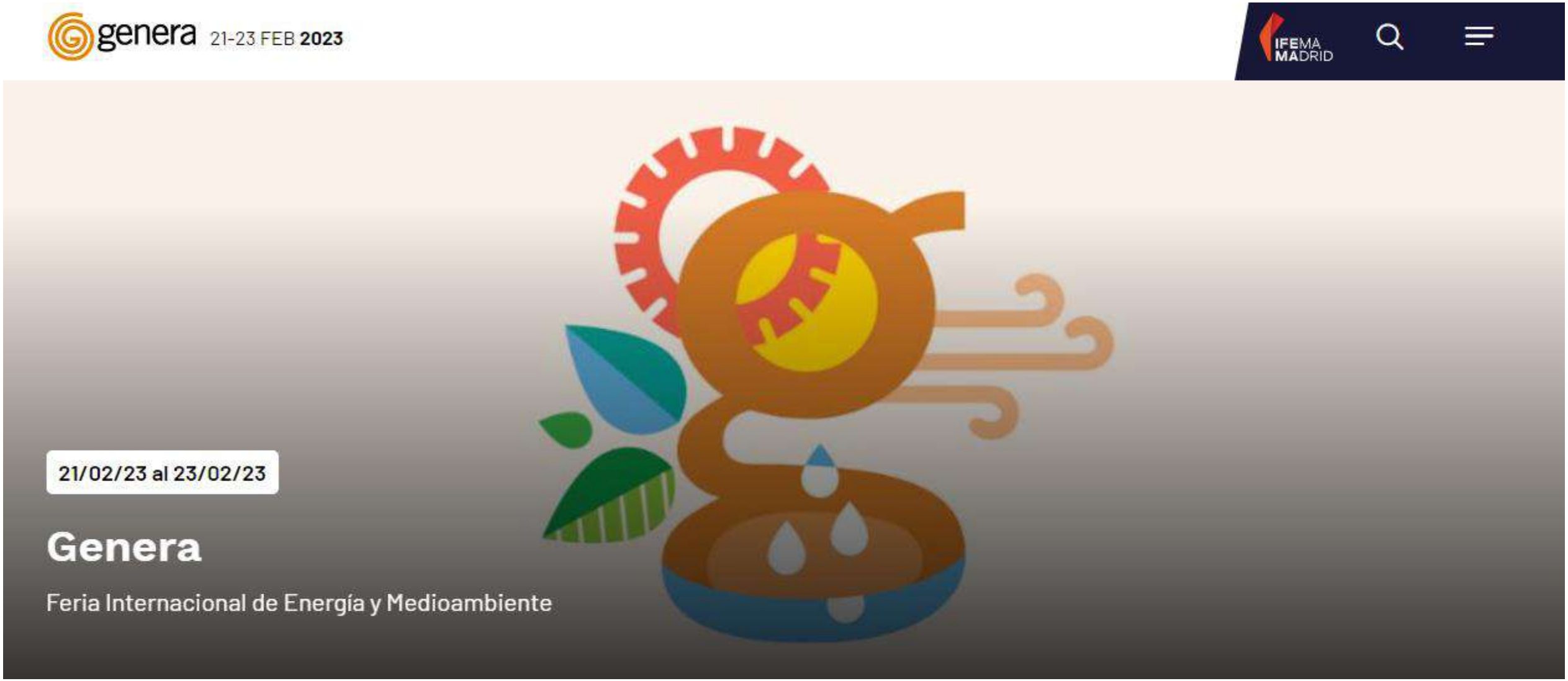
Young CHP Leader Award:

- Yağmur Bozkurt, Coordinator at Cogen Turk, the Turkish Cogeneration Association

Lifetime Achievement Award:

- Harry Trump, Director of Business Development at Centrax Ltd.

XIII. Eventos: Genera 2023



Recordatorio de los medios de contacto

Nueva Dirección de correo postal:

C/Aragó 383, 4ª planta, 08013 Barcelona

Contacto para asuntos legales, administración, facturación,….:

Mónica García Solanas
mgarcía@cogenspain.org
M: 615 21 65 05

Contacto para asuntos técnicos y regulatorios:

Olga Monroy García
omonroy@cogenspain.org
M: 607 28 30 70

Contacto para asuntos generales:

Julio Artiñano
jarti@iberdrola.es
M: 629 270 490

Os invitamos a seguirnos en redes sociales:

Twitter: @cogenspain

LinkedIn:@cogen-España

web: https://www.cogenspain.org/

cogeneración

la forma más inteligente de ahorrar energía

COGEN España

COGEN España

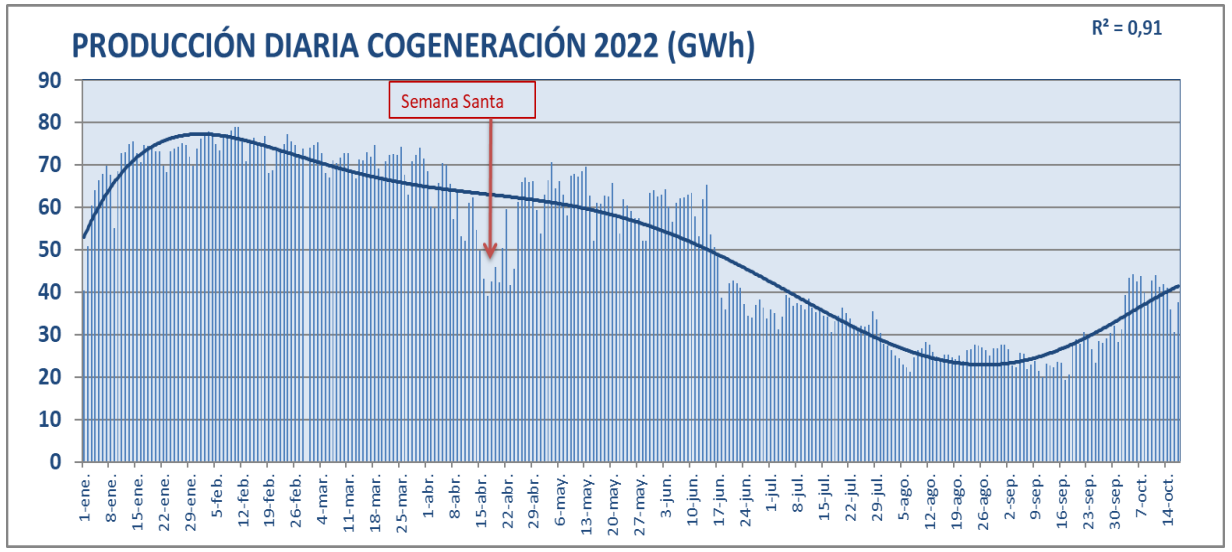
COGEN España Asociación Española para la Promoción de la Cogeneración
C/Aragó n 383, 08013 Barcelona
www.cogenspain.org

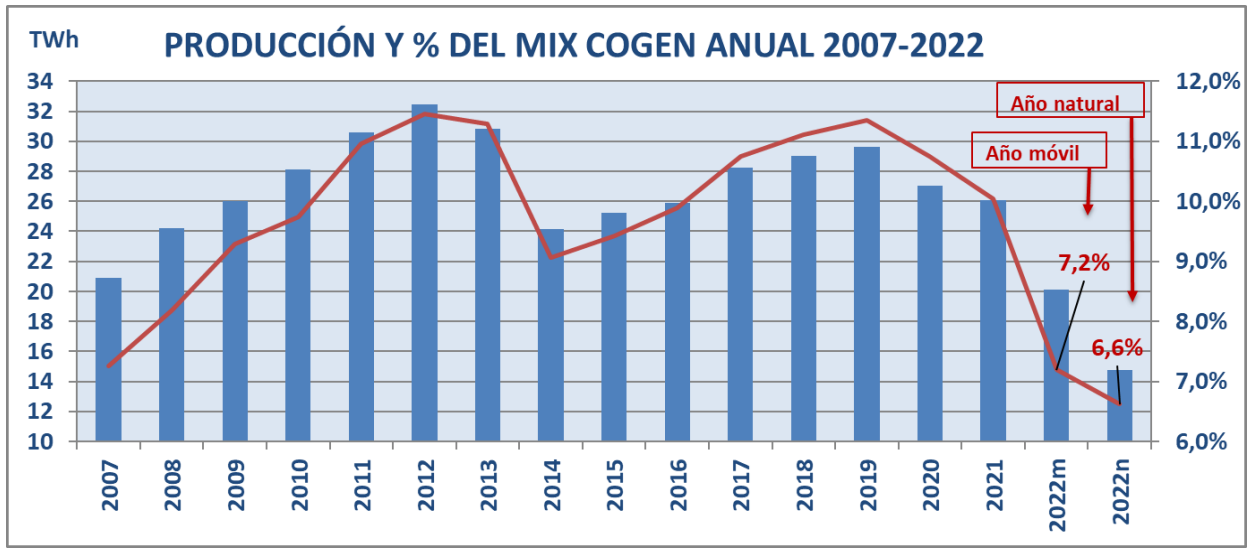
COGEN
España
Impulsando la energía del futuro

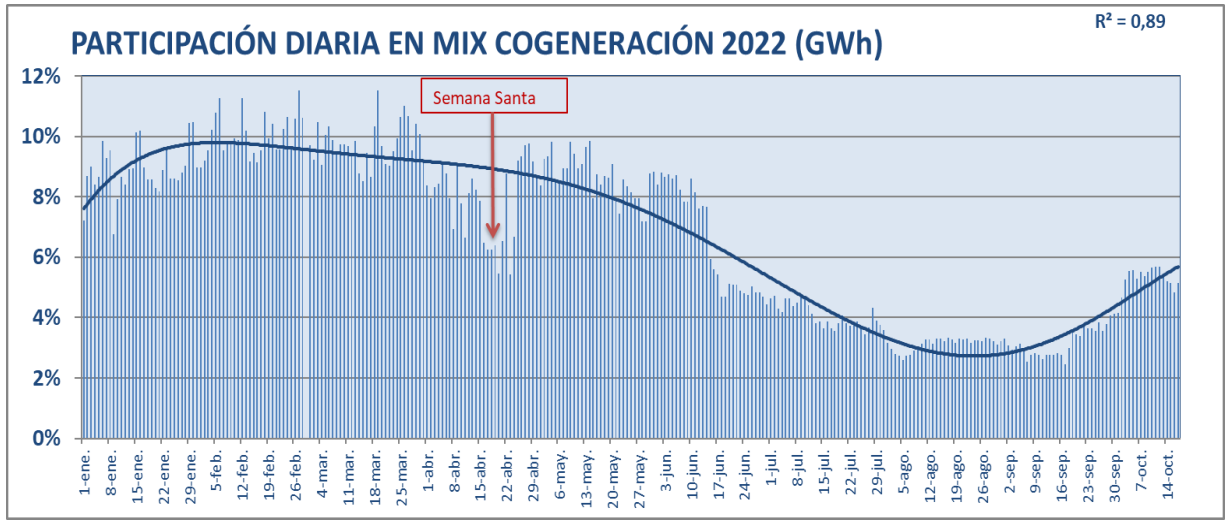
Asóciate a COGEN España

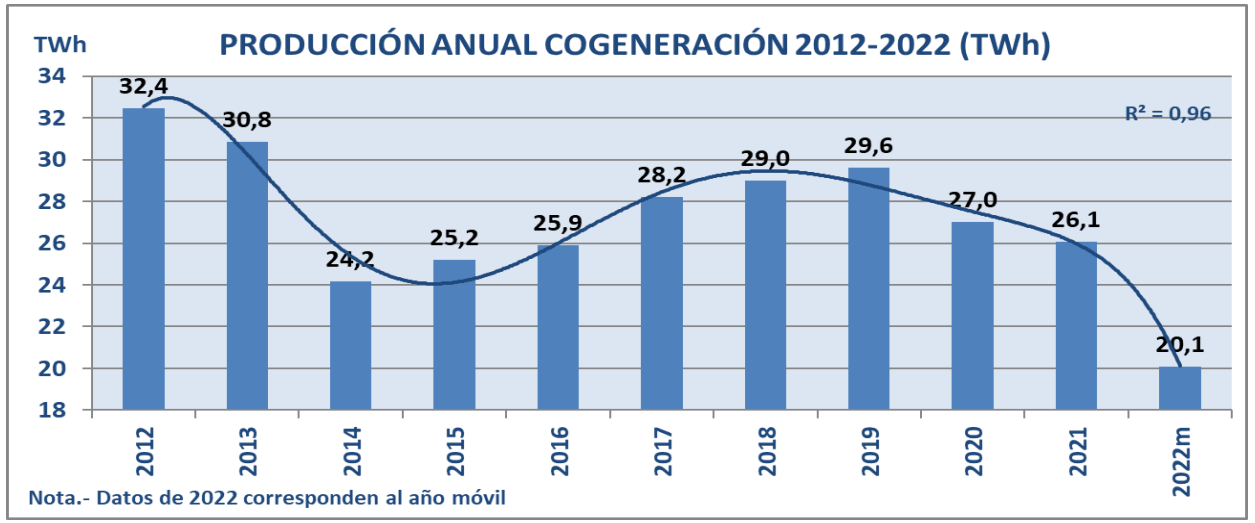
ASOCIACIÓN ESPAÑOLA PARA LA PROMOCIÓN DE LA COGENERACIÓN

ANEXO I: Informe situación Cogeneración: Evolución anual 2022 y participación en el mix

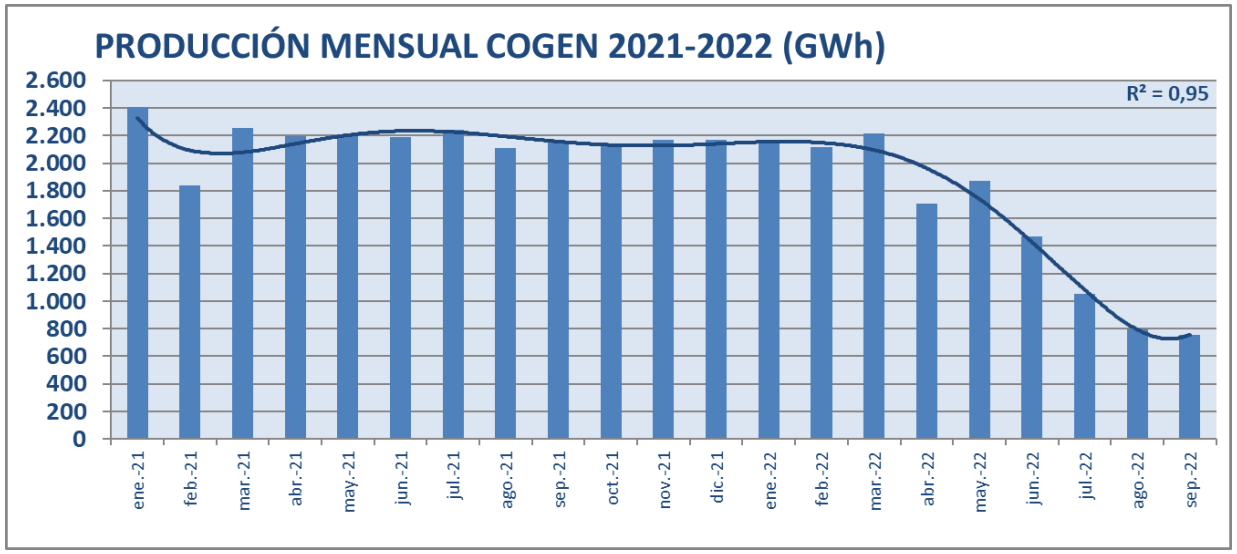


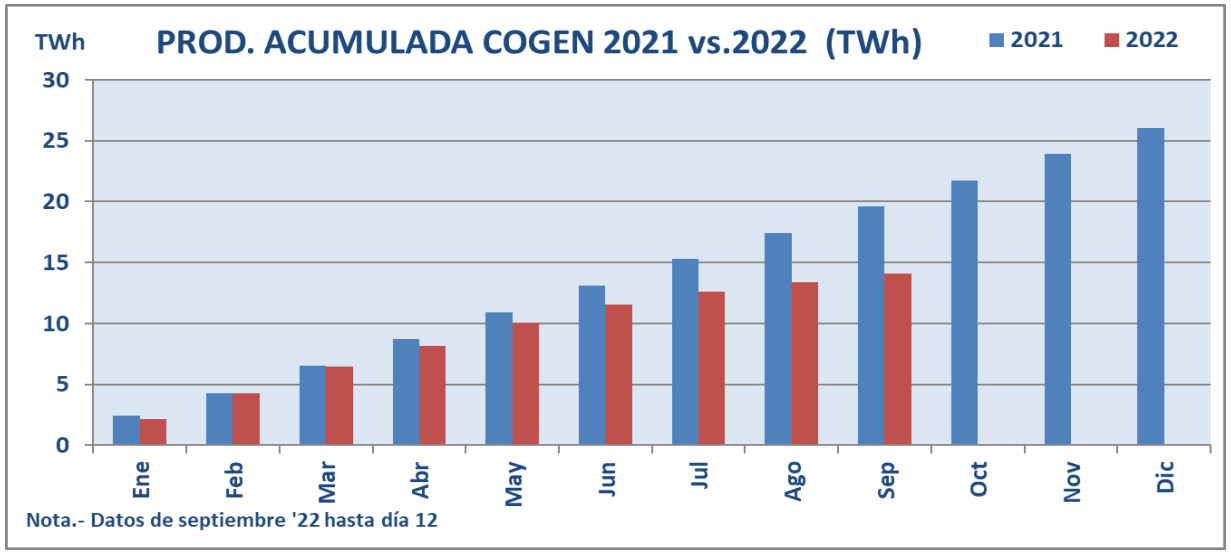


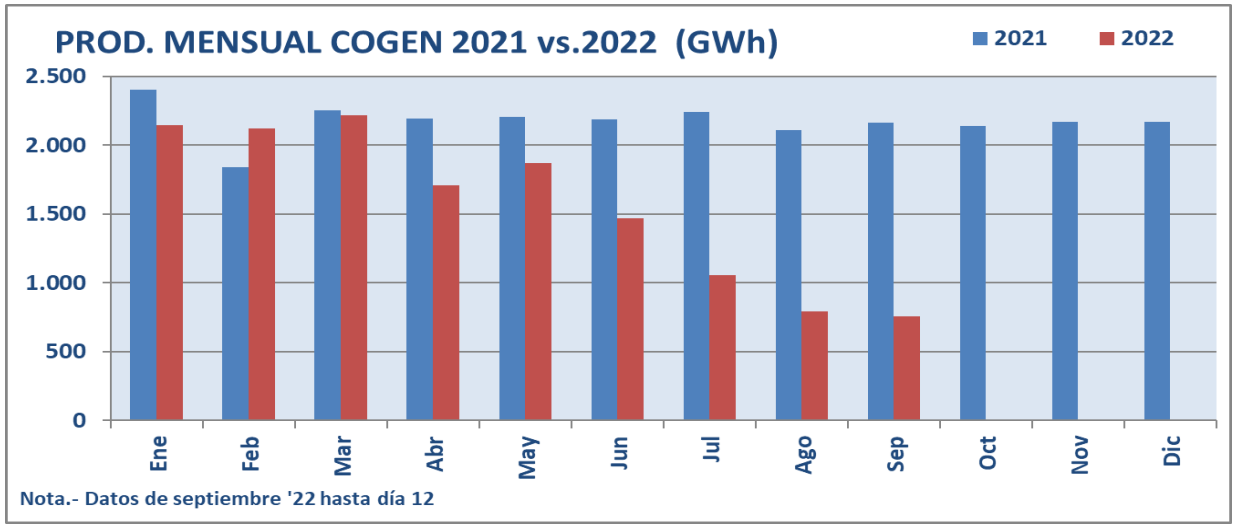


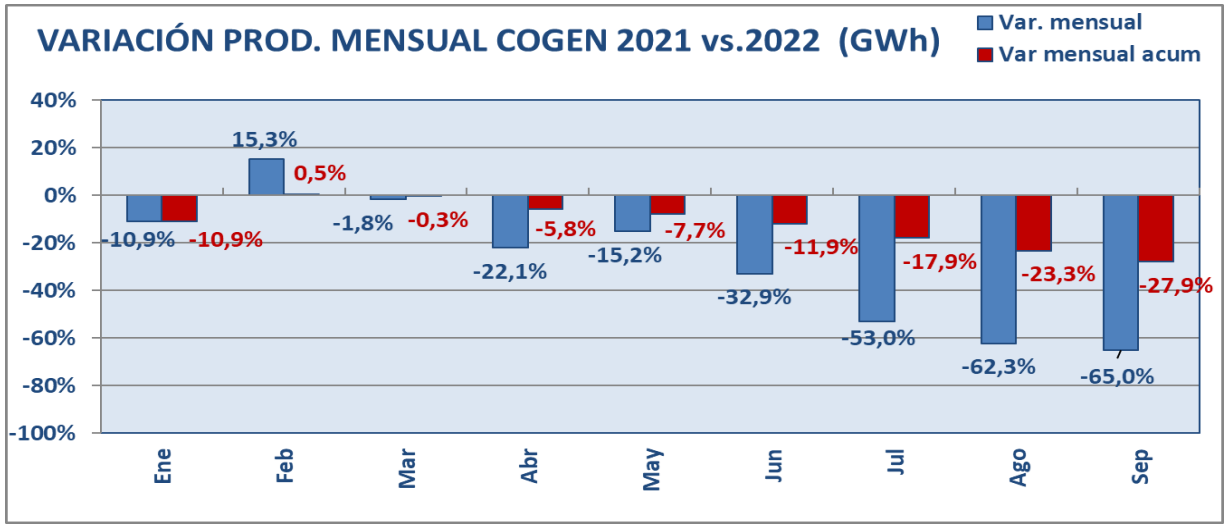


ANEXO I: Informe situación Cogeneración: Evolución mensual 2022 vs. 2021



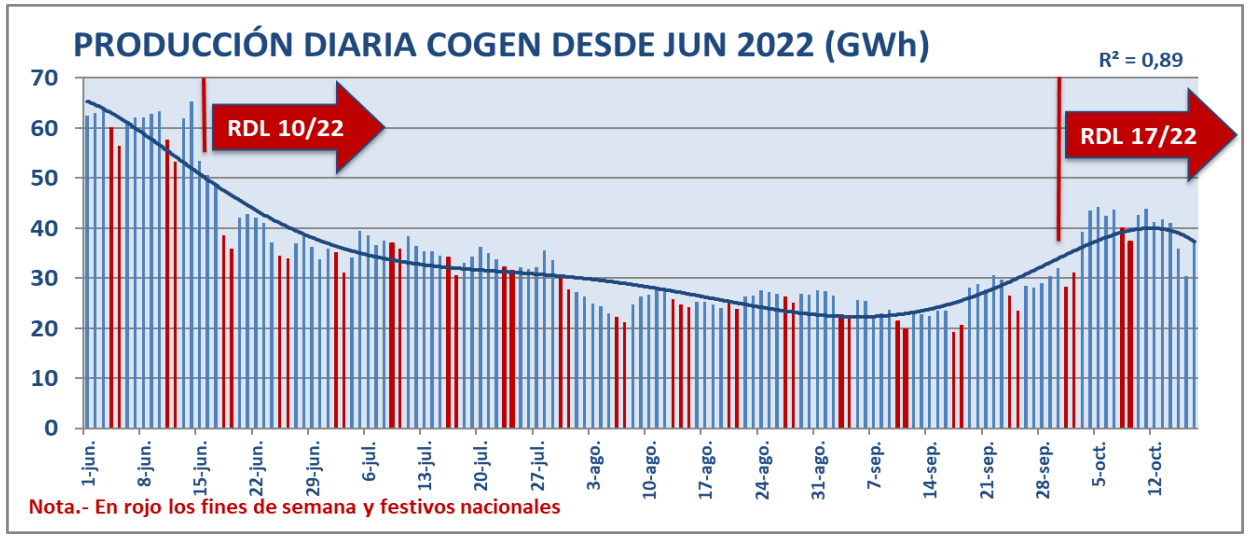


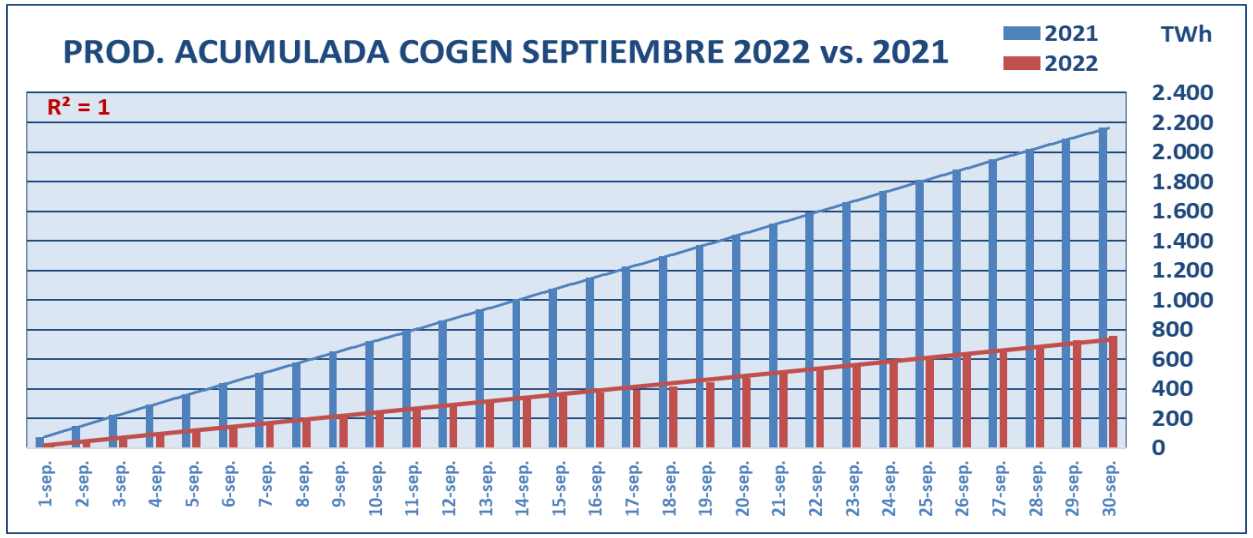


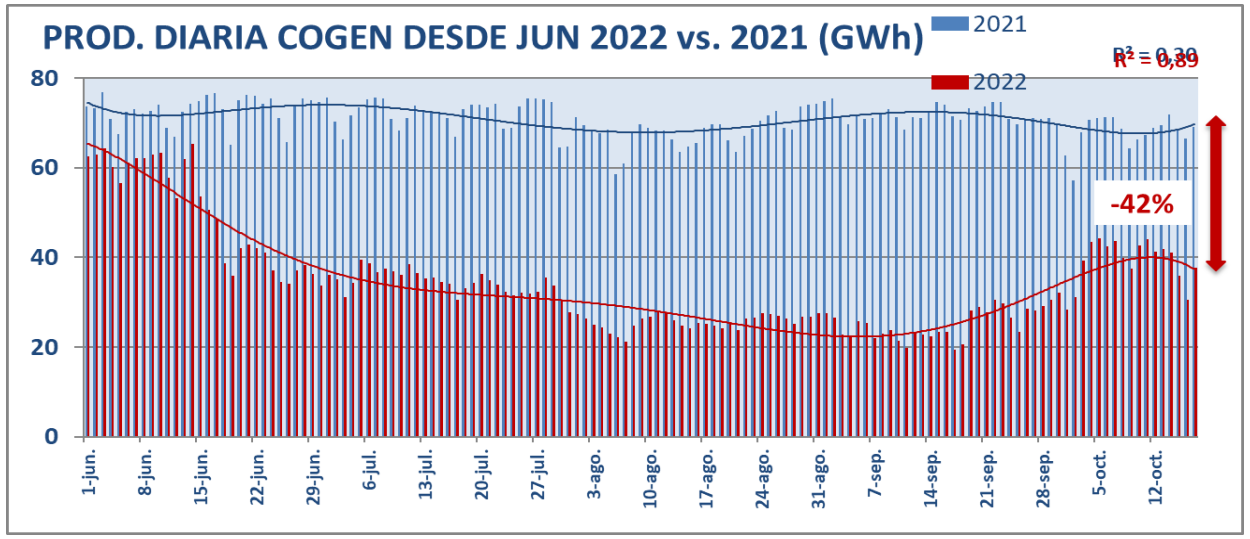


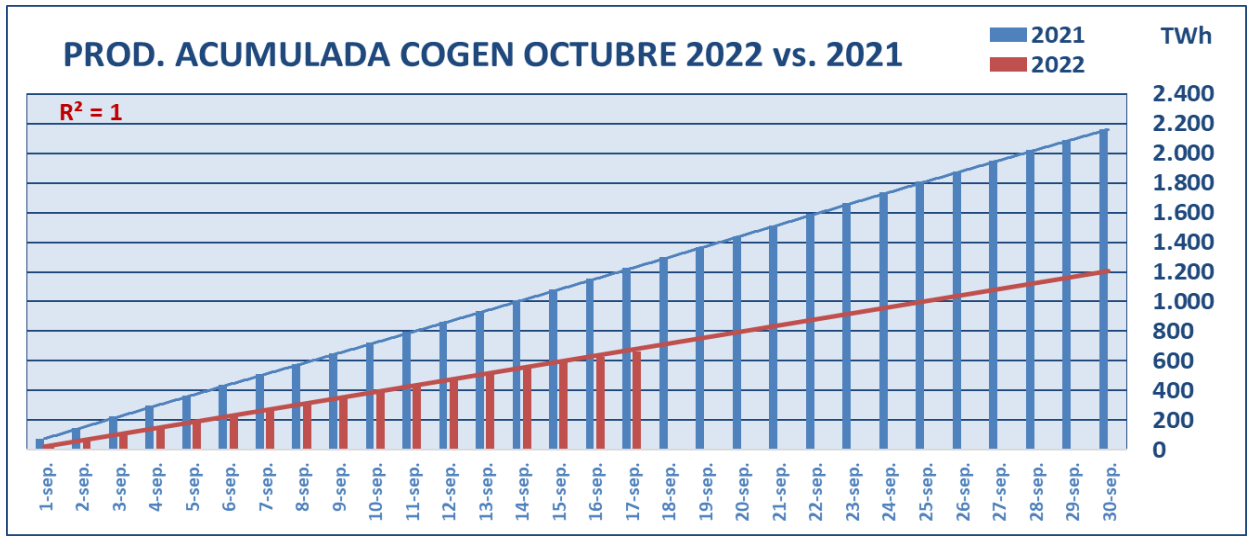
ANEXO I: Informe situación Cogeneración: Evolución diaria 2022 vs. 2021

Nota.- R^2 = coeficiente de determinación de la regresión múltiple

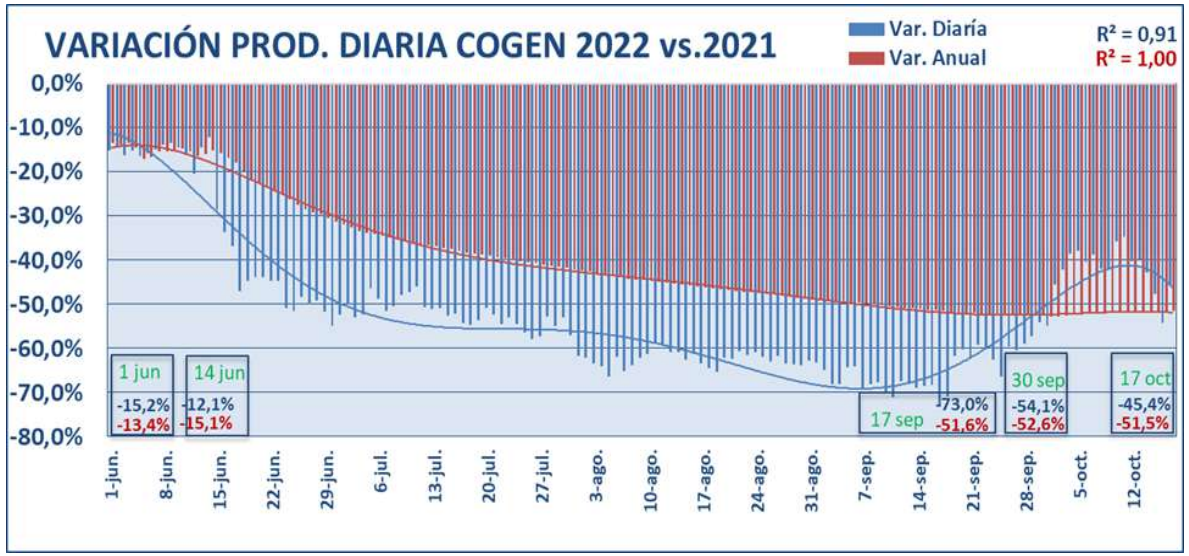


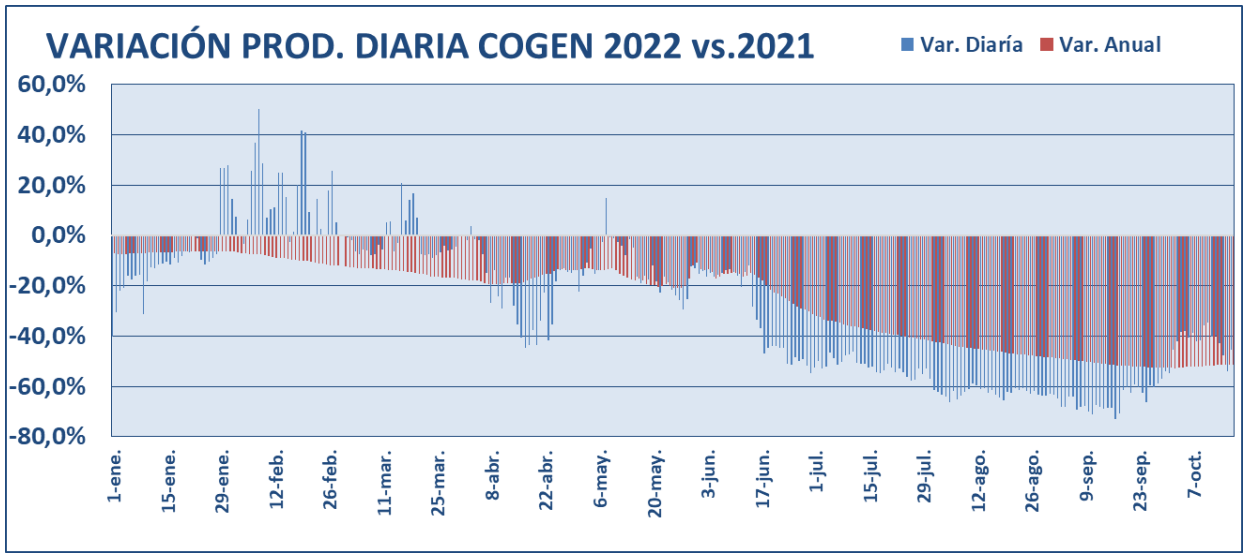


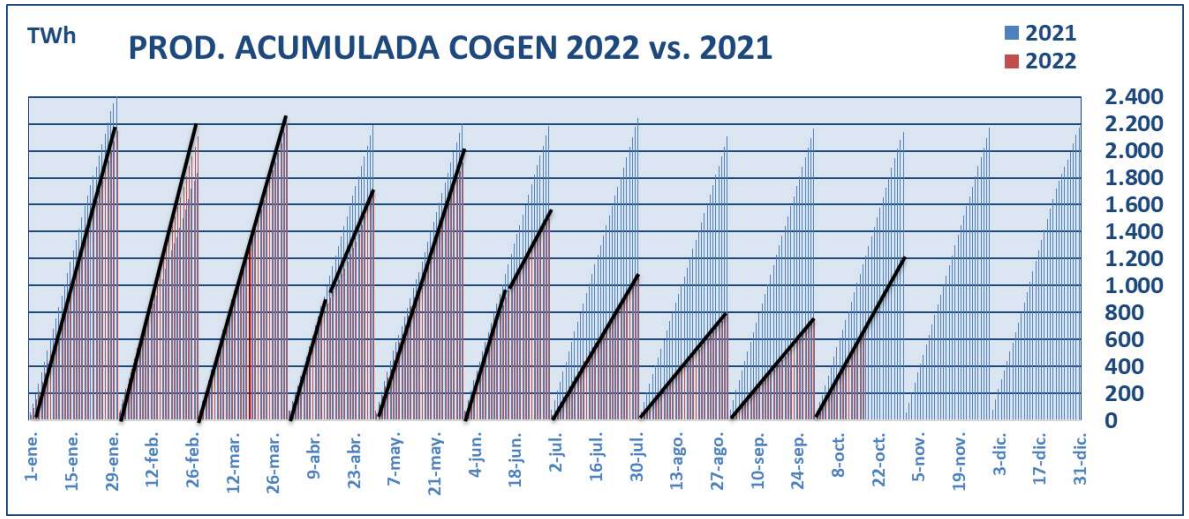


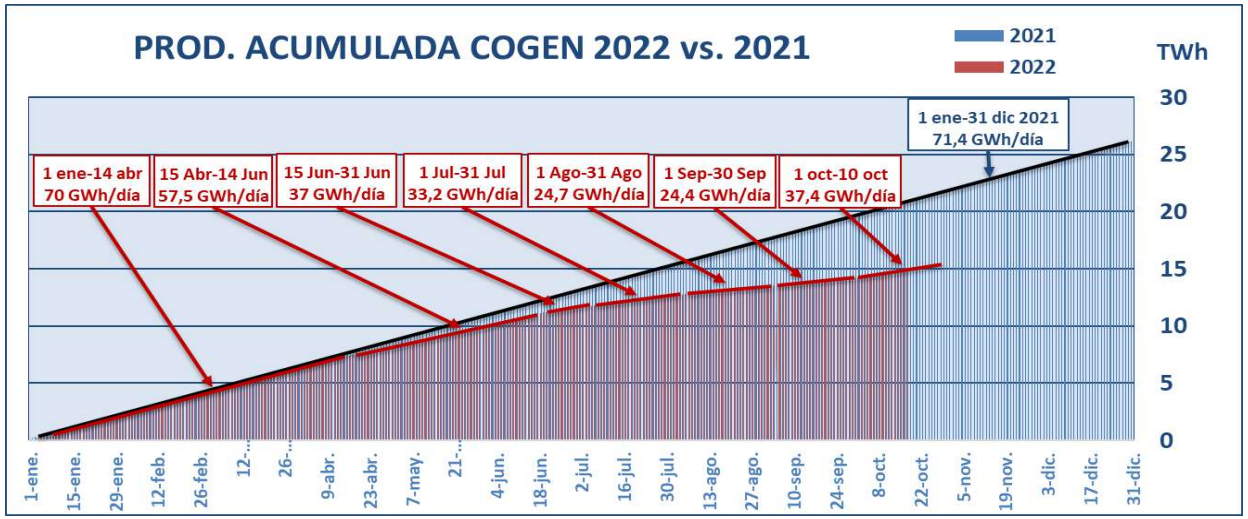


ANEXO I: Informe situación Cogeneración: Evolución diaria julio 2022 vs. 2021

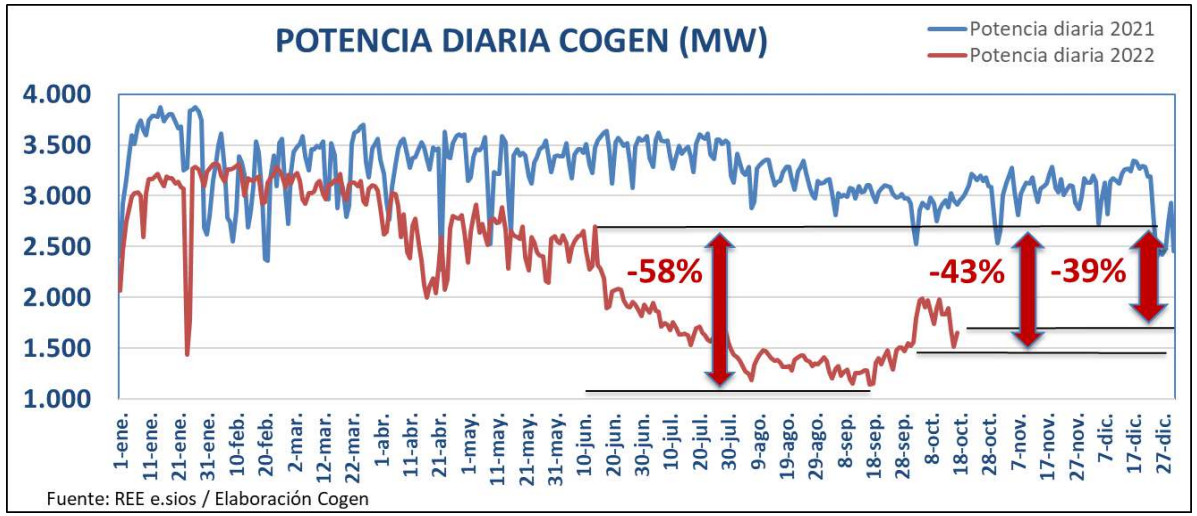


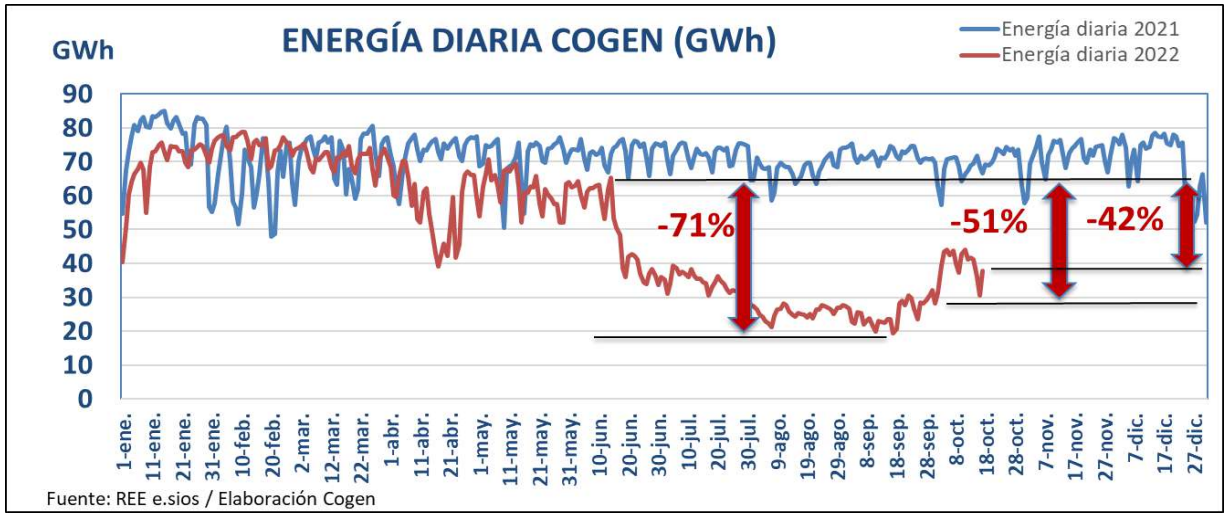


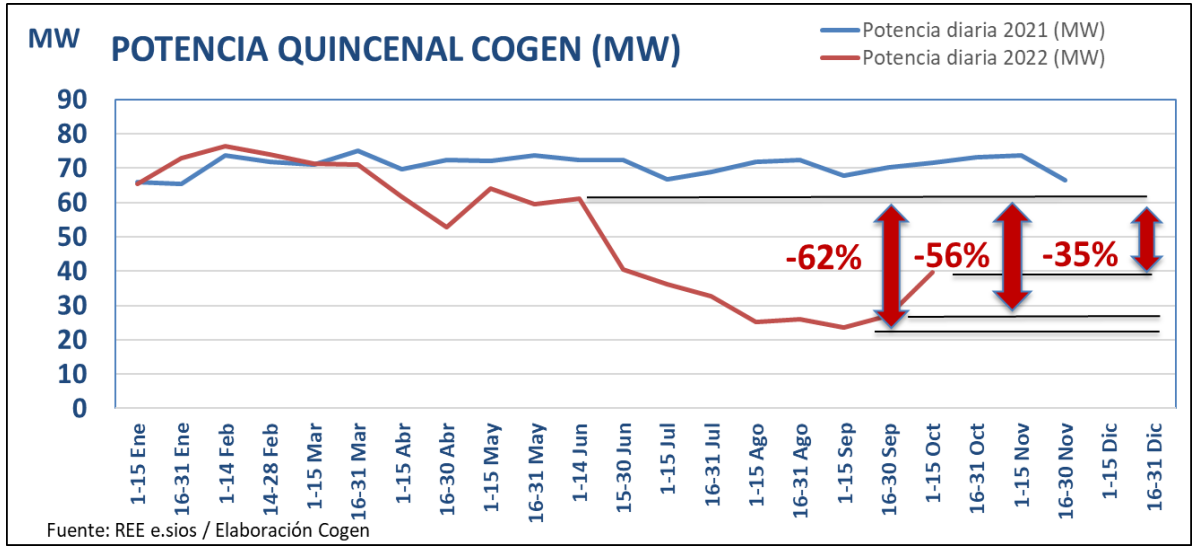


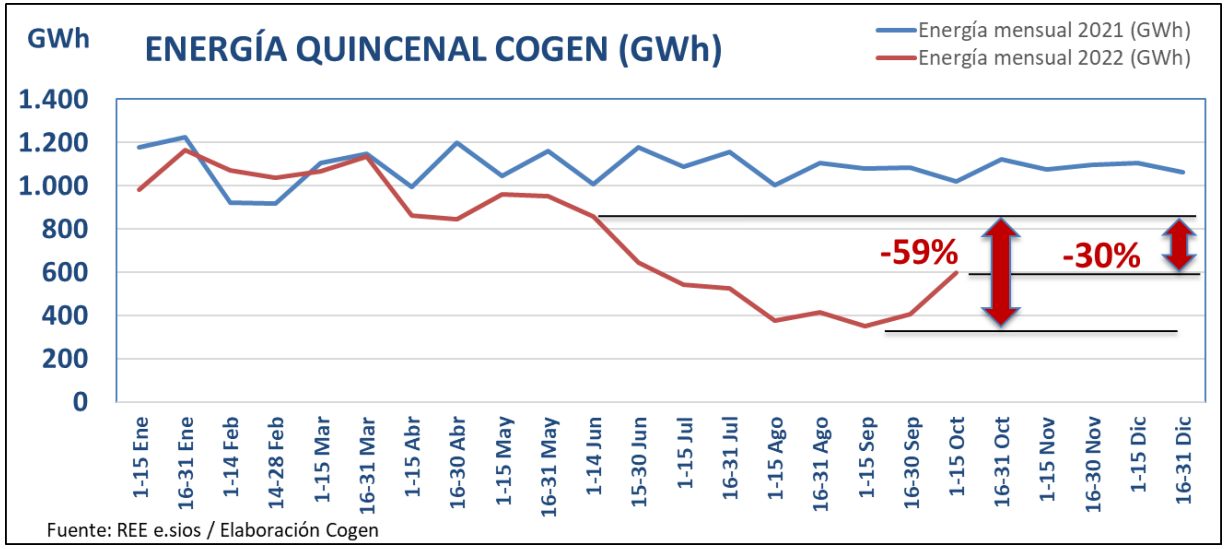


ANEXO I: Informe situación Cogeneración: Evolución diaria y quincenal 2022 vs. 2021









Junta Cogen España

15-noviembre-2022

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA PARA LA PROMOCIÓN DE LA COGENERACIÓN

Orden del Día: Agenda

1. Aprobación del acta de la reunión de Junta Directiva del 18 de Oct. de 2022
2. Resumen reuniones:
   I. Reuniones mantenidas: CNMC, IDAE …
   II. Próximas reuniones: Miterd, REE, …

3. Temas regulatorios

   I. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021: Estrategia judicial
   II. Parámetros retributivos 1S 2022 & 2S 2022: Situación aprobación y publicación
   III. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): balance de funcionamiento
   IV. Nueva metodologia 2023: propuestas cesta combustibles 2023 y periodicidad
   V. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización
   VI. Otros temas regulatorios:
      - Situación del sector (Informe F.Ortega)
      - Resumen otras novedades regulatorias

   VII. Temas generales:
   a. Comercio de Emisiones y aspectos medioambientales: Actualización del mercado (Factor CO2)
   b. Aspectos legales de la nueva normativa publicada y en curso (Fernando Calancha): Escrito a la Comisión Europea y estrategia judicial
   c. Grupos de trabajo actualización:
      I. REE: reunión de 17 de Nov.
      II. Otros grupos: Aportaciones de la cogeneración 2021/2022 *(Presentación borrador)*

4. COGEN Europe & CWC:
   - ✓ Resumen avances regulación europea
   - ✓ CWC: Lanzamiento del primer informe sobre el mercado mundial de la cogeneración

5. Eventos y acciones de difusión:
   - ✓ Congreso 2022 & 2023: Balance final (encuesta) & propuesta Oct. 2023
   - ✓ Genera 2023: Avance jornadas 21-23 Feb.
   - ✓ Jornadas de difusión Renove
   - ✓ Asamblea Julio 2023

6. Ruegos y preguntas.

Orden del Día: Temas principales

I. Resumen reuniones
II. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021: Estrategia judicial
III. Parámetros retributivos 1S 2022 & 2S 2022: Situación aprobación y publicación
IV. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): balance de funcionamiento
V. Nueva metodologia 2023: propuestas cesta combustibles 2023 y periodicidad
VI. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización
VII. Propuestas legislativas
VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales
IX. Aspectos legales
X. Informe de evolución de la cogeneración
XI. Grupos de trabajo:
    A. REE: reunión de 17 de Nov.
    B. Otros grupos: Aportaciones de la cogeneración 2021/2022 (Presentación borrador)
XII. COGEN Europe &CWC
XIII. Eventos y acciones de difusión

I. Resumen reuniones

I. Resumen reuniones.

Reuniones mantenidas (principales):

- Reuniones mantenidas (telemáticamente): CNMC 25 de Oct. y 7 de Nov. 2022 – también con IDAE –
- 25 octubre: Jornada Jurídica

Próximas reuniones:

- MITERD: 28 de Nov. DG de Energía Manuel García
- REE: 17 Nov.
- REE: Grupo de trabajo ED viernes 18 de noviembre
- REE: Grupo de trabajo EMT 23 de noviembre

II. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021: Estrategia judicial

II. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021: Estrategia judicial

Algunas consideraciones tras la Jornadas para el enfocar los recursos por los parámetros 2020 & 2021, tras la Jornada del 25 de Oct.:

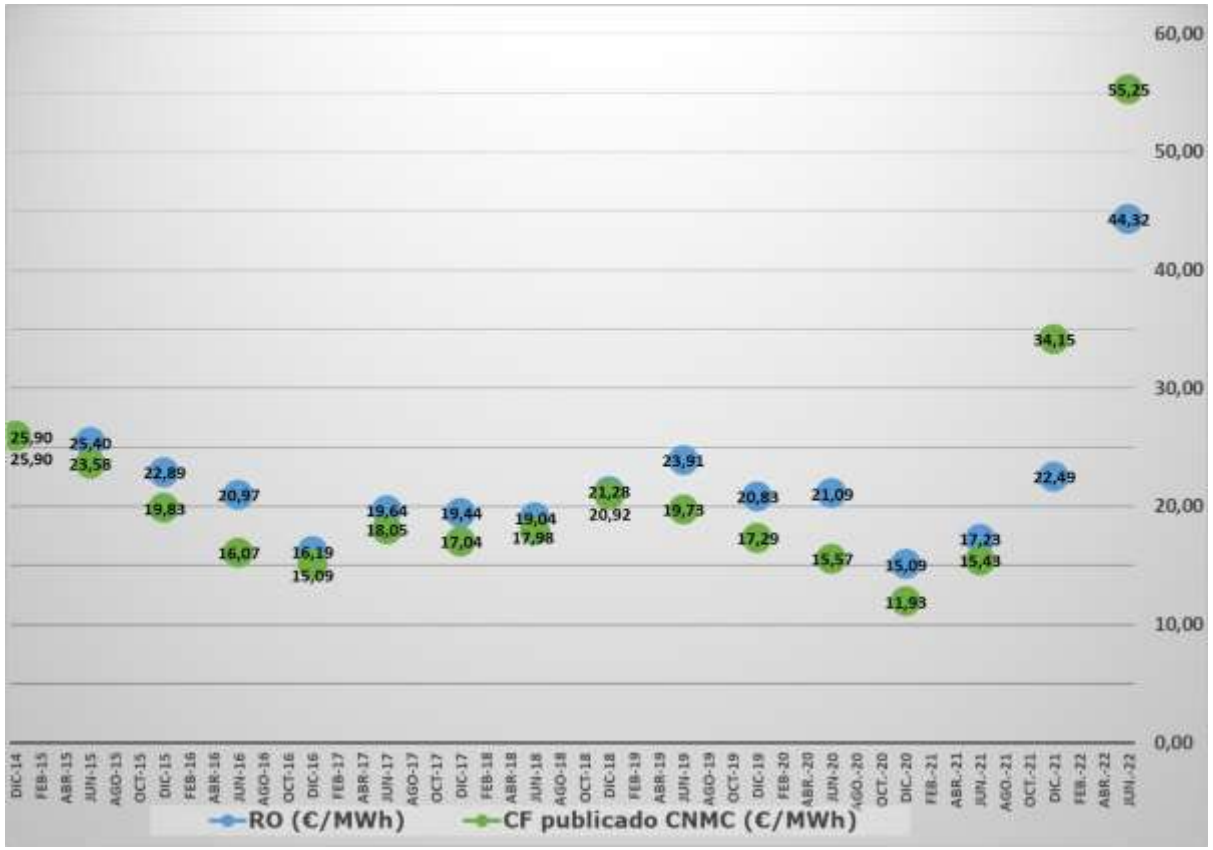
Pendiente definir si incluir en el recurso contra las ordenes publicadas (enfocado al HH y el CO2 básicamente; siendo la Beta compleja de argumentar regulatoriamente) las reclamaciones de daños (y no las de lucro cesante sino por otros motivos: por ERTES, Take or Pay de gas,…). No obstante tiene aliciente que puede adelantar así los plazos en varios años de una reclamación independiente.

- Tendríamos además otras dos vías para recurrir, que evaluar alternativamente:
  - ✓ Basado en el fallo del 4 de Junio de 2021, se podría explorar la via por inactividad reglamentara (como un ajuste de pool para el gas a fin de ciclo).
  - ✓ En el nuevo semiperiodo en que estamos se indicó que se revisaría el coste de combustible, no definido si era por precio o componentes, y existe el antecedente de que en purines cuando estableció los nuevos RO a posteriori del 2014 pusieron el precio real (en el 1S 2022 el precio reconoció ha sido de 46 cuando el mercado a TTF mayoritariamente estaba en los 100 €/MWh)
- En sectores homogéneos como purines se ve claro que el recurso sectorial puede tener sentido, por ser plantas homogéneas. En cogeneración es más complicado, y difícil de armar una sola pericial sectorial (varios tipos de combustibles – fuel, gasoil, gas natural,..-, tamaños de plantas muy diferentes, casos especiales de otros residuos –RSU, LN,..-,….).
- Hay que intentar coordinarse con otras asociaciones sectoriales no presentes en el acto (como ANEO,…), para acordar el "tronco" común".

Al final, concluimos que hay que seguir trabajando el esquema para debatirla en la próxima Junta de Dic., pero hasta no tener claro que se publica para el 2022 es difícil cerrar la estrategia.

III. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021: Estrategia judicial

Boletín informativo del mercado mayorista y aprovisionamiento de gas: ultimo publicado "Periodo de junio de 2022".



El regulador ha identificado en periodos previos el coste reconocido de gas (€/MWh) en el Ro era superior al de reportado por la comercializadoras (por múltiples causas a parte de los márgenes propios), **pero esto en el 2S 2021 y 1S 2022 (pendiente de publicación) se ha dado la vuelta**.

II. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021: Liquidación

- Durante el mes de **noviembre** de 2022 se liquidará, y entrará en el cierre de dicho mes:
  - **L10/2022**, según calendario: La energía de octubre y por recepción de medidas M-4 y M-11.
  - El año **2018 completo**, que incorporará la modificación de los parámetros retributivos debido a la suspensión durante el cuarto trimestre del IVPEE (publicados en la **Orden TED/990/2022**).
  - El **segundo semestre del año 2020**, que incorporará la liquidación de los **parámetros semestrales** para las instalaciones cuyos costes dependen fundamentalmente de los costes de combustible (publicados en la **Orden TED/989/2022**).

- Durante el mes de **diciembre** de 2022 se liquidará, y entrará en el cierre de dicho mes:
  - **L11/2022**, según calendario: La energía de noviembre y por recepción de medidas M-4 y M-11.
  - El año **2019 completo**, que incorporará la modificación de los parámetros retributivos debido a la suspensión durante el cuarto trimestre del IVPEE (publicados en la **Orden TED/990/2022**).
  - El año **2021 completo (parámetros semestrales)**, una vez publicada la resolución de la liquidación L15/2021, para aquellas instalaciones cuyos costes dependen fundamentalmente de los precios de los combustibles, cuyos parámetros para el primer semestre han sido publicados en la **Orden TED/989/2022** y para el segundo semestre en la Orden **TED/995/2022**.

II. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021: Liquidación

Las Órdenes publicadas han modificado los parámetros de las propuestas, resultando una reducción en la retribución de entre 2 y 5 €/MWh, como se puede ver en la siguiente table (con promedios de Ro por tecnología y ITs en fuga de carbono: IT-0XXXX). Cabe destacar que los parámetros publicados siguen manteniendo el índice Henry Hub, se han modificado los peajes de gas y actualizado su metodología y han empleado la b real:

		TED 171/2020	TED/989/2022		TED/995/2022	Borrador			Diferencias			Promedio Borrador vs orden	Promedio diferencias vs. 2020
	€/MWh	1S 2020 c/f	2S 2020 c/f	1S 2021 c/f	2S 2021 c/f	2S 2020 c/f	1S 2021 c/f	2S 2021 c/f	2S 2020 c/f	1S 2021 c/f	2S 2021 c/f		
Turbinas de Gas	≤ 0,5 MW	76,71	63,60	69,99	81,48	65,00	73,39	85,84	-1,40	-3,40	-4,36	-3,05	-5,02
	0,5 - 1 MW	52,41	39,31	45,52	56,72	40,71	48,92	61,07	-1,40	-3,40	-4,36	-3,05	-5,22
	1 - 10 MW	29,81	18,11	24,38	34,10	19,60	27,91	38,19	-1,49	-3,53	-4,09	-3,04	-4,28
	10 - 25 MW	25,81	14,29	20,37	29,75	15,76	23,84	33,77	-1,47	-3,47	-4,02	-2,99	-4,35
	25 - 50 MW	22,84	11,04	16,80	26,36	12,64	20,53	30,53	-1,60	-3,73	-4,18	-3,17	-4,77
Motores de Gas	≤ 0,5 MW	73,52	61,21	68,44	79,23	62,52	71,63	83,32	-1,32	-3,20	-4,09	-2,87	-3,89
	0,5 - 1 MW	47,88	35,73	42,20	52,90	37,03	45,37	56,96	-1,30	-3,17	-4,06	-2,84	-4,27
	1 - 10 MW	38,89	26,82	33,31	42,99	28,16	36,56	47,05	-1,34	-3,25	-4,07	-2,89	-4,52
	10 - 25 MW	33,05	20,75	27,04	37,05	22,32	30,74	41,34	-1,57	-3,70	-4,29	-3,19	-4,77
	25 - 50 MW	32,08	19,69	25,85	35,93	21,37	29,78	40,33	-1,68	-3,93	-4,40	-3,34	-4,92
Motores Gasóleo /GLP	≤ 0,5 MW	123,11	84,63	85,35	105,77	84,63	85,35	105,77	0,00	0,00	0,00	0,00	-31,20
	0,5 - 1 MW	103,45	66,92	67,48	86,89	66,92	67,48	86,89	0,00	0,00	0,00	0,00	-29,69
	1 - 10 MW	93,97	58,68	59,41	78,13	58,68	59,41	78,13	0,00	0,00	0,00	0,00	-28,56
Motores de Fuel	≤ 0,5 MW	102,94	89,44	91,14	104,56	89,44	91,14	104,56	0,00	0,00	0,00	0,00	-7,89
	0,5 - 1 MW	80,17	67,13	68,65	81,61	67,13	68,65	81,61	0,00	0,00	0,00	0,00	-7,71
	1 - 10 MW	67,84	55,06	56,30	69,01	55,06	56,30	69,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-7,71
	10 - 25 MW	62,69	50,08	51,33	63,88	50,08	51,33	63,88	0,00	0,00	0,00	0,00	-7,60
	25 - 50 MW	63,34	50,84	52,31	64,75	50,84	52,31	64,75	0,00	0,00	0,00	0,00	-7,37
Purines	≤ 1 MW	67,87	47,75	56,13	72,45	50,32	62,16	79,44	-2,57	-6,04	-7,00	-5,20	-9,09
	1 - 10 MW	67,89	47,77	56,15	72,47	50,34	62,19	79,47	-2,57	-6,04	-7,00	-5,20	-9,09
	10 - 25 MW	67,83	47,71	56,09	72,41	50,28	62,12	79,41	-2,57	-6,04	-7,00	-5,20	-9,09

III. Parámetros retributivos 1S 2022 & 2S 2022: Situación aprobación y publicación

III. Parámetros retributivos 1S 2022 & 2S 2022: Situación aprobación y publicación

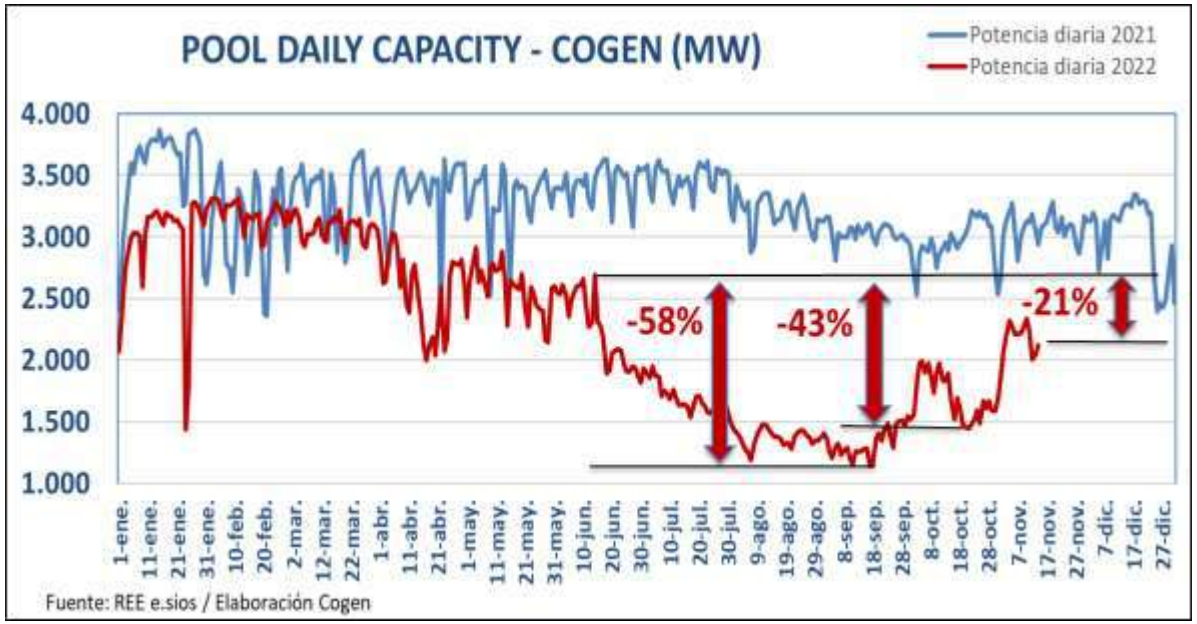
- La semana pasada (2 de Nov.) se aprobó el informe de la CNMC de los parámetros retributivos del 2S 2022, y se espera que se publique este mismo mes (aunque lo habitual suele ser que se haga al mes siguiente de su aprobación, pero como se ha aprobado a principios de mes no se esperan más retrasos), siendo su opinión continuista con los informes de semestres anteriores, aunque recomendándose referenciar el gas ahora a índices europeos.

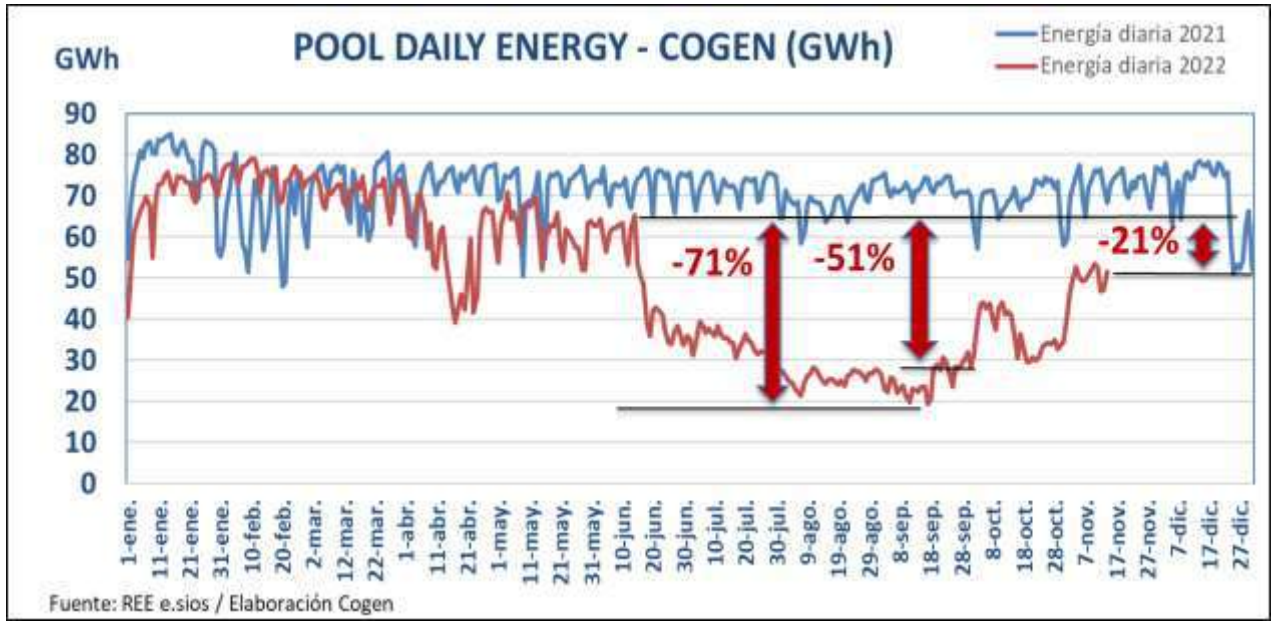
- Los reguladores también nos han comentado que no hay en estos momentos análisis técnicos pendientes para el 1S 2022 (ni 2S 2022) y que, para la publicación de estos parámetros, están pendientes de la revisión legal por parte de la Subdirección General Técnica (SGT). Se estima que la publicación sea antes de fin de mes en cualquier caso, a lo cual está esperando la CNMC para poder usarlos y cambiar la referencia de liquidación del 1S 2020.

IV. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): balance de funcionamiento

IV. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): balance de funcionamiento

- La POTENCIA DIARIA de cogeneración sufre un desplome desde la aplicación del RDL 10/22 que llega a alcanzar el -58% a mitad de septiembre para recuperarse ligeramente hasta final de dicho mes (-43%). Con la aplicación del RDL 17/22 se aprecia una mejora de la potencia durante la primera mitad de octubre, pero que se diluye a fin de mes. **Noviembre vuelve a comenzar con una mejora significativa (-21% respecto a niveles previos al RDL 10/22).**
- Ídem respecto a la ENERGÍA. Existe un desplome desde la aplicación del RDL 10/22 y su variación diaria respecto a 2021 llega a alcanzar el -71% a mitad de septiembre para recuperarse ligeramente hasta final de dicho mes (-51%). Con la aplicación del RDL 17/22 se aprecia una mejora de la potencia durante la primera mitad de octubre, pero que se diluye a fin de mes. **Noviembre vuelve a comenzar con una mejora significativa (-21% respecto a niveles previos al RDL 10/22).**





IV. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): balance de funcionamiento

	% Mix MW	ENERGIA GWh/día (REE REData Cogeneración y residuos no renovables)	% frente a 2021	% frente a 2019	POTENCIA MW medios día (REE EISIOS Cogeneración y resto)	% frente a 2021	% frente a 2019	POTENCIA MW medios día con prima incorporados al mecanismo (REE EISIOS Cogeneración y resto) (2)	% frente a 2021	% frente a 2019	Notas	
09/10/2019	13,12%	88,22			3.654						(1) (3) Miércoles	
06/10/2021	10,56%	81,64			2.903						(1) (3) Miércoles	
14/06/2022	8,54%	70,88			2.694						Martes (sin topado)	
17/09/2022	4,73%	24,26			1.144						Sabado	
30/09/2022	6,10%	37,09	45%	42%	1.547	53%	42%	787	27%	22%	Viernes	
01/10/2022	6,70%	33,97	42%	39%	1.521	52%	42%	761	26%	21%	Sábado	
02/10/2022	7,38%	36,73	45%	42%	1.561	54%	43%	801	28%	22%	Domingo	
03/10/2022	7,05%	44,94	55%	51%	1.798	62%	49%	1.038	36%	28%	Lunes	
04/10/2022	7,48%	49,28	60%	56%	1.973	68%	54%	1.213	42%	33%	Martes	
05/10/2022	7,55%	49,79	61%	56%	1.988	68%	54%	1.228	42%	34%	Miércoles	Maximo Oct.
20/10/2022	5,35%	33,51	41%	38%	1.451	50%	40%	691	24%	19%	Jueves	
21/10/2022	5,44%	34,55	42%	39%	1.442	50%	39%	682	24%	19%	Viernes	Minimo Oct.
31/10/2022	7,24%	38,70	47%	44%	1.675	58%	46%	915	32%	25%	Lunes	
01/11/2022	8,74%	45,42	56%	51%	1.851	64%	51%	1.091	38%	30%	Martes	
02/11/2022	8,22%	50,77	62%	58%	2.058	71%	56%	1.298	45%	36%	Miércoles	
14/11/2022	8,34%	54,93	67%	62%	2.159	74%	59%	1.399	48%	38%	Lunes	
15/11/2022	8,99%	56,37	69%	64%	2.071	71%	57%	1.311	45%	36%	Martes	Provisional

NOTAS:

(1). Día de referencia representativo entre semana

(2). CHP funcionando con derecho a prima (quitados 760 MW sin derecho a prima hasta el 30/09/22)

(3). CHP en autoconsumo no incluida – que REE no mide como energía exportada –

IV. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): conclusiones para la Comisión Europea

- Actualmente hay **2200 MW** (ayer 2.159) operando en cogeneración, de los cuales **1399 MW son nuevos** en el mecanismo de topado de gas habilitado para la cogeneración tras el RDL 17/2022, aunque hay que descontar las cogeneraciones (sin mecanismos de retribución) que ya estaban en el mecanismo del topado de gas antes del citado RDL 17/2022 (760 MW).
- Esto demuestra el limitado efecto del mecanismo de topado de gas , que sólo ha permitido la entrada de **600 MW** en el mecanismo, lo que es inferior a los **799 MW** (=2.159-760-600) que están operando con la retribución específica que en el escenario de precios bajos del gas, como ha ocurrido últimamente, consigue ingresos suficientes.
- Los 2200 MW son sólo una pequeña parte del mercado, aproximadamente un tercio de los **6175 MW** registrados por la CNMC (Datos Ene. 2022 CHP + residuos), y aproximadamente la mitad de los **4575 MW** en condiciones de funcionar (Datos Sep.2022 CHP+ tratamiento de residuos).

"Por ello, la publicación de la compensación y la actualización de la retribución regulada en la normativa pendiente es fundamental para que las centrales de cogeneración que no están suficientemente cubiertas por el mecanismo de ajuste puedan evaluar y recuperar sus costes de explotación lo antes posible, adoptar señales claras para la inversión y, finalmente, estabilizar el sector y reactivar la producción de las centrales.

Sin embargo, no sólo no se ha actualizado la retribución regulada, sino que tampoco se ha ajustado de forma flexible para adaptarse al desajuste de los costes de explotación."

IV. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): conclusiones para la Comisión Europea

Ms. Ditte Juul Jørgensen
Director General, Directorate General for Energy
European Commission

xx November 2022

Subject: A gas price cap that promotes investments and supports energy efficient power and heat production

Dear Director General Jørgensen,

In view of the ongoing energy price crisis and in the context of REPowerEU, COGEN Europe supports coordinated EU level emergency measures that mitigate energy prices for consumers, while not hindering energy efficiency efforts. The European Commission must therefore propose a natural gas price cap that incentivises the most efficient use of gas to produce heat and power.

To ensure that the EU wide gas price cap mechanism addresses soaring energy bills, while at the same time incentivising energy efficiency and security of supply, COGEN Europe calls for the following principles to be considered:

- **Level playing field:** Non-discriminatory access to the gas price cap to all gas users, including cogeneration used for district heating, as well as on-site in industry and households
- **Energy efficiency first:** As part of the gas price cap mechanism, Member States shall assess and implement incentive schemes to prioritise the most efficient use of natural gas, including by safeguarding or increasing the use of cogeneration
- **Securing flexible and efficient power supply:** If deemed necessary, gas-based cogeneration systems may receive temporary derogation from the high efficiency cogeneration criteria in the Energy Efficiency Directive. This can make it easier for a cogeneration operation to temporarily opt out of an existing high-efficiency cogeneration scheme and maximise electricity production under the gas price mechanism, even in the absence of sufficient heat demand (e.g. due to crisis related industrial output reductions).
- **Recognise system efficiency:** When gas is used efficiently in cogeneration systems, certified gas savings under the "high efficiency" scheme may be accounted towards Member States 10% gas savings target.

The measures above are necessary to reinforce the efficiency, resiliency and flexibility benefits of cogeneration installations that deliver 11% of the total electricity and 10% of the heat generated in the EU, across district heating, industrial and domestic applications. Safeguarding the existing capacity of cogeneration in the short run as part of the long-term ambition to increase energy efficiency is crucial, as cogeneration is responsible for more than 30 bcm of energy savings, of which

www.cogeneurope.eu

11 bcm is directly linked to natural gas savings[1]. This should be one of the key considerations when designing emergency interventions.

The current energy price crisis has made the economic case for cogeneration more difficult. On one hand cogeneration reduces the energy cost of consumers, when compared to electricity from the grid and heat supplied by a boiler. Yet, emergency interventions have mostly focused on subsidising power only generation or final consumer prices. This indirectly disincentivised the efficient use of natural gas via cogeneration, which can be correlated with higher gas demand and lower power system adequacy.

A concrete example is the Iberian mechanism, which was implemented differently by Spain and Portugal with respect to cogeneration. While Portugal offered cogeneration installations an opt-in to receiving the same gas price cap, Spain excluded industrial cogeneration from the scheme between June and October. The last to 70% of industrial CHP stopping operation, with devastating impacts on industrial output and further systemic implications in terms of higher gas consumption to compensate for the lost cogeneration electricity (see position paper for additional details).

Prioritising cogeneration in the short run is coherent with EU's long-term decarbonisation ambitions. The cogeneration sector is committed to the creation of a resilient, decarbonised and carbon neutral European energy system by 2050 with cogeneration as its backbone, empowering European citizens and industry to generate their own efficient, reliable and affordable clean heat and power locally[2]. Flexible cogeneration can be the backbone for electricity system balancing, efficiently enabling the substantial expansion of renewable wind and solar power.

COGEN Europe supports emergency interventions aimed at mitigating the effects of the current energy crisis, which give due consideration to energy efficiency first. In this regard, a EU gas price cap must ensure that there are sufficient incentives to minimise energy waste and encourage the efficient use of gas via cogeneration.

Yours sincerely,

Hans Kamsvag
Managing Director, COGEN Europe

[1] https://www.cogeneurope.eu/about/our-vision

www.cogeneurope.eu

V. Nueva metodología 2023: propuestas cesta combustibles 2023 y periodicidad

V. Nueva metodología 2023: propuestas cesta combustibles 2023 y periodicidad

A. Índices cesta de combustibles (y su ponderación y multiplicadores en función del contrato de Argelia):
   I. Actualmente: NBP & Brent ~~& HH~~
   II. Propuesta potencial: TTF (NBP) & Brent & Mibgas

B. Periodicidad de revisión:
   I. RDL 10/ 2022: mecanismos de topado diaria
   II. Solicitada mensual
   III. Referencia previa al Ley 23/2013 & RD 413/2014 trimestral
   IV. RDL 6/2022 anual

C. Otros temas:
   I. Por definir periodos de referencia de coste de precio de mercado
   II. Criterios de comparación costes de mercado (*Boletín informativo de mercado mayorista y aprovisionamiento de gas. Periodo de junio de 2022. REF. IS/DE/004/22*)
   III. Beta
   IV. Plazos de publicación (ex ante) : coberturas,…
   V. Excepcionalidad año 2023 (hasta 31-Mayo convive con mecanismos de compensación)
   VI. Propuesta topado de gas en Europa (y eliminación del HH):

> *The Commission is committed to deliver an effective mechanism to limit excessive #gas prices, in line with our proposal of 18 October & the #EUCO conclusions. We'll present next week the outline for a gas market correction mechanism & a legislative proposal swiftly afterwards. —* ***Kadri Simson (@KadriSimson) 11 de noviembre de 2022***

VI. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización

VI. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización

TEMAS PENDIENTES

a. El Ministerio y el IDAE Ministerio han seguido avanzando en el esquema de la subasta

b. La metodología anunciada en el RDL 6/2022 también están trabajando para que esté antes de fin de año.

c. Los temas relevantes pendientes de definir, que el Ministerio ha tomado nota de las recomendaciones de la CNMC y de las peticiones del sector:
   I. Autoconsumo: por definir si acepta el mantener el Todo-Todo con autoconsumo mínimo vía PPAs.
   II. Definición de planta nueva y renovada.
   III. Cupos: Tamaños (biomasa nueva -y renovaciones si entran- y criterios de competencia sobreoferta del 20%)
   IV. VUR (10-13 años)
   V. Penalizaciones: aclarar criterio de doble penalidad
   VI. Lista de equipos elegibles

Pendiente Revisión con Miterd (*)

(*) Los temas agendaos con el Miterd el **7 de Nov 2022**:
- Situación Actual productiva de los cogeneradores. Funcionamiento "topado de gas" y retribuciones pendientes de publicar.
- Metodología retributiva para 2023.
- **Perspectiva orden de base de subastas cogeneración 2023.**

VII. Resumen legislativo

VII. Resumen legislativo

- Orden TED/1026/2022, de 28 de octubre, **por la que se aprueba el procedimiento de gestión del sistema de garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables.**

ENAGÁS, organizará una serie de sesiones públicas para presentar el Procedimiento de gestión. La primera reunión tendrá lugar de forma virtual el viernes 18 de noviembre,

- **Resolución reducción IVA del GN y biomasa**

BOE la Resolución de 27 de octubre de 2022, del Congreso de los Diputados, por la que se ordena la publicación del Acuerdo de convalidación del Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la energía, en la aplicación del régimen retributivo a las instalaciones de cogeneración y se reduce temporalmente el tipo del Impuesto sobre el Valor Añadido aplicable a las entregas, importaciones y adquisiciones intracomunitarias de determinados combustibles.

Según los artículos 5 y artículo 6 del RD-L 17/2022:

"Con efectos desde el 1 de octubre de 2022 y vigencia hasta el 31 de diciembre de 2022, ***se aplicará el tipo del 5 por ciento del Impuesto sobre el Valor Añadido*** *a las entregas, importaciones y adquisiciones intracomunitarias de gas natural"*

"Con efectos desde el 1 de octubre de 2022 y vigencia hasta el 31 de diciembre de 2022, ***se aplicará el tipo del 5 por ciento del Impuesto sobre el Valor Añadido*** *a las entregas, importaciones y adquisiciones intracomunitarias de briquetas y pellets procedentes de la biomasa y a la madera para leña"*

VII. Propuestas legislativas

- Resolución de la dirección general de política energética y minas por la que se resuelve la **tercera subasta celebrada para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables** al amparo de lo dispuesto en la orden ted/1161/2020, de 4 de diciembre.

  Se ha adjudicado únicamente el 30% de la potencia subastada y se ha quedado desierta la subasta de termosolar (mínimo de 220 MW):

  - Biomasa: 146MW adjudicados, a un precio medio de 93€/MWh
  - FV distribuida: 31 MW adjudicados (de 140MW disponibles), a un precio medio de 54€/MWh

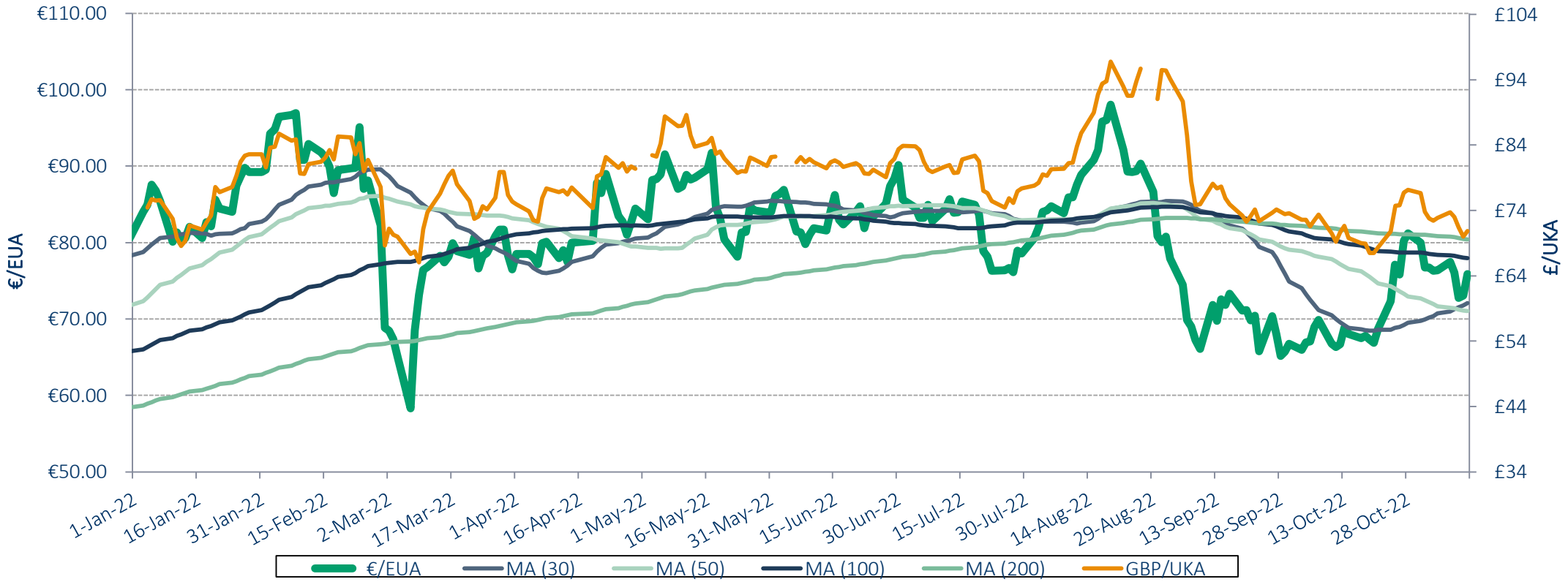
  La subasta renovable anterior, de fotovoltaica y eólica, se saldó con un precio medio de 30€/MWh, por lo que los precios de esta subasta han sido bastante superiores a los anteriores.

- *Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre, por el que se aprueban medidas de refuerzo de la protección de los consumidores de energía y de contribución a la reducción del consumo de gas natural en aplicación del «Plan + seguridad para tu energía (+SE)», así como medidas en materia de retribuciones del personal al servicio del sector público y de protección de las personas trabajadoras agrarias eventuales afectadas por la sequía*

VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales

VIII. Comercio de emisiones. El CO2 entre REPowerEU y ambición climática.

Octubre ha destacado por tener un inicio de mes estable en el rango 65-70 €/t, para acabar registrando la mayor subida semanal de los últimos 5 años hasta superar los 80 €/t. En noviembre, el EUA se ha visto influenciado por los trílogos del *Fit for 55*, los avances en el REPowerEU y las temperaturas suaves. Media octubre: 70,49 €/t



Fuente: Refinitiv

VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales. REPowerEU.

El principal driver de precio del EUA es la propuesta de venta de derechos para financiar la salida del gas y petróleo ruso.

¿Quién?	Propuesta
Comisión Europea	• Recaudar los 20.000 millones de € a través de la venta de EUAs de la reserva de mercado (MSR) únicamente. **Ventas durante 4 años. 100% MSR.**
Parlamento Europeo	• Financiar el REPowerEU con las subastas futuras (2027-2030) adelantadas a 2023-2025. Esto implicaría una menor oferta en la segunda parte de la Fase IV. Hablan de 20.000 millones de €. **Ventas durante 3 años**. **100% Subastas futuras.**
Consejo Europeo	• Los Estados Miembros proponen una mezcla entre la propuesta de CZ y de ENVI: **Ventas durante 4 años. 75% Innovation Fund, 25% Subastas Futuras.**

- **Las propuestas de Parlamento Europeo y del Consejo son las menos bajistas al descartar ventas desde la reserva de mercado.**

Fuentes: elaboración propia

VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales. Control de precios.

El debate sobre el mecanismo de control de precios y la presencia de especuladores volvió a debatirse en noviembre con un acuerdo informal de los legisladores europeos. El acuerdo es algo menos ambicioso que la propuesta inicial del parlamento (multiplicador 2, subasta de 100 millones de EUAs).

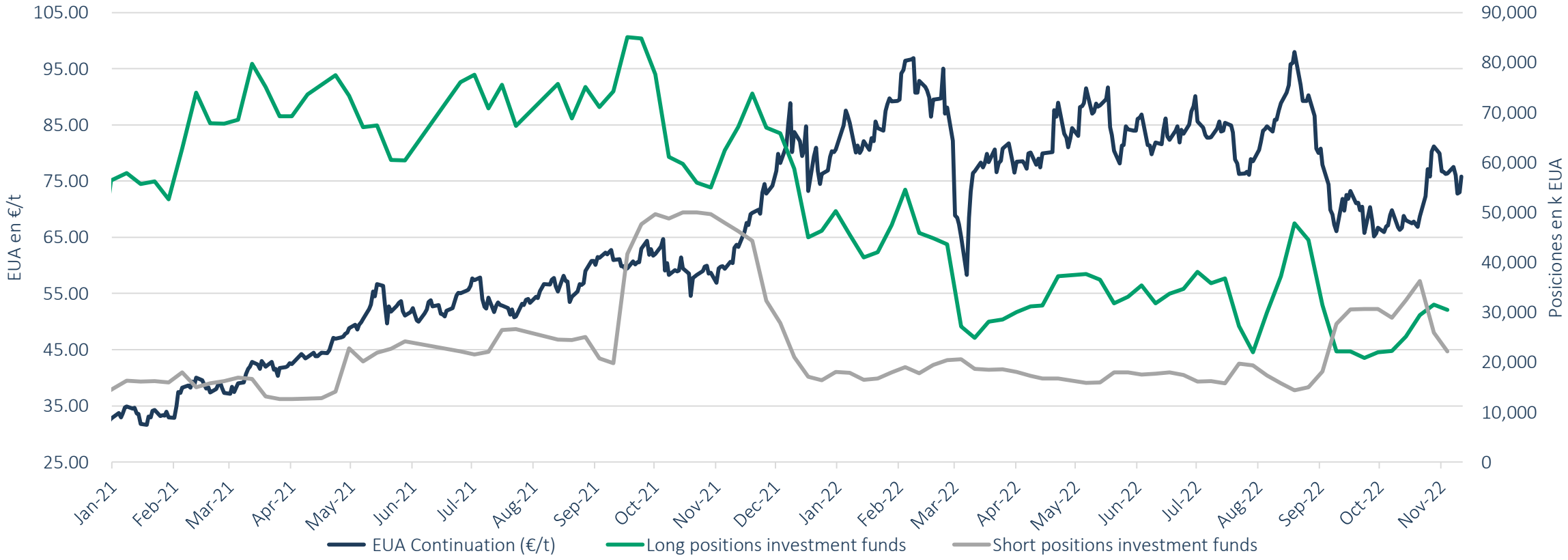
Por otro lado, los legisladores rechazaron imponer restricciones de acceso a actores no *compliance*.

Artículo 29-a	Acuerdo informal del 11/11/2022
• **Referencia:** Media de los dos últimos años.	• **Referencia:** Media de los dos últimos años.
• **Multiplicador:** x3 durante 6 meses.	• **Multiplicador:** x2,4 durante 6 meses.
• **Decisión:** una vez cumplidas las condiciones, reunión de las autoridades competentes para decidir si se interviene o no.	• **Decisión:** Si se cumplen las condiciones, activación "automática".
• **Acción:** no está claramente definida, posibilidad de adelantar subastas futuras, sacar EUAs de la reserva de estabilidad del mercado.	• **Acción:** Subasta de 75 millones de EUA de la Reserva de Estabilidad del Mercado (MSR) durante un período de 6 meses.

Fuentes: elaboración propia

VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales. Especuladores.

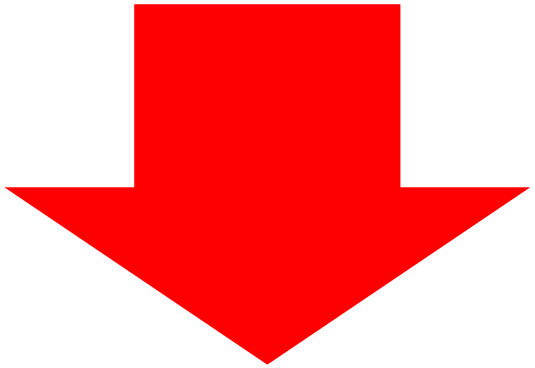
La especulación sigue jugando un papel importante en la formación del precio del EUA. Los fondos de inversión pasaron a una posición neta corta en la caída de 99€ a 64€, mientras que volvieron a una posición larga a finales de octubre.



Fuentes: THE ICE

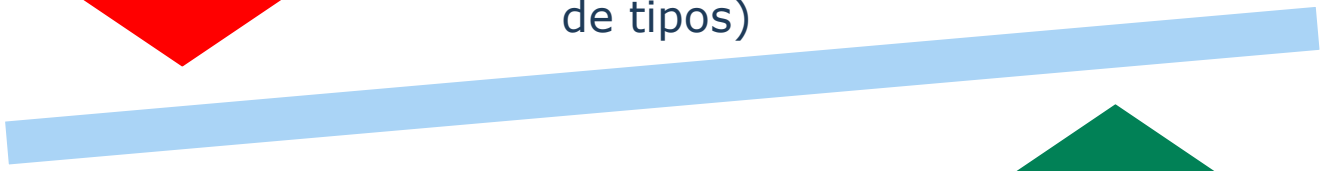
VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales. Determinantes de precio.

Continúan las señales mixtas en el EU ETS. La evolución del EUA espera una señal clara por parte de los legisladores.



Industria

- Destrucción de demanda industrial por altos precios del gas natural (algunos analistas hablan de entre 15 y 20 millones de EUAs)
- Incertidumbre regulatoria
- Inestabilidad macroeconómica (inflación, subida de tipos)



***Utilities* y aviación**

- Baja producción nuclear e hidroeléctrica
- Aumento de la generación a carbón (entre +5 y +10%)
- Vuelta a niveles anteriores al COVID-19 en la aviación

Fuente: elaboración propia

VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales. Previsiones de precio.

Los analistas han actualizado sus previsiones a la baja. Recorte de un 15% (70,85 €/t) para 2022 y un 17,3% (76,90 €/t) para 2023. Los principales factores bajistas a los que hacen referencia son la crisis energética, el REPowerEU y un entorno macro negativo.

Sin embargo, los analistas actualizaron al alza sus previsiones para 2025-2030.

Price Forecast (11/11/2022)

Analyst	Q4 2022	H1 2023	2023	2024	2025	2026	2030	Phase IV
BloombergNEF	N/A	N/A	79,00 €	106,00 €	106,00 €	119,00 €	147,00 €	107,00 €
Brannvoll ApS	70,00 €	75,00 €	82,00 €	90,00 €	100,00 €	120,00 €	150,00 €	120,00 €
Commerzbank	85,00 €	85,00 €	88,75 €	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
DWS*	78,00 €	N/A	86,00 €	N/A	105,00 €	N/A	130,00 €	N/A
Energy Aspects	70,00 €	71,00 €	75,00 €	93,00 €	100,00 €	111,00 €	165,00 €	112,00 €
Lawson Steele	70,00 €	106,00 €	131,00 €	150,00 €	168,00 €	177,00 €	200,00 €	154,00 €
Macquarie	65,00 €	65,00 €	65,00 €	70,00 €	80,00 €	110,00 €	133,00 €	96,35 €
Morgan Stanley*	62,00 €	N/A	84,00 €	104,00 €	130,00 €	141,00 €	140,00 €	116,77 €
Refinitiv	72,00 €	70,00 €	70,00 €	72,00 €	76,00 €	84,00 €	127,00 €	88,00 €
S&P Global	73,00 €	N/A	78,00 €	92,00 €	100,00 €	N/A	124,00 €	98,00 €
Volue Insight	64,00 €	60,00 €	60,00 €	60,00 €	N/A	N/A	N/A	N/A
Average (11 analysts)	**70,85 €**	**70,35 €**	**76,90 €**	**89,55 €**	**103,00 €**	**120,20 €**	**139,50 €**	**108,35 €**
High - Low Range	23,00 €	46,00 €	71,00 €	90,00 €	92,00 €	93,00 €	76,00 €	66,00 €
Last poll (10 analysts)	83,60 €	N/A	93,00 €	93,95 €	100,65 €	111,50 €	122,29 €	103,65 €
Evolution / last poll	-15,3%	N/A	-17,3%	-4,7%	2,3%	7,8%	14,1%	4,5%

(*) These analysts submitted end-of-year forecasts instead of average.

Source: Carbon Pulse.

IX. Aspectos legales

IX. Aspectos legales

Jornada Jurídica celebrada el 25 de Oct. bajo el título "Reclamaciones y Demandas jurídicas de cogeneradores: Situación y perspectivas" en el NH Madrid Ventas, Calle Biarritz 2, 28028 Madrid (PRESENCIAL) y también ONLINE.

La Jornada contó con 163 asistentes (35 presenciales y 128 online)

Programa de la Jornada:

Bienvenida y presentación COGEN España, ADAP y ACOGEN

- Presentación de Ramón Vázquez del Rey – Fieldfisher
- Presentación de Fernando Calancha – Hogan Lovells
- Presentación de Reyes Gómez Román – PWC Tax & Legal
- Presentación de José Ramon Mourenza – HSF Herbert Smith Freehills

Enviadas

IX. Aspectos legales

To: State Aid Registry
European Commission
Directorate-General Competition
State Aid Registry
B-1049 Brussels
e-mail: stateaidgreffe@ec.europa.eu

From:
Asociación Española de Cogeneración (ACOGEN)
Spanish CHP Association (ACOGEN)
Av. de Baviera, 15, 28028 Madrid, Spain
j.rodriguez@acogen.es
www.acogen.es

and
Asociación Española para la Promoción de la Cogeneración (COGEN España)
Spanish Association for CHP Promotion (COGEN Spain)
Calle de Aragón 383 4 pl., 08037 Barcelona, Spain
mgarcia@cogenspain.org
www.cogenspain.org

and

Asociación Empresarial para el Desimpacto Ambiental de los Purines (ADAP)
Business Association for Slurry Environmental Disimpact
Calle de Aragón, 383 4 pl., 08037 Barcelona, Spain
adap@adap.org.es
www.adap.org.es

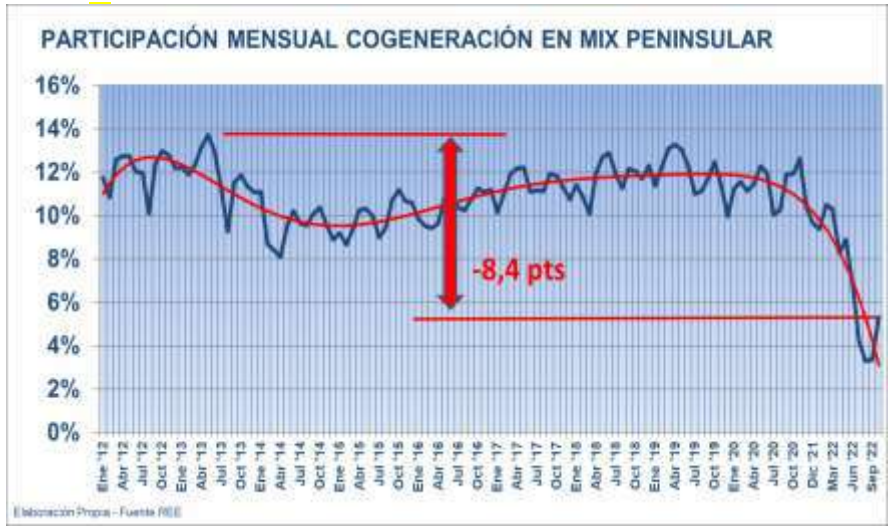
En borrador

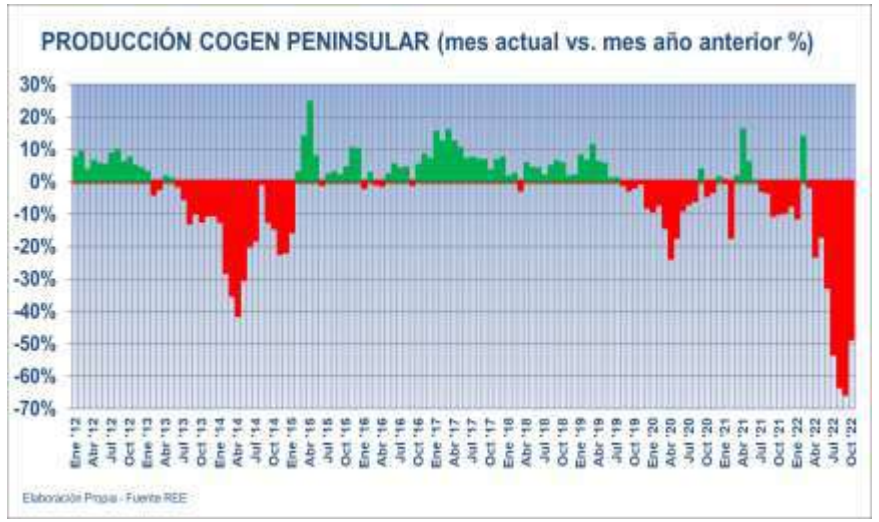
Madrid, [***] of November 2022

Subject: Update Report "Impact on Regulated combined heat and power (CHP) plants of the Decision authorizing the State Aid SA. 102454 (2022/N) - Spain on the production cost adjustment mechanism for the reduction of the electricity wholesale price in the Iberian market".

X. Informe de evolución de la cogeneración

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución producción cogeneración peninsular REE



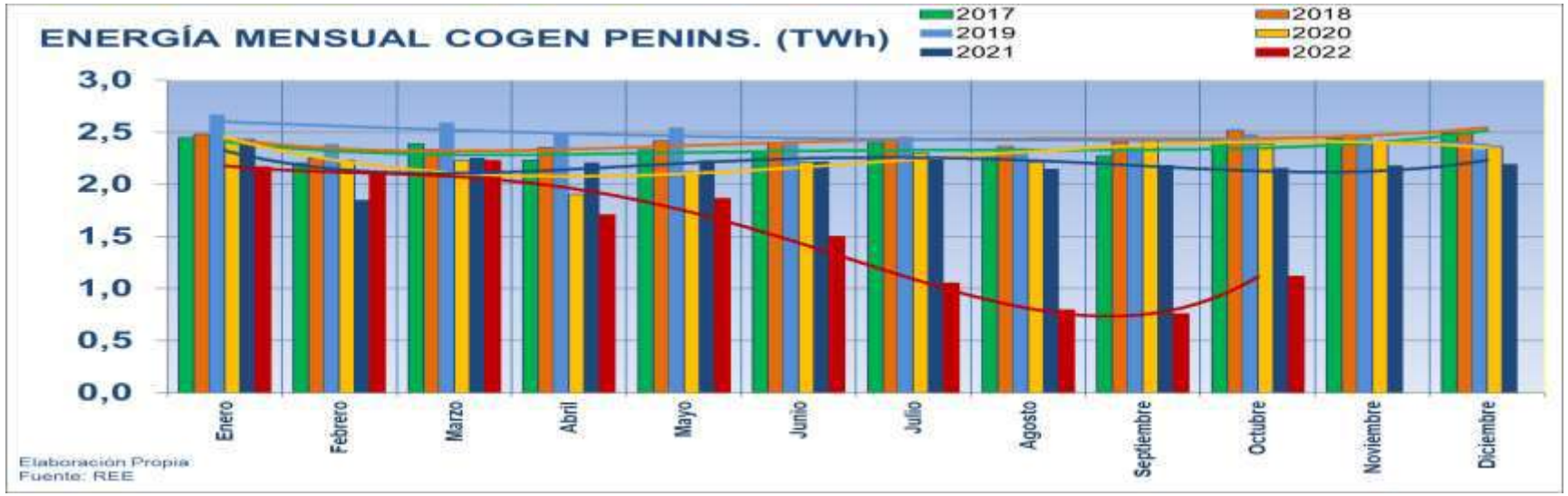


Actualizado Oct '22 (REE cierre Oct '22)

Oct '22 vs. máximos

-61,5%	Energía mensual 1,12 vs. 2,91 TWh (ene 2013)
-8,4pts	Participación mensual en mix 5,3 vs. 13,7% (May 2013)
-4,8pts	Participación anual en mix 7,3 vs. 12,1% (2012)

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución producción Cogeneración REE (II)



Actualizado Oct '22
(REE cierre Oct '22)

Mensual Oct '22 vs. Oct '21

-47,2% Energía
1,12 vs. 2,12 TWh
=> -1,0 TWh

-8,4 pts Participación en mix
5,3% vs. 13,7%

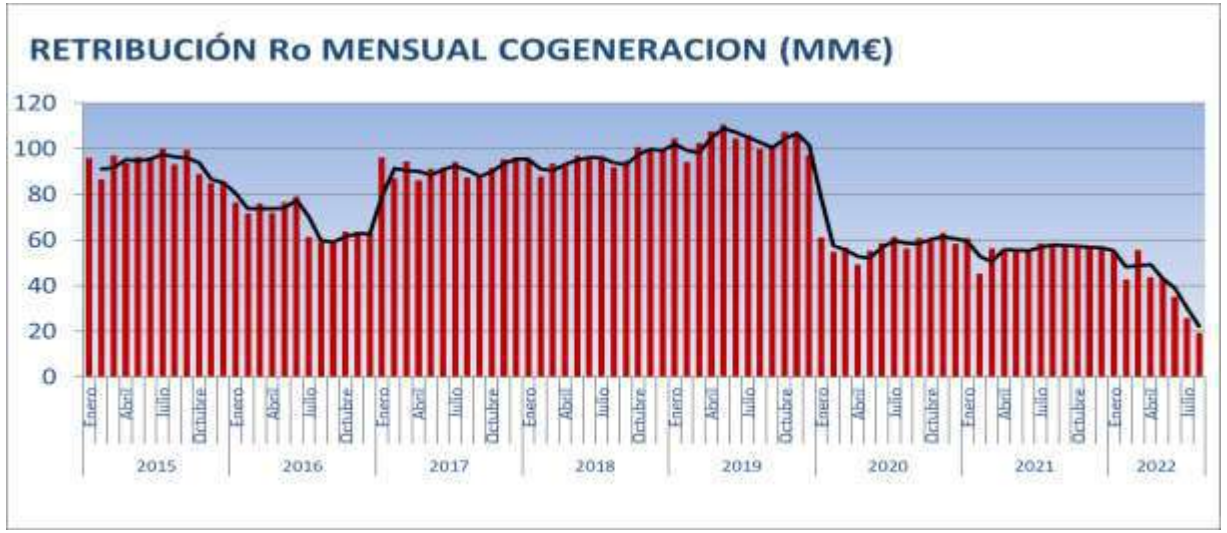
Anual '22 (móvil) vs. '12

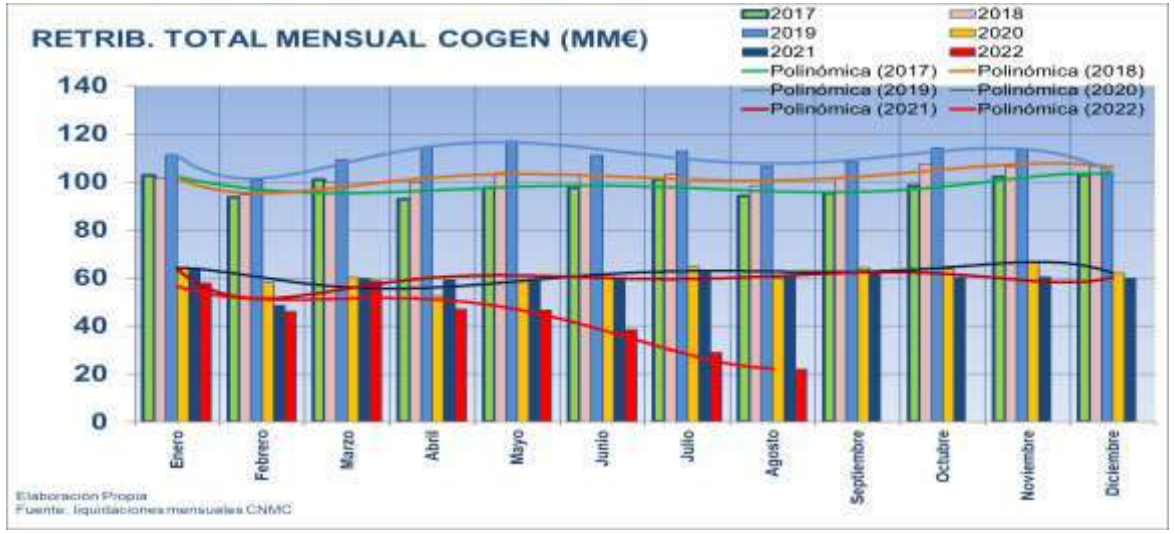
-39,7% Energía
19,54 vs. 32,42 TWh

-4,8pts Participación en mix
7,3% vs. 12,1%

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución liquidación cogeneración CNMC

Datos de liquidación 07/22





Comparación año móvil 2021 vs. 2020

-19,2% Energía vendida ago '22 vs. ago '21 (18,13 TWh vs. 22,45 TWh)

-4,3% Retribución Ri anual ago '22 vs. ago '21 (42,07 M€ vs. 43,97 M€)

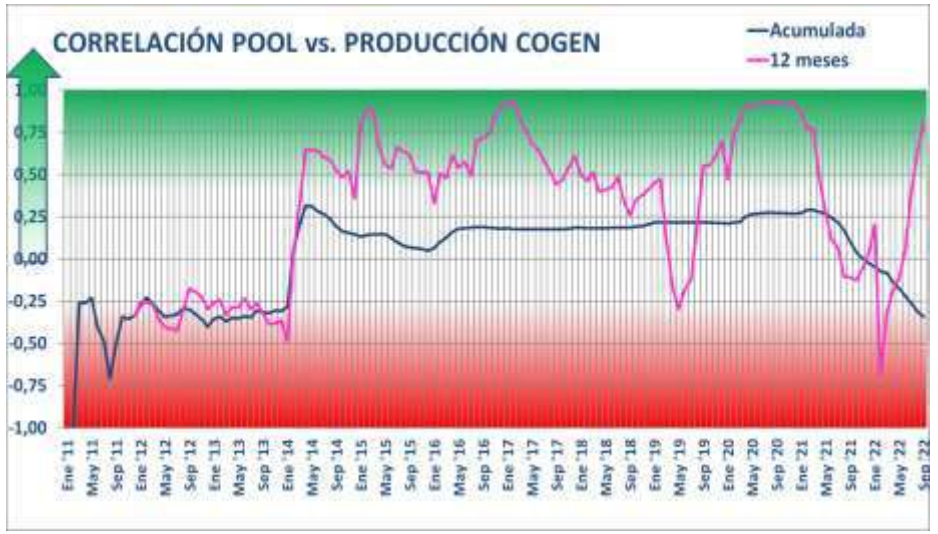
-20,4% Retribución Ro anual ago '22 vs. ago '21 (545,66 M€ vs. 685,42 M€)

-19,4% Retribución Total anual ago '22 vs. ago '21 (587,73 M€ vs. 729,39 M€)

(*) Año móvil

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución liquidación Cogeneración CNMC (II)

Datos de liquidación 08/22



Actualizado ago '22 (CNMC Cuadros ago '22 y liquid. 08/22)

2022 (año móvil) vs. 2013

-32,7% Energía vendida (**18,13** TWh vs. 26,95(1) TWh)

-41,5% Potencia primada (**1,92** GW vs. 4,31(1) GW)

24,6% Potencia NO OPERATIVA (**1,361 de 5,524** MW)

40,2% Instalaciones NO OPERATIVAS (**383 de 951**)

(1) Máximo año móvil may 2013

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución del parque de Cogeneración

TODAS LAS PLANTAS	POTENCIA INSTALADA (MW)											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	DIF '22-'21	DIF '22-'13
REGISTRADA	5.979	6.089	6.102	5.997	5.757	5.640	5.651	5.612	5.554	5.524	-30	-455
NO OPERA ÚLTIMOS 12 MESES (TIPO I)	182	91	582	140	24	56	23	32	236	139	-97	-43
NO OPERA ÚLTIMOS 24 MESES (TIPO II)	30	1.172	86	429	27	17	41	26	10	178	168	148
NO OPERA ÚLTIMOS 36 MESES (TIPO III)	259	n/d	1.034	969	1.214	1.076	1.115	1.107	1.046	1.076	29	817
NO OPERA EN CONTÍNUO	471	1.263	1.702	1.538	1.264	1.150	1.180	1.165	1.292	1.392	100	921
OPERANDO EN CONTÍNUO	5.508	4.826	4.400	4.459	4.493	4.490	4.471	4.447	4.262	4.131	-130	-1.377
% no opera de forma contínua	7,9%	20,7%	27,9%	25,6%	22,0%	20,4%	20,9%	20,8%	23,3%	25,2%		
% no operativo últimos +12 meses	3,0%	1,5%	9,5%	2,3%	0,4%	1,0%	0,4%	0,6%	4,3%	2,5%		
% no operativo últimos +24 meses	0,5%	19,2%	1,4%	7,1%	0,5%	0,3%	0,7%	0,5%	0,2%	3,2%		
% no operativo últimos 36 meses	4,3%	n/d	16,9%	16,2%	21,1%	19,1%	19,7%	19,7%	18,8%	19,5%		

Nota.- Ficheros CNMC detalle sólo disponibles desde Ago'13. Datos cierre 2014 para Tipo I no disponibles y para Tipo II incompletos.
Nota.- En el cierre de 2014 los datos del Tipo II incluyen también los del Tipo I (según nota anterior)

TODAS LAS PLANTAS	NÚMERO DE INSTALACIONES											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	DIF '22-'21	DIF '22-'13
REGISTRADA	996	1.060	1.064	1.056	1.023	1.011	1.005	983	960	951	-9	-45
NO OPERA ÚLTIMOS 12 MESES (TIPO I)	24	27	117	24	12	15	14	19	20	17	-3	-7
NO OPERA ÚLTIMOS 24 MESES (TIPO II)	8	280	26	100	17	8	11	15	9	24	15	16
NO OPERA ÚLTIMOS 36 MESES (TIPO III)	76	n/d	266	278	339	342	344	346	336	348	12	272
NO OPERA EN CONTÍNUO	108	307	409	402	368	365	369	380	365	389	24	281
OPERANDO EN CONTÍNUO	888	753	655	654	655	646	636	603	595	562	-33	-326
% no opera de forma contínua	10,8%	29,0%	38,4%	38,1%	36,0%	36,1%	36,7%	38,7%	38,0%	40,9%		
% no operativo últimos +12 meses	2,4%	2,5%	11,0%	2,3%	1,2%	1,5%	1,4%	1,9%	2,1%	1,8%		
% no operativo últimos +24 meses	0,8%	26,4%	2,4%	9,5%	1,7%	0,8%	1,1%	1,5%	0,9%	2,5%		
% no operativo últimos 36 meses	7,6%	n/d	25,0%	26,3%	33,1%	33,8%	34,2%	35,2%	35,0%	36,6%		

Actualizado ago '22 (CNMC Cuadros ago '22)

2022 vs. 2021

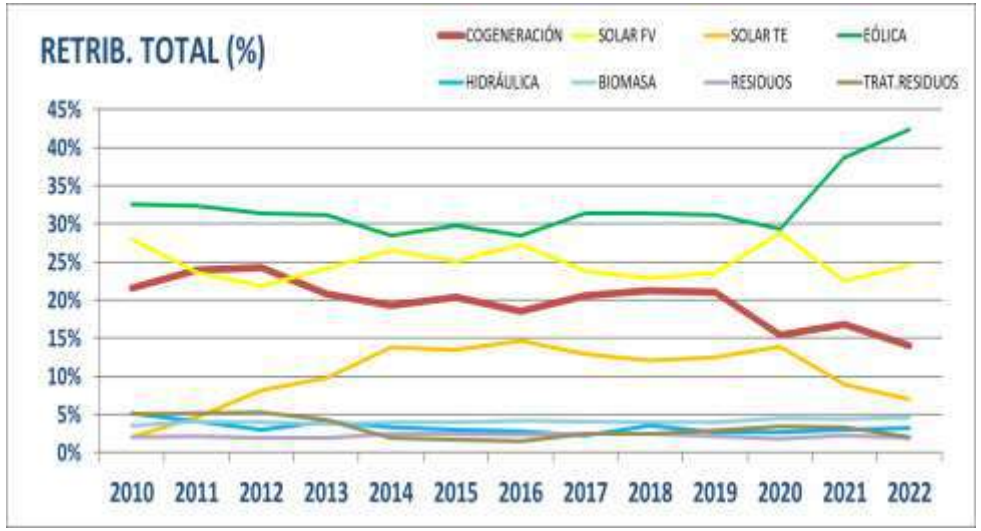
30 MW — Potencia dada de baja en registro en 2022

100 MW — Potencia adicional que no opera en continuo en 2022

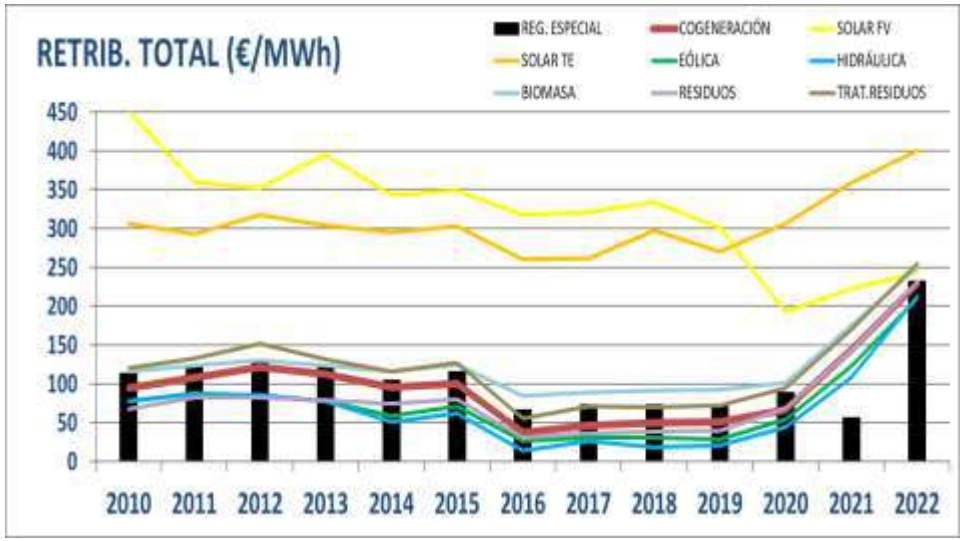
1,392 MW — Potencia que no opera en continuo (25,2%)

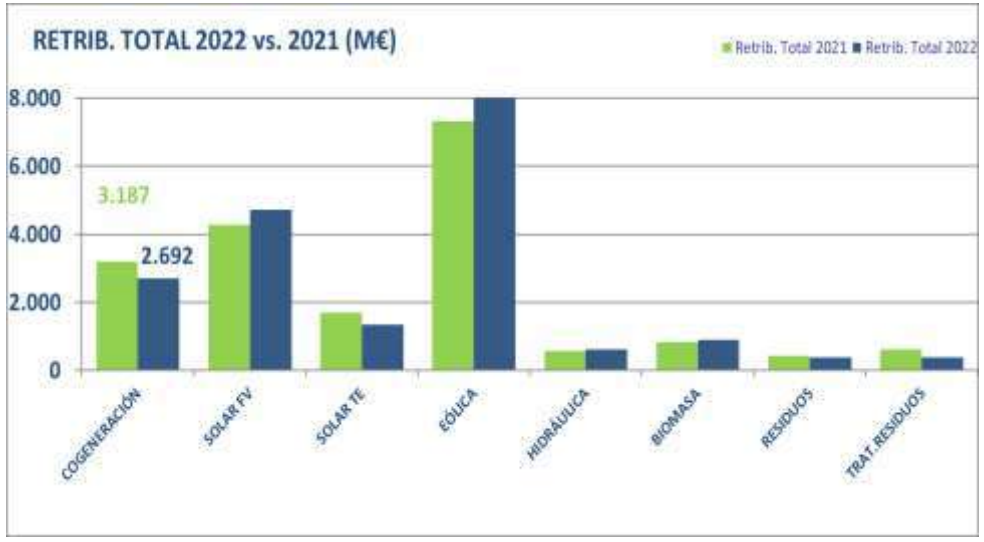
389 — Instalaciones que no operan en continuo (40,9%)

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución de la retribución total cogeneración



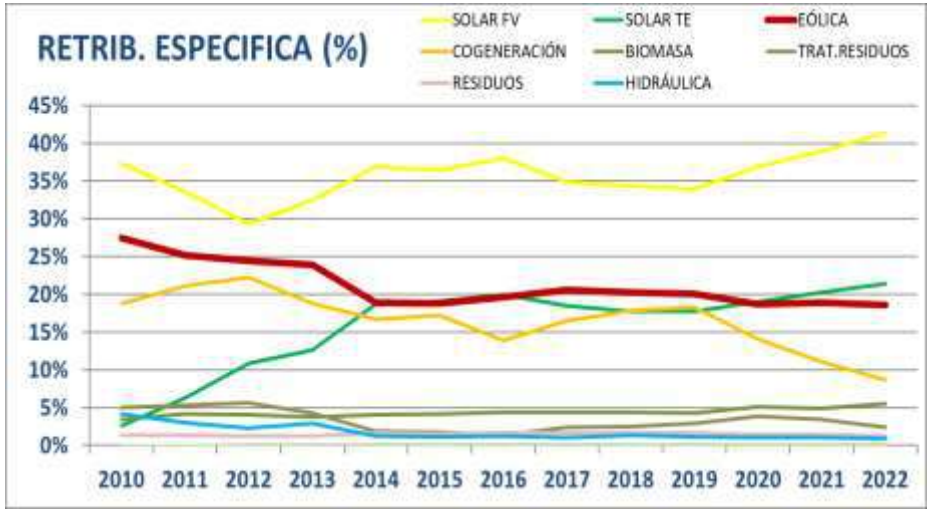
Actualizado ago '22 (CNMC Cuadros ago '22)

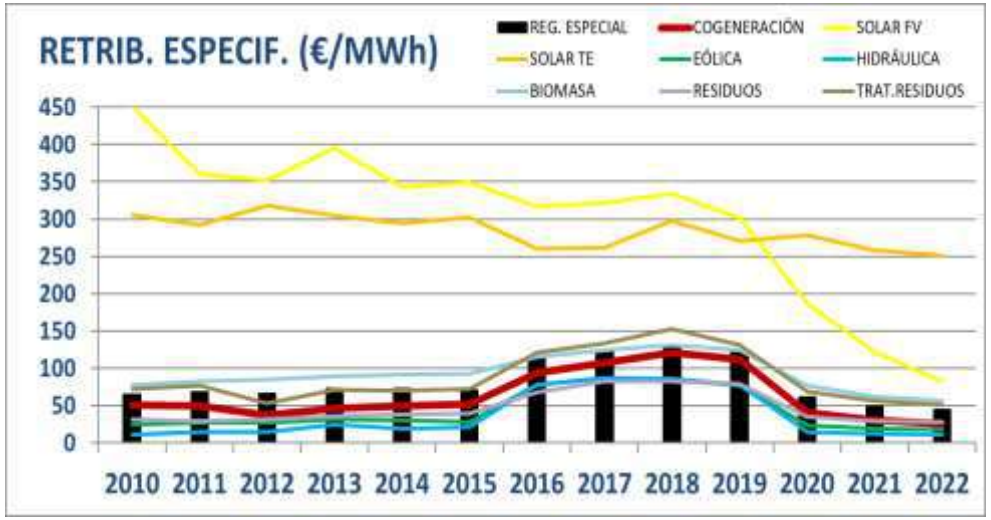


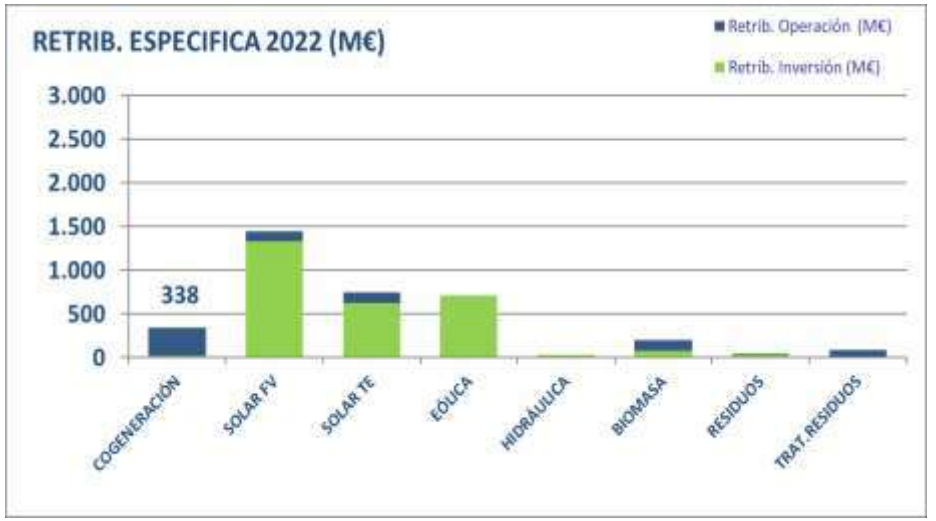


Nota.- 2022 incluye datos hasta agosto

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución de la retribución específica cogeneración



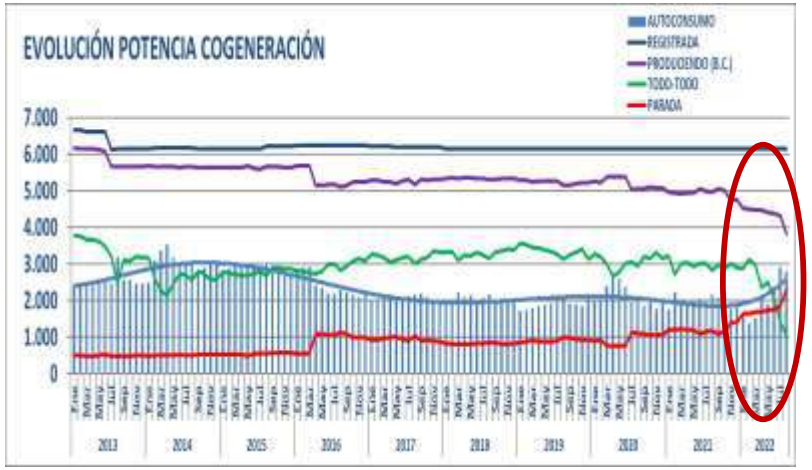


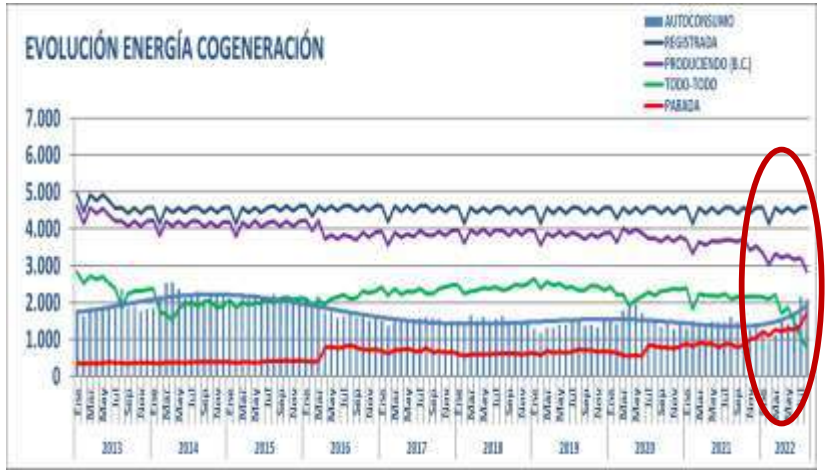


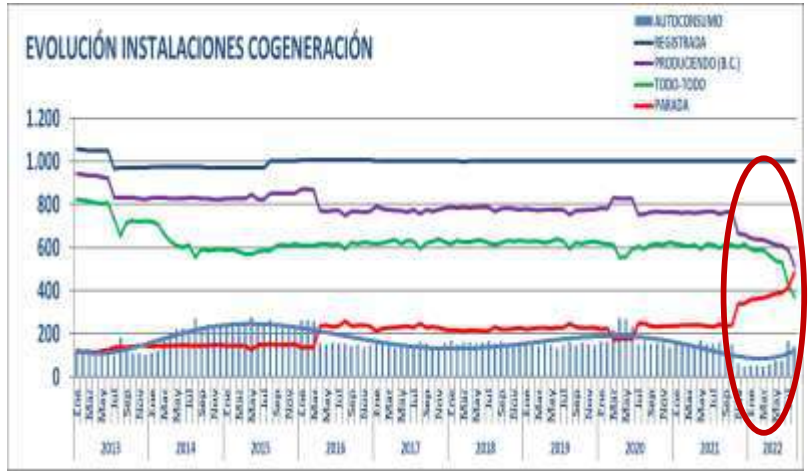
Actualizado ago '22 (CNMC Cuadros ago '22)

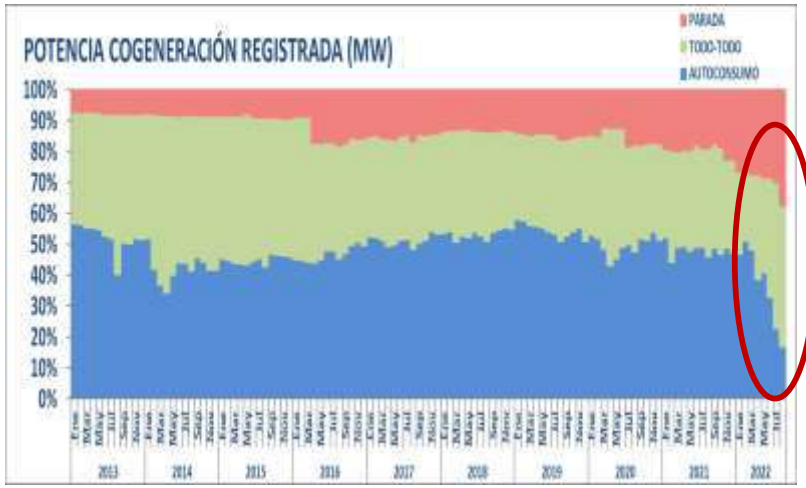
Nota.- 2022 incluye datos hasta agosto

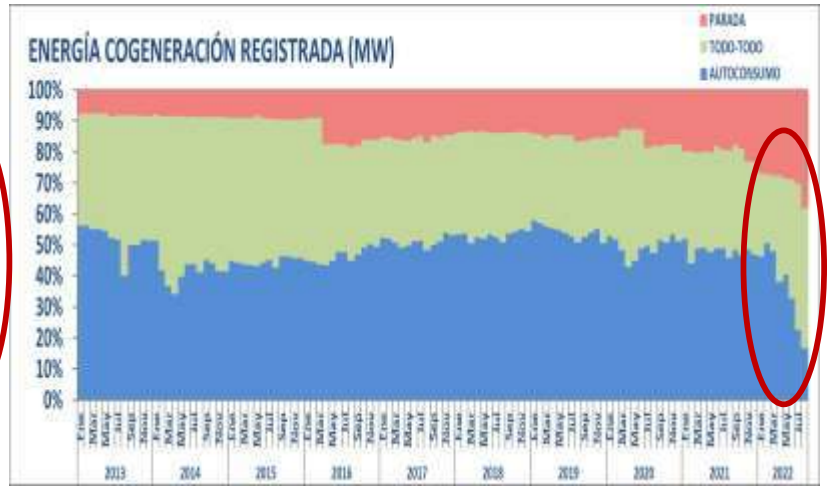
X. Informe de evolución de la cogeneración
Autoconsumo Cogeneración

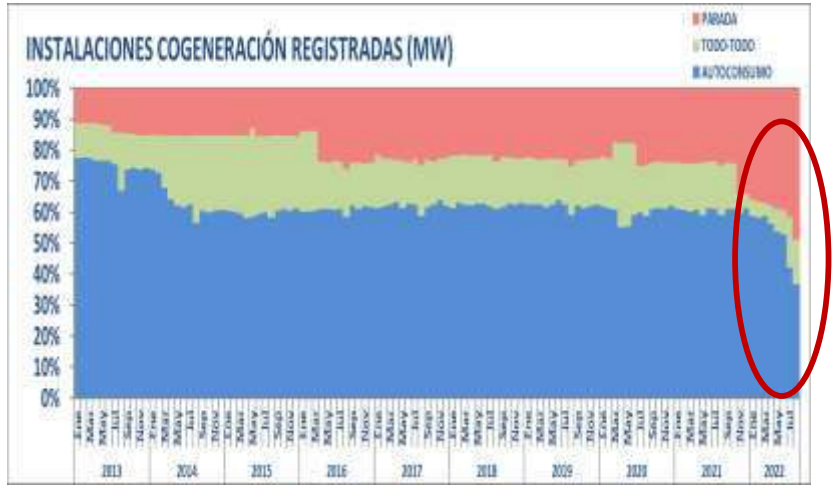












Aumento importante de la potencia / instalaciones paradas con caída significativa del de plantas en autoconsumo

X. Informe de evolución de la cogeneración
Autoconsumo Cogeneración (II)

Nota.- Plantas paradas son las que al menos no han operado en los últimos 12 meses

Actualizado ago '22 (CNMC Cuadros ago '22)

AC/Registro (mes y año ant.)

	mes	año	valor
Pot./Ene.	-1,7%	+10,4%	45,5%
Inst.	-2,0%	-1,8%	14,4%

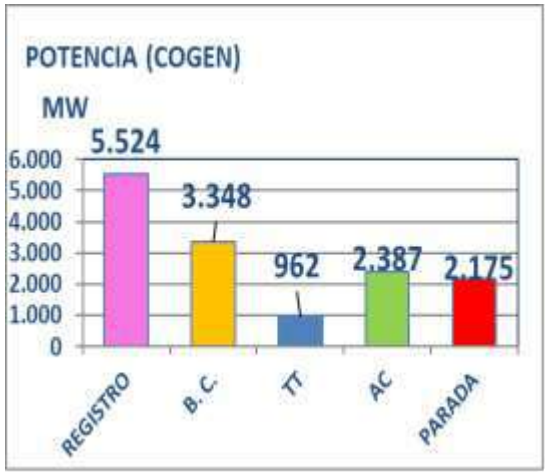
Parado/Registro (mes y año ant.)

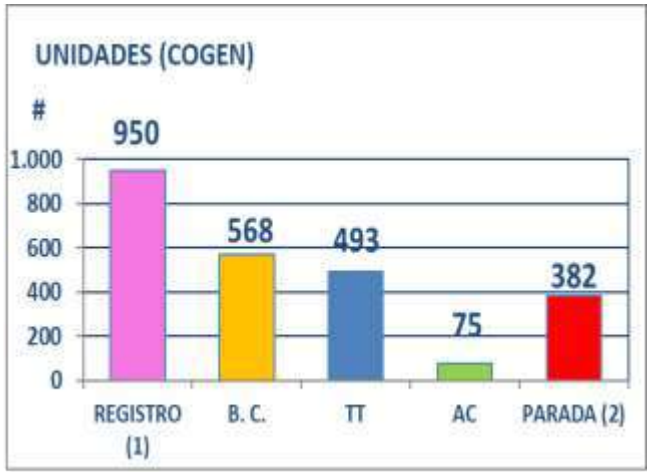
	mes	año	valor
Pot./Ene.	+7,8%	+29,8%	37,8%
Inst.	+7,3%	+6,6%	48,6%

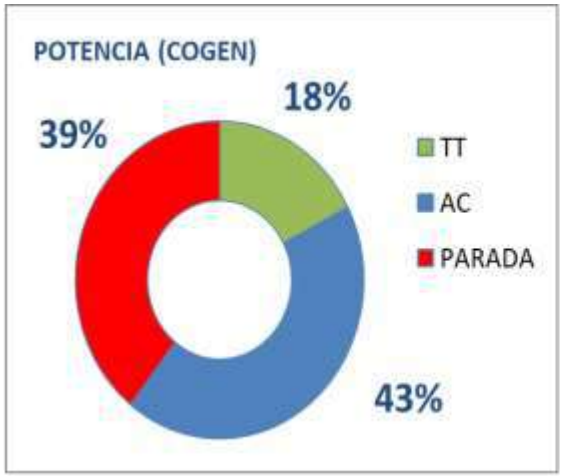
En agosto baja el autoconsumo hasta el 45,5% de potencia y 14,4% de instalaciones
Aumento significativo de la potencia e instalaciones paradas (mes-mes y año-año)

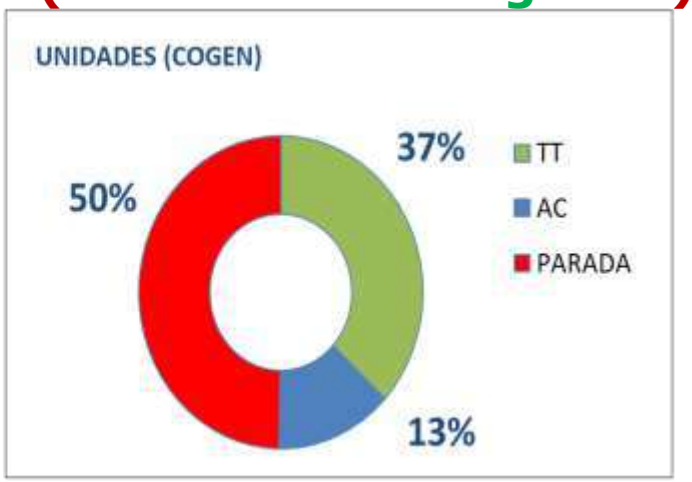
X. Informe de evolución de la cogeneración
Segmentación cogeneración

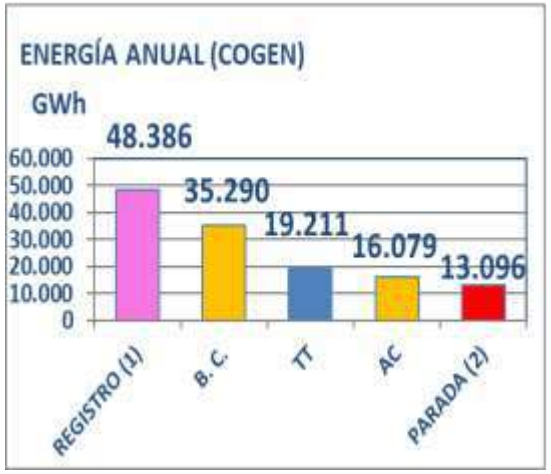
Actualizado ago '22
(CNMC Cuadros ago '22)

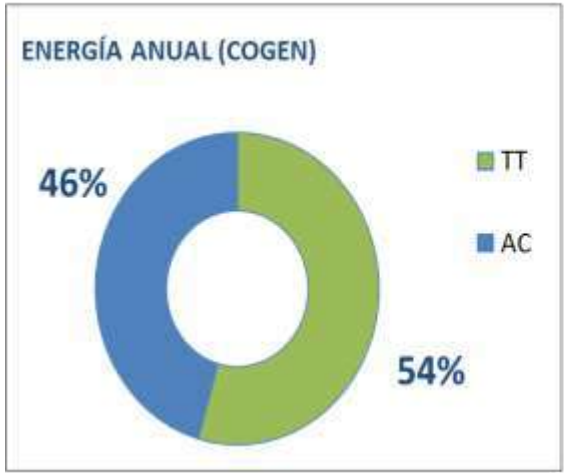


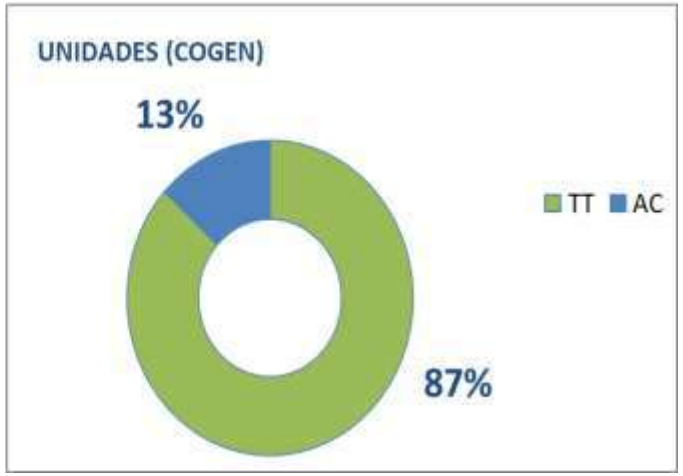




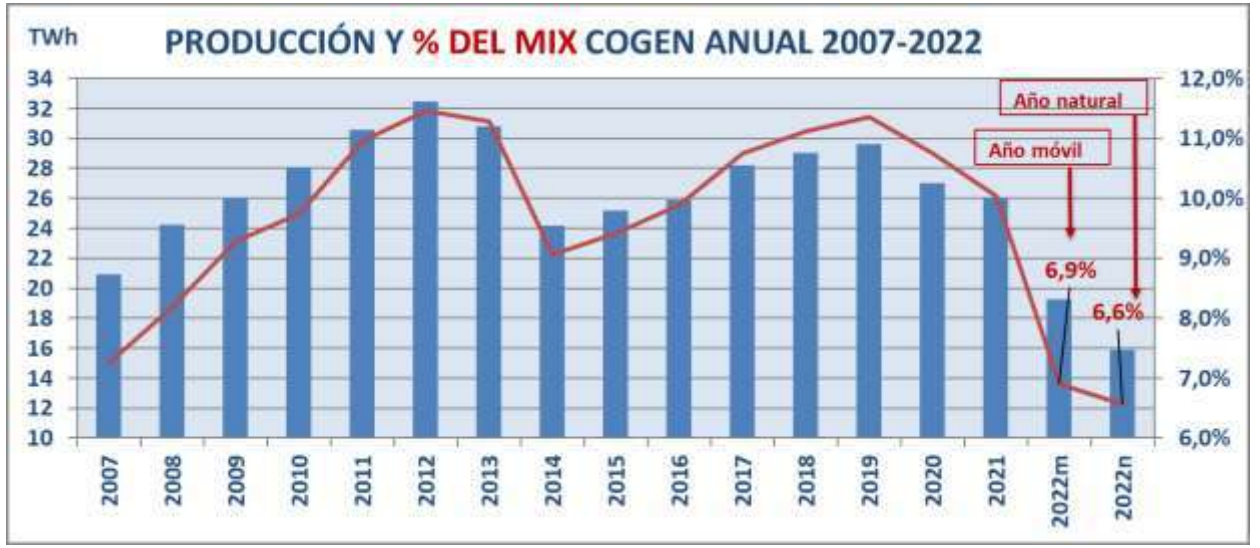








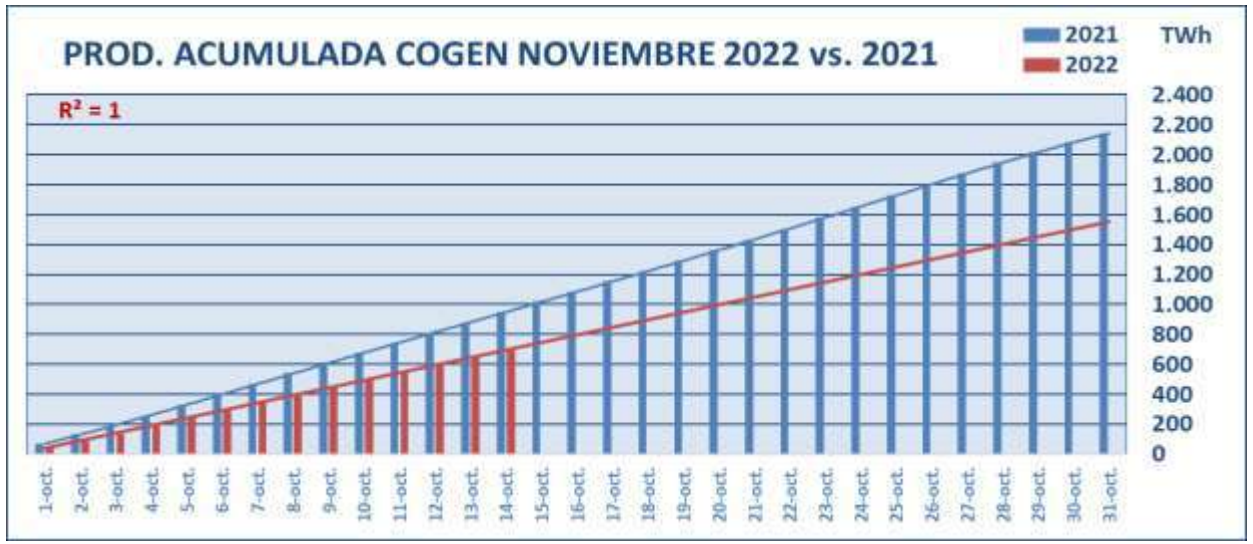
Informe situación Cogeneración: Evolución anual 2022 y participación en el mix



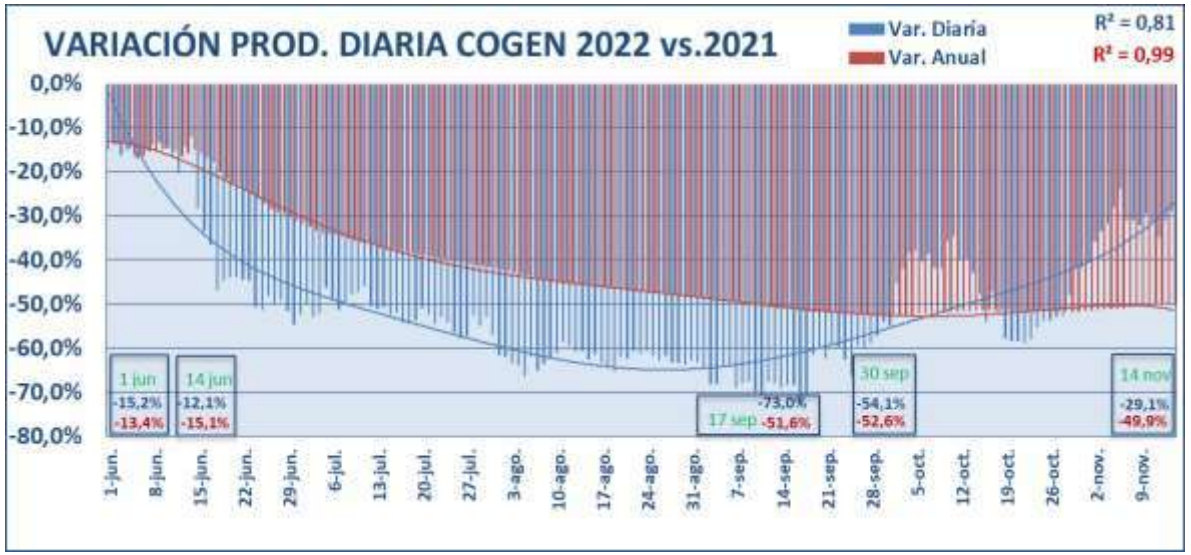
Informe situación Cogeneración: Evolución mensual 2022 vs. 2021

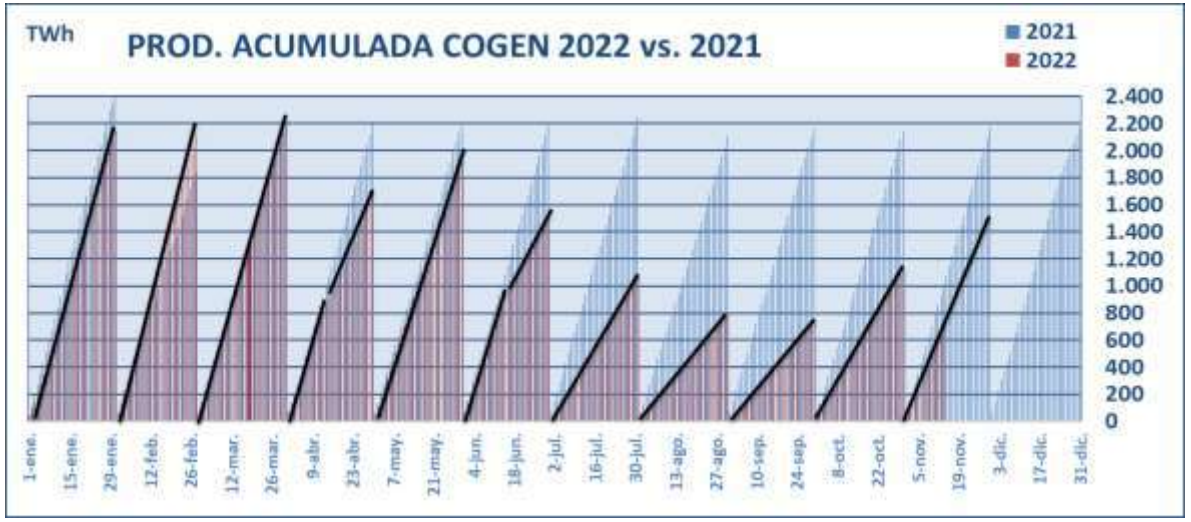
Informe situación Cogeneración: Evolución diaria 2022 vs. 2021

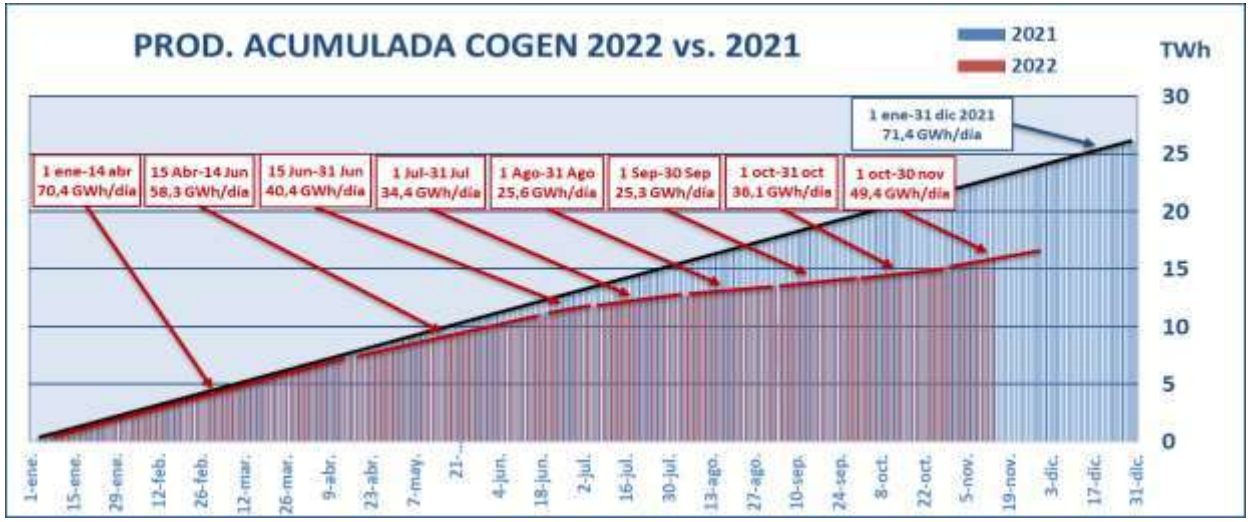
Nota.- R^2 = coeficiente de determinación de la regresión múltiple



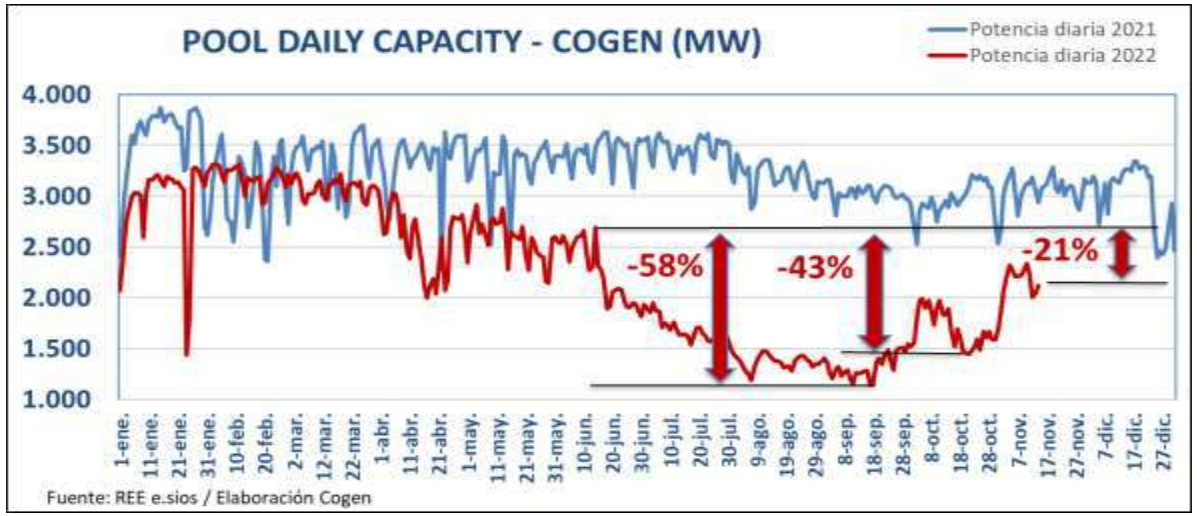
Informe situación Cogeneración: Evolución diaria julio 2022 vs. 2021

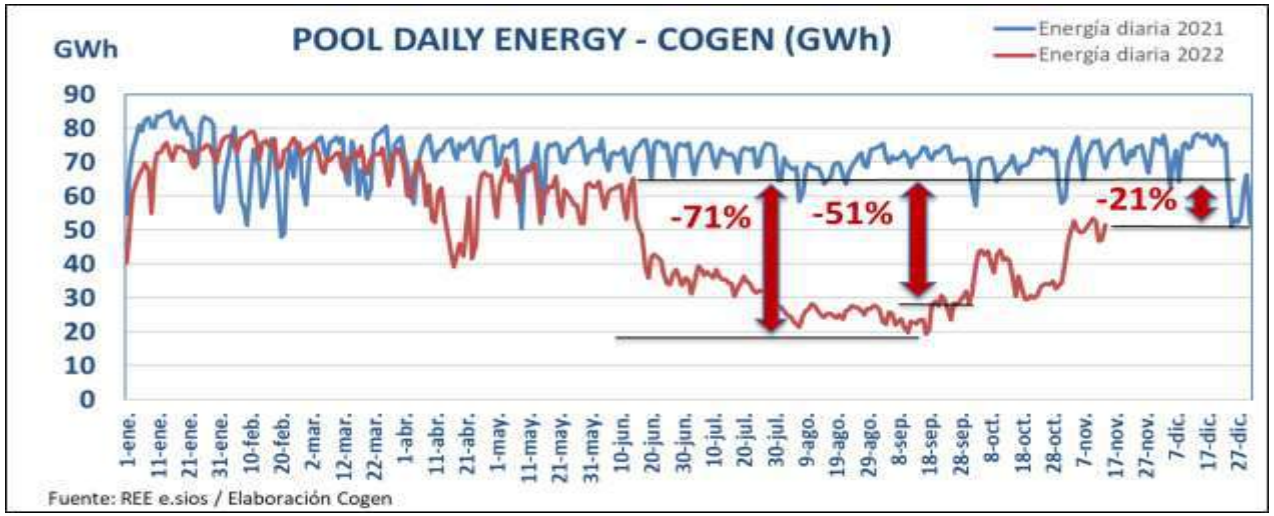


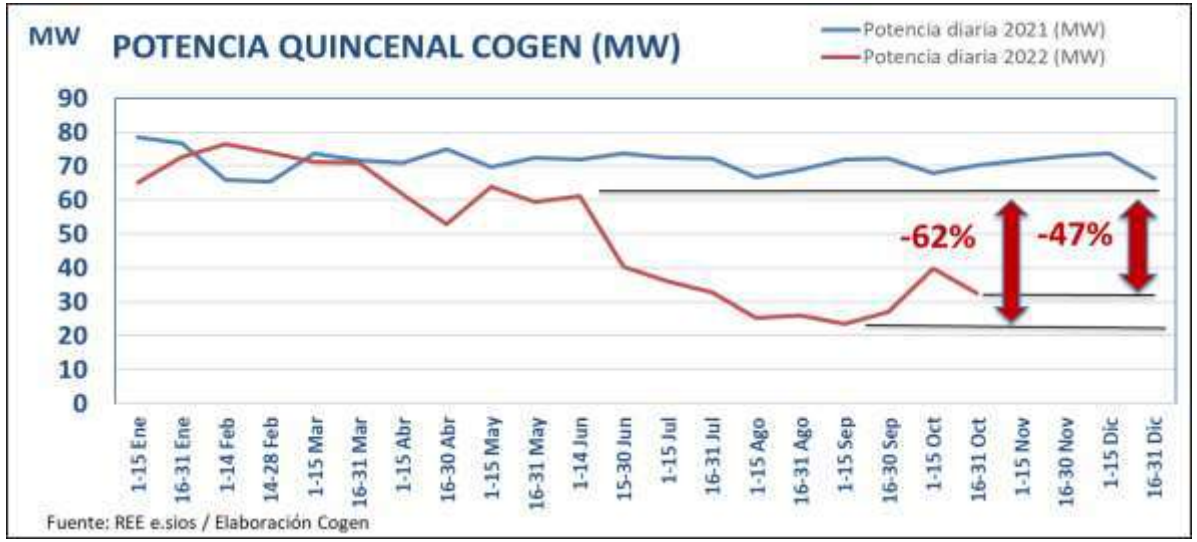


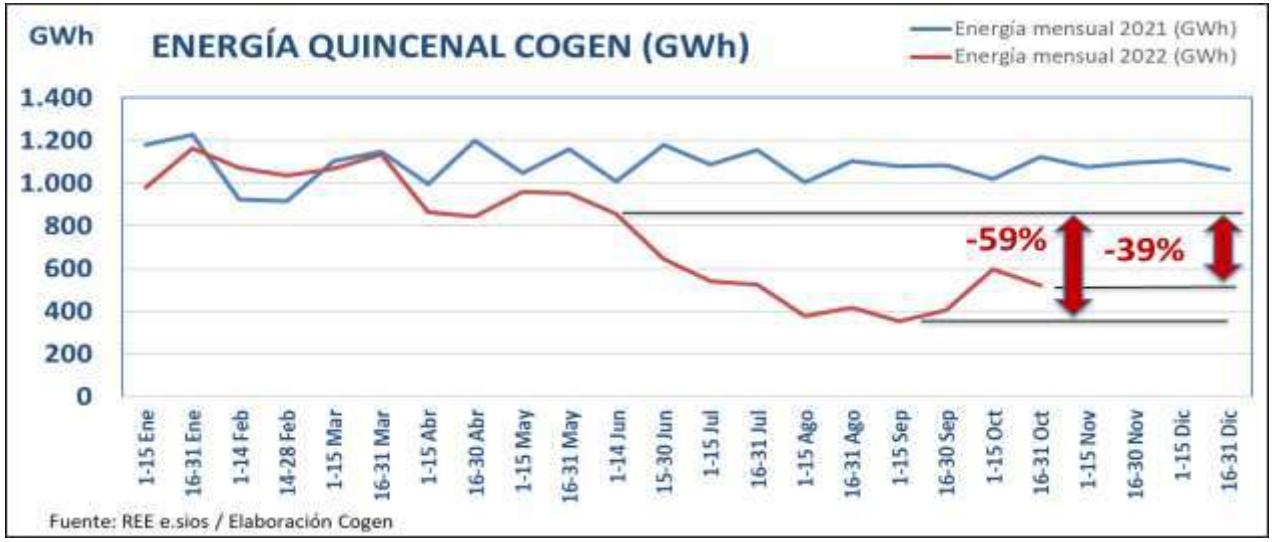


Informe situación Cogeneración: Evolución diaria y quincenal 2022 vs. 2021









XI. Grupos de trabajo

XI. Grupos de trabajo – Próxima reunión con REE Nov/22

Propuesta de agenda para la cita del 17 de Nov.:

1. Seguimiento de las estadísticas de cogeneración:

    a. Análisis del informe de estadísticas de cogeneración de REE
        i. Discrepancias entre datos REE y CNMC
        ii. Discrepancias entre los propios datos de REE
    b. Seguimiento nuevos informes REE (agosto-septiembre)
    c. Plantas acogidas al MAG, origen (régimen retributivo/autoconsumo) y producción

2. Situación de tramitación de la propuesta de Servicio control de tensión P.O. 7.4. (Caso específico de Turbomach)

3. Procedimientos de Operación

4. RD-L 18/2022: Impulso al autoconsumo colectivo industrial, solo para fotovoltaica de techo.

5. Otros temas: GT_ED y GT_EMT (agradecimiento por la invitación a los GT), redes cerradas.

XI. Grupos de trabajo REE: GT EMT

El GT_EMT se desarrollará en 3 reuniones de septiembre a noviembre:

- 1ª Reunión: miércoles 21 de septiembre
- **2ª Reunión: miércoles 19 de octubre. RESUMEN:**

  Presentación de los comentarios recibidos de: APPA RENOVABLES – ASEALEN – AEE - AEPIBAL

  Red Eléctrica respondió de forma general a los comentarios ya que debido a los tiempos de entrega no le fue posible analizar los comentarios profundamente. Red Eléctrica se compromete a responder cada comentario enviado por las asociaciones e indicar si se incorpora de forma definitiva o no al texto.
- 3ª Reunión: miércoles 23 de noviembre

MOTIVACIÓN:

El cambio de tecnologías que se conectan a la red ha creado la necesidad de que el operador del sistema tenga una comprensión más profunda de todos estos equipos que se conectan a la red y pueden afectar la seguridad y fiabilidad del sistema de eléctrico. Por esta razón, el operador del sistema tendrá la potestad de requerir, conforme a lo estipulado en el procedimiento de operación 9, los modelos de transitorios electro-magnéticos (EMT) e información más específica de las instalaciones para analizar el impacto de sus sistemas de control y sistemas de protección en la seguridad del sistema eléctrico en más detalle.

El titular de una instalación eólica, fotovoltaica, de almacenamiento, sistemas HVDC y de todas aquellas instalaciones que no utilicen generadores síncronos directamente conectados a la red deberán proporcionar, en caso de que el operador del sistema lo requiriera, un modelo para simulación dinámica de tipo electro-magnético (EMT) que represente el comportamiento dinámico de la instalación frente a perturbaciones en el sistema eléctrico.

XI. Grupos de trabajo REE: GT ED (especificaciones de detalle)

El GT_ED se desarrollará en 4 reuniones de septiembre a DICIEMBRE:

- 1ª Reunión: jueves 22 de septiembre
- **2ª Reunión: viernes 21 de octubre**
- 3ª Reunión: viernes 18 de noviembre
- 4ª Reunión: miércoles 14 de diciembre

MOTIVACIÓN:

La CNMC insta a REE a reabrir el GT creado en 2020 para reevaluar las ED, bajo el marco del artículo 13 de la Circular 1/2021.

El alcance del GT_ED está condicionado por el propio alcance de las Especificaciones de Detalle y el marco normativo de referencia: Circular 1/2021 y RD 1183/2020.

OBJETIVOS:

- ❑ Establecer un **proceso consultivo general** y un diálogo entre el Operador del Sistema (OS), los Gestores de Redes de Distribución (GRdD) y los generadores para revisar aquellos puntos de las ED que, conforme a las **directrices marcadas por la CNMC**, puedan derivar en mejoras y aclaraciones a las actuales ED, teniendo en cuenta las necesidades de coordinación del proceso, el correcto funcionamiento de las redes y las posibilidades y expectativas tecnológicas y operativas de las instalaciones de generación.
- ❑ **Producir las propuestas de desarrollo normativo** que el OS pueda elevar a la CNMC para su valoración y publicación, conforme a lo establecido en el artículo 13 de la Circular.
- ❑ **Asegurar la supervisión de la CNMC** para el adecuado desarrollo de la normativa bajo su competencia, posibilitando la **presencia del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD)** para procurar la coherencia con aquella normativa de su competencia.

XI. Grupos de trabajo REE: GT ED (especificaciones de detalle)

TEMAS TRATADOS en 2ª Reunión: viernes 21 de octubre

i. Corregir aspectos relacionados con la concordancia entre el texto de la Circular 1/2021 y el que figura en la Resolución de las ED:
   1. En particular lo establecido en el Anexo II de las ED sobre la consideración de las solicitudes de permisos admitidas y no resueltas para determinar la capacidad de acceso de las instalaciones de producción a las redes de distribución, y la publicación de la información correspondiente en la página web de los GRdD.

ii. Valorar la incorporación de la referencia a los compensadores síncronos en las ED de distribución, de forma análoga a como figuran en las ED de transporte.

iii. Analizar la posibilidad de especificar con mayor detalle el uso de mecanismos automáticos de teledisparo, de modo que su tratamiento sea homogéneo por parte de los GRdD.

iv. Explorar la posibilidad de acotar y definir en mayor profundidad el criterio de indisponibilidad simple de la red (N-1) en las ED de distribución.

v. Examinar la introducción de otros aspectos de mejora de las ED:
   1. Estudiar la forma de aumentar la transparencia en la publicación de la capacidad de ac-ceso existen-te por parte de los gestores de redes de transporte y distribución.
   2. Discutir la conveniencia de modificar los porcentajes de referencia que figuran en las ED de distribución del 55% de demanda máxima para calcular la demanda valle y del 90% de simultaneidad, en relación con el crecimiento del autoconsumo con excedentes.
   3. Detallar con mayor precisión el tratamiento del almacenamiento en las ED.
   4. Decidir una posible introducción del concepto de "grid forming" en las ED. Valorar la opción de que dicho concepto fuera objeto de un sandbox regulatorio.

Aportación de la cogeneración al sistema (2021)

			Aportación (M€)
Ahorro de energía primaria	Consumo de combustible (TWhpcs)	AEP (TWhpcs)	**680**
	78,12	13,69	
Ahorro de emisiones	Ahorro consumo de gas TWhpci/año	Ahorro emisiones MTm/año CO_2	**154**
	14,32	2,89	
Ahorro en T&D	Generación (TWhe)	Ahorro en pérdidas (TWhe)	**123**
	26,09	1,04	
Seguridad de suministro	€/MW/año	MW operativos	**299**
	57,202	4.450	
Ahorro en peajes de red			**170**
Aportación en peajes al sistema gasista			**155 (provisional)**

Aportación/ahorros M€	**1.581**
Aportación adicional en contención al precio del pool M€ (en caso de cierre en bloque)	**(+980) (provisional)**
Coste al sistema en 2021 - M€	**655,92**

PROVISIONAL

XII. Cogen Europe & CWC

XII. Cogen Europe

REVISIÓN DEL EU PRIMARY ENERGY FACTOR (PEF)

- El pasado 20 de octubre la DG de Energía de la CE organizó su segunda reunion de trabajo para revisar el PEF.
- Trinomics, la consultora contratada para realizar la evaluación, ha calculado que el nuevo FPI de la UE para la electricidad es de 1,9 (por debajo del 2,1 de la EED de 2018)
- La CE apoya **una metodología del PEF que se basa en proyecciones de futuro** de la combinación de electricidad, que suponen una mayor eficiencia energética y un mayor uso de las energías renovables que los niveles actuales
- En respuesta a estas propuestas, COGEN Europa envió comentarios a la Comisión Europea destacando la necesidad de contar con una gama de PEFs adecuados que incentiven la eficiencia del sistema y la descarbonización. El PEF para la electricidad debería basarse en datos energéticos actuales, en lugar de en proyecciones. Además, COGEN y otras partes interesadas están a favor de utilizar la revisión del PEF para evaluar las ventajas de los PEF marginales para comprender y gestionar mejor los picos de demanda, especialmente durante los meses de invierno.

XIII. Eventos

XIII. Eventos: XVIII Congreso 2022. Balance

- **Congreso 2022 & 2023: Balance final (encuesta) & propuesta Oct. 2023**
- **Junta mensual 13 dic 2022 & Jornada perspectivas 2023**
- **Genera 2023: Avance jornadas 21-23 Feb.**
- **Jornadas de difusión Renove**
- **Asamblea Julio 2023**

XIII. Congreso 2022 & 2023: Balance final (encuesta) & propuesta Oct. 2023

Encuesta

XIII. Junta mensual 13 dic 2022 & Jornada perspectivas 2023

10h00 – 11h30 Parte Interna. (Mini auditorio Naturgy)

10h00 – 11h30 Junta mensual Dic. 2022

11h45 – 14h30 Parte Pública (Auditorio Naturgy)

11h30 – 11h45 Recepción y acreditación de asistentes a la parte pública

11h45 – 12h00 Bienvenida y apertura a cargo de *Julio Artiñano*, Presidente de COGEN España y *Pablo García Arruga, Jefe de departamento de Cogeneración de Naturgy y Vicepresidente de Cogen España*

12h00 - 12h45 Sesión 1. Nuevos retos para la cogeneración en 2023

Moderador: José Antonio Castro Fernández, Responsable de la Unidad de Regímenes de Energía Eléctrica, CNMC

- José Luis Gil, Director de Regulación de Naturgy. Perspectiva de los mercados de gas.
- Oscar Barredo, Socio PWC. Perspectivas macro.
- Fernando Calancha, Socio H&L. Perpectivas regulatorias y legales.

Preguntas y debate

12h45 – 14.00h Sesión 2: Nuevas tecnologías y aplicaciones para la descarbonización de la cogeneración

Moderador: *Lope del Amo Martínez, Transformación de la Energía y Promoción de Nuevos Proyectos.*

- Flexibilidad en la gestión de la demanda térmica (acumulación mediante tecnología con rocas Julia Roig GreenEnesys, con sales Pedro Montoro Kyoto Group-, con cemento -TBC-, con metales-TBC-,...)
- Visión de los tecnólogos de la hibridación de tecnologías (Melika Aali-Taleb MWM,...)

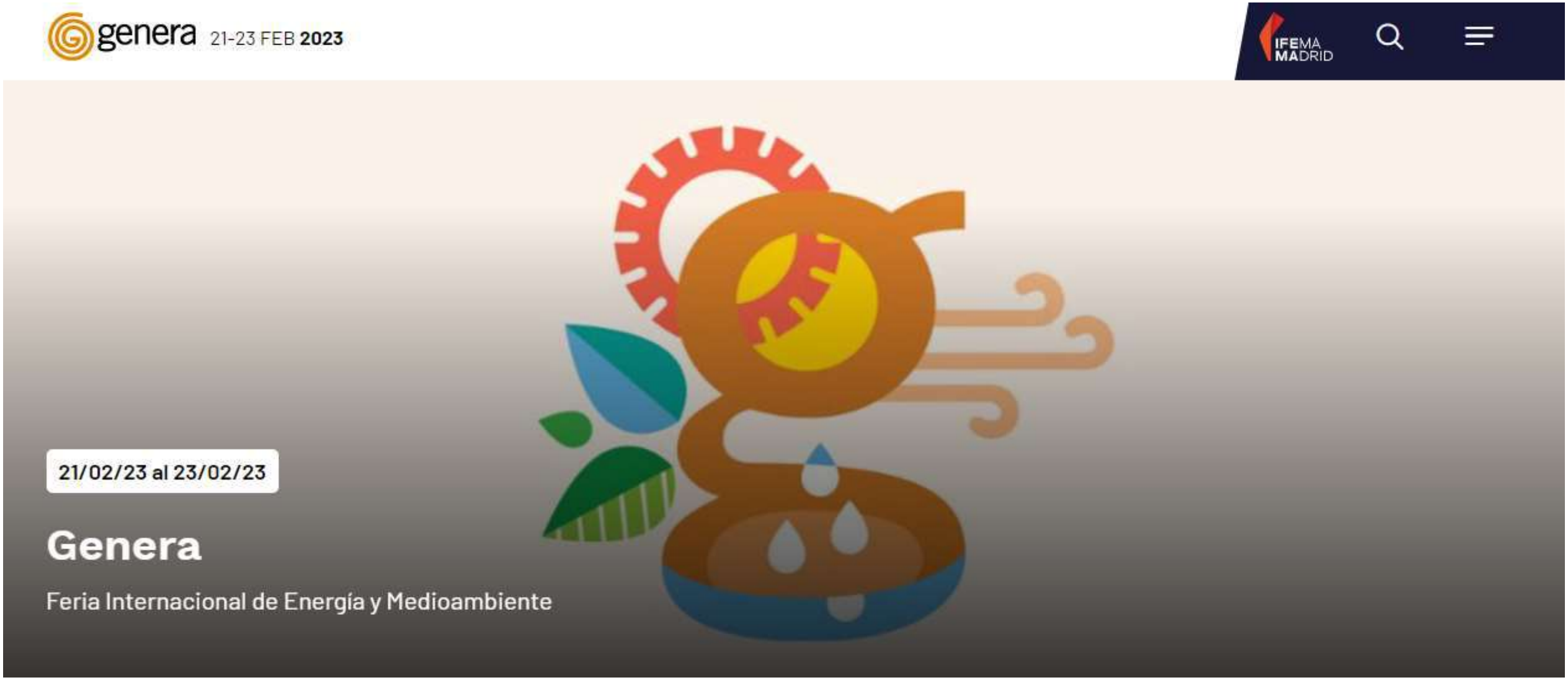
Preguntas y debate

14h00 – 14h15 Cierre de Jornada y conclusiones. Olga Monroy. Coordinación Regulatoria y Tecnológica de Cogen España

JUNTA MENSUAL COGEN ESPAÑA & JORNADA PERSPECTIVAS 2023

13 de Diciembre 2022 – NATURGY (Avenida SAN LUIS 77, Madrid)

XIII. Genera 2023: Avance jornadas 21-23 Feb.



XIII. SPIREC 2023 (20, 21 , 22 y/o 23 de febrero)

¿Qué es SPIREC 2023?

- IREC es la Conferencia Internacional de Energías Renovables, coorganizada por un gobierno nacional y REN21.
- Con la denominación de SPIREC 2023, España celebra la IREC 2023 del 20 al 23 de febrero en Madrid.
- Se trata de un evento de alto nivel sobre políticas públicas en el que representantes de todos los ámbitos de la sociedad se reúnen para discutir iniciativas y experiencias que promuevan las energías renovables a nivel internacional, nacional y subnacional.

¿Por qué España?

- España se ha comprometido a alcanzar la neutralidad climática a más tardar en 2050.

¿Qué está previsto que suceda en SPIREC 2023?

- Reunir a representantes políticos de alto nivel, así como a representantes del sector privado, la academia y la sociedad civil.

¿Qué se tratará en SPIREC 2023?

- Renovables para la seguridad energética y la autonomía estratégica.
- Renovables desde el lado de la oferta y la demanda: integración en todos los sectores.
- Las personas en el centro de la transición energética.
- Oportunidades de la economía basada en energías renovables.
- Objetivos 2050: Innovación y aumento de capacidades para llegar antes.

XIII. SPIREC 2023 (20 - 23 de febrero)

Track 1: Renewable Energy for Stable, Secure and Sovereign Energy Supply
- Renewable energy for energy security
- Technology sovereignty for in crea sed resilience
- Decoding and developing supply chains
- Infrastructure

Track 2: Energy System: Demand, consumption, consumers driving change
- Renewables for industry
- Renewables for agriculture
- Renewable-based electromobility
- Renewable energy for buildings
- Renewable tourism

Track 3: People at the Centre
- Renewable energy to address energy poverty
- Community initiatives and the democratisation of energy
- Building on female leadership to accelerate change
- Role of societal perception, acceptability and engagement on renewable deployment
- Municipalities in the energy transition

Track 4: Renewable energy at the heart of economy and trade
- A renewables-centered just transition
- Putting ESG at the center
- The demographic challenge
- Attracting and building-up talent
- Innovative business models

Track 5: Using Innovation and disruption to get there sooner
- innovative national, regional and international policies
- Research and innovation
- Scaling up prívate finance
- Storage/demand side response
- End-of-life: Circularity in renewables
- Possible high-level plenary topic: A "2050-ready" society

XIII. Genera 2023: Avance jornadas 21-23 Feb.

21-23 FEB 2023

FERIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA Y MEDIOAMBIENTE

Date: 20 -or 21- Feb.2023 (1.30 Mins).

Program: Cogeneration. Best global efficiency practices for renewal fuels in industrial applications

(10-15 mins) Welcome and Introduction from Julio Artiñano, Pte. Cogen España (*)

- (15 mins) European Market Overview:– Alexandra Tudoroiu-Lakavičė, Head of Policy, COGEN Europe
- (15 mins) Americas Market Overview: (TBD)
- (15 mins) Asian Market Overview: (TBD)

(15 mins) Q&A

(10-15 mins) Closing remarks by Javier Rodriguez, G.M. Acogen

XIII. COGEN World Talks: Launch of the First Global Market Report on Cogeneration

The COGEN World Coalition will present its First Report on the Global Cogeneration Market during a unique online event that will take place on Thursday, **17 November 2022, starting at 14:00 CET.** This event will include presentations looking at the latest developments and trends in the cogeneration market in various parts of the world.

Participation is FREE and everyone is welcome to attend. Register here

https://www.cogenworld.org/our-news/

XII. COGEN World Talks: Launch of the First Global Market Report on Cogeneration

- Incluirá presentaciones relacionadas con los últimos desarrollos y tendencias en el mercado de la cogeneración de diferentes países.
- Presentado y moderado por Hans Korteweg – Executive Director, COGEN World Coalition y tendrá la siguiente agenda:

14:00 Bienvenida e introducción por David Gardiner - President of the COGEN World Coalition

14:05 Presentación del CWC's **First Global Market Report on Cogeneration** por Simon Minett - Managing Director, Challoch Energy

14:30 Situación del mercado de la cogeneración en diferentes países

- European Market Overview – Alexandra Tudoroiu-Lakavičė, Head of Policy, COGEN Europe
- USA Market Overview – David Jones, Manager, ICF
- Brazilian Market Overview – Newton Duarte, Executive Vice President, COGEN Brazil

15:30 Debate/Preguntas

15:55 Conclusiones por Hans Korteweg – Executive Director, COGEN World Coalition

16:00 Finalización del evento

XIII. COGEN Europe - Country Focus Webinar - Poland

23 November 2022
10:00 - 11:30 CET
online

This webinar is hosted by COGEN Europe and organised in partnership with PTEZ - Polish Association of Professional Heat and Power Plants. The webinar will provide participants an overview of the market for cogeneration technologies in Poland, including the current legislative and policy framework, with a particular focus on the use of CHP in district heating networks. Participation is free of charge and open to anyone who works for a company or organisation that is a member of COGEN Europe. Register here

Recordatorio de los medios de contacto

Nueva Dirección de correo postal:

C/Aragó 383, 4ª planta, 08013 Barcelona

Contacto para asuntos legales, administración, facturación,….:

Mónica García Solanas
mgarcía@cogenspain.org
M: 615 21 65 05

Contacto para asuntos técnicos y regulatorios:

Olga Monroy García
omonroy@cogenspain.org
M: 607 28 30 70

Contacto para asuntos generales:

Julio Artiñano
jarti@iberdrola.es
M: 629 270 490

Os invitamos a seguirnos en redes sociales:

Twitter: @cogenspain

LinkedIn:@cogen-España

web: https://www.cogenspain.org/

cogeneración

la forma más inteligente de ahorrar energía

COGEN España

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

COGEN España

Impulsando la energía del futuro

Asóciate a COGEN España

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA PARA LA PROMOCIÓN DE LA COGENERACIÓN

Junta Cogen España

13-diciembre-2022

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA PARA LA PROMOCIÓN DE LA COGENERACIÓN

Orden del Día: Agenda

1. Aprobación del acta de la reunión de Junta Directiva del 15 de Nov. de 2022
2. Resumen reuniones:
   I. Reuniones mantenidas: Miterd, CNMC, IDAE…
   II. Próximas reuniones: Miterd, REE, …
3. Temas regulatorios

   I. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021: Estrategia jurídica
   II. Parámetros retributivos 1S 2022 & 2S 2022: Situación aprobación y publicación
   III. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): balance de funcionamiento
   IV. Nueva metodologia 2023
   V. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización
   VI. Otros temas regulatorios:
      a. Situación del sector (Informe *F. Ortega*)
      b. Resumen otras novedades regulatorias
   VIII. Temas generales:
      a. Comercio de Emisiones y aspectos medioambientales: Actualización del mercado (Informe de *Iker Larrea* de Factor CO2)
      b. Aspectos legales de la nueva normativa publicada y en curso (*Fernando Calancha* participará en los puntos I a III).
      c. Grupos de trabajo actualización:
         I. REE: Resumen reunión de 17 de Nov.
         II. Otros grupos: Aportaciones de la cogeneración 2021/2022 (Avance borrador)

4. COGEN Europe (& CWC):

- Junta 24 Nov. 2022: resumen objetivos del 2023, relacionados con las actividades en los diferentes packages en la UE (REPowerEU, Fit for 55…).

4. Eventos y acciones de difusión:
   I. Congreso 2022 & 2023: Balance final (en cuesta en curso 2022) & propuesta Oct. 2023 con Cogen EU
   II. Genera 2023: Avance jornadas 21-23 Feb. (*Juan Antonio Alonso*)
   III. Jornadas de difusión Renove
   IV. Asamblea Julio 2023

5. Ruegos y preguntas.

Orden del Día: Temas principales

I. Resumen reuniones
II. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021: Estrategia jurídica
III. Parámetros retributivos 1S 2022 & 2S 2022: Situación aprobación y publicación
IV. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): balance de funcionamento
V. Nueva metodologia 2023
VI. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización
VII. Propuestas legislativas
VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales
IX. Aspectos legales
X. Informe de evolución de la cogeneración
XI. Grupos de trabajo:
    A. REE: reunión de 17 de Nov.
    B. Otros grupos: Aportaciones de la cogeneración 2021/2022 (Avance borrador)
XII. COGEN Europe &CWC
XIII. Eventos y acciones de difusión

I. Resumen reuniones

I. Resumen reuniones.

Reuniones mantenidas (principales):

- MITERD (telemáticamente):
  - Manuel Garcia 28 de Nov.
  - Teresa Ribera & Sara Aagesen 2 de Dic. – también con IDAE J. Groizard–
- REE (telemáticamente):: Grupo de trabajo ED viernes 18 de noviembre
- Cogen Europe: Steering Committee 1 Dic.

Próximas reuniones:

- MITERD: 2ª quincena de Dic.
- REE: 2ª quincena Enero

I. Resumen reuniones. MITERD Manuel Garcia 28 Nov

I. Situación Actual productiva. Funcionamiento "topado de gas" y retribuciones pendientes de publicar.

La orden de **parámetros retributivos del 1S 2022** la tienen prácticamente ultimada y pendiente de firma de la Vicepresidenta, por lo que esperan que en días se traslade al BOE.
La orden de **parámetros retributivos del 2S 2022** también la tienen prácticamente finalizada pendiente en la SGT del informe de la comisión delegada y se publicará algunas semanas después de la publicación del 1S 2022, pero antes que acabe el año 2022.

II. Metodología retributiva para 2023

Todavía están trabajando en ella, si bien **esperan remitirla a audiencia pública durante este próximo mes de diciembre**. Nos propondrán una reunión, antes de remitir a audiencia pública, para comentar sus líneas principales.
No han entrado a definir los detalles de la metodología, si bien han apuntado que, respecto a la cesta de combustibles, **se deberán incorporar índices que reflejen el precio del gas en España**. Por otra parte, no han cerrado la puerta a una **revisión de los parámetros con otro horizonte temporal diferente al semestral**.

III. Perspectiva orden de base de subastas cogeneración 2023.

Prevén que la orden de subastas de cogeneración se realice después de todo lo anterior, ya que entienden que la coyuntura actual es compleja para la celebración de la subasta. En este sentido se le transmite la necesidad de publicar el esquema ya trabajado de la orden base de las subastas, si bien la resolución de convocatoria puede salir más tarde. De esta forma el sector tendría una señal clara de las reglas de juego y daría tiempo para que la industria fuera preparando los proyectos necesarios.

I. Resumen reuniones. MITERD T. Ribera & S. Aagesen (e Industria Raul Blanco).

REUNIÓN DE SEGUIMIENTO DEL PLAN DE CONTINGENCIA + SEGURIDAD ENERGÉTICA, 2 DE DIC.

Reuniones con múltiples representantes de los sectores industriales (Aspel, Asociaciones de la fritas, de la cerámica, de la química, del yeso, Gas industrial, Alianza por la industria,…hasta 40-50 participantes), con periodicidad cada 1-2 meses.

Mensaje repetido de la mala situación competitiva de la industria española frente a la europea por la diferencia de ayudas directas (sobre todo con Alemania, Italia,…).

En general cada sector pide medidas especificas, con flexibilidad ante la complicada situación en que se encuentra la industria.

I. Mensajes para la cogeneración:

- Se está teniendo interlocución con la DG de Energía, como trabajo de calidad al cual nos emplaza
- Nos pide no ruidos externos (confidencialidad)

II. Peticiones de la cogeneración:

- Un transitorio para las plantas que acaban la vida util regulatoria
- Se necesita acotar los plazos para publicación de normativa pendiente (visibilidad regulatoria), que deben complementar con medidas transitorias a corto plazo para 2023, a las medidas a largo plazo (metodología del 2023, …).
- El 2023 es un año especial, dentro del semiperiodo 2023-2025.
- Se necesita un marco de inversión para transitar a la descarbonización y la eficiencia

II. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021: Estrategia jurídica

II. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021: Estrategia juridica

IMPUGNACIÓN DE LAS ÓRDENES TED/989/2022 Y TED/995/2022 POR CADA INSTALACIÓN

- La actualización de la RO (esencialmente, el precio reconocido del combustible y CO2 y, en el caso del gas, peajes de acceso a la red gasista) sigue basándose en la metodología de la Orden 1345/2015, utilizando como referencia índices como el **Henry Hub (HH), el Brent o el NBP**, que no son representativos en el sector de la cogeneración, que compra su gas, principalmente, a **TTF o Mibgas**.

- En este sentido, las órdenes publicadas no ofrecen, en contra de los principios del régimen retributivo específico, una cobertura de los costes de explotación de las plantas, así como de los gastos de inversión con una rentabilidad razonable.

- Así, los perjuicios ocasionados por los nuevos parámetros retributivos tendrían su fundamento:
  - en la insuficiencia de dichos parámetros, puesto que no reflejan los costes reales asumidos por las plantas de cogeneración
  - en el incumplimiento de la obligación de actualizar dichos parámetros en los plazos legales y reglamentarios previstos.

- Por tanto, la RO ha sido insuficiente para cubrir los costes de explotación, y durante ciertos períodos de tiempo las plantas se hayan visto obligadas a parar su actividad, haciendo frente, a pesar de ello, a sus costes fijos o inevitables, ocasionando daños y perjuicios susceptibles de reclamación.

- Planteamiento:

  (i) la interposición de un **único recurso** frente a todas ellas (si los plazos procesales lo permiten) o,

  (ii) en el caso de tener que interponer ahora el recurso frente a las órdenes publicadas y más adelante el relativo a las órdenes de parámetros de 2022, **solicitar su acumulación posterior** por el Tribunal.

EL PLAZO PARA LA INTERPOSICIÓN FRENTE A LAS ÓRDENES PUBLICADAS VENCE EL 21 DE DICIEMBRE.

II. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021: Estrategia juridica

RECLAMACIÓN DE RESPONSABILIDAD PATRIMONIAL DE LA ADMINISTRACIÓN POR CADA INSTALACIÓN

- Los perjuicios antes mencionados podrían quedar parcialmente compensados mediante la corrección de estos parámetros, de manera que se modificase al alza la retribución a la operación de estas plantas en los mencionados períodos.

- Sin embargo, existe una **vía adicional de impugnación** frente a los **perjuicios ocasionados durante los períodos de tiempo en los que la planta se ha visto obligada a parar su actividad***, puesto que esos períodos podrían no quedar suficientemente resarcidos en los anteriores procedimientos.

- Sin perjuicio de que estos daños pudieran reclamarse simultáneamente en los procedimientos frente a las órdenes de parámetros, se plantea también la posibilidad de acudir a la vía de la reclamación patrimonial frente a la Administración, que es un procedimiento independiente del anterior y sobre el que no es necesario tomar ahora una decisión, puesto que el plazo se extiende hasta un año después de la producción del daño (esto es, de la parada de la planta).

**Resultaría aplicable a cualquier período de tiempo en el que la planta hubiera parado por una RO insuficiente para cubrir los costes de funcionamiento, si bien ha tenido una especial incidencia, como sabéis, en el período comprendido entre el 15 de junio y el 1 de octubre de 2022, en el que el mecanismo de compensación no resultó de aplicación a las plantas de cogeneración acogidas al régimen retributivo específico, al tiempo que disminuyeron los ingresos por venta de energía (bajo pool) .*

III. Parámetros retributivos 1S 2022 & 2S 2022: Situación aprobación y publicación

III. Parámetros retributivos 1S 2022 & 2S 2022: Situación aprobación y publicación

EL NUEVO "SUBPERÍODO" REGULATORIO: 2022 Y LA EVENTUAL IMPUGNACIÓN DE LAS PRÓXIMAS ÓRDENES MINISTERIALES POR CADA INSTALACIÓN

- El actual período regulatorio comprende los años 2020 a 2025 y se divide en dos semiperíodos (2020-2022 y 2023-2025).

Así, procedería revisar los parámetros retributivos con nuevas estimaciones a finales de 2022 o comienzos de 2023 (al finalizar el primer semiperíodo).

- Sin embargo, el Real Decreto-Ley 6/2022, de 29 de marzo, entre otras medidas, ha encomendado a la Administración la revisión, en 2022, de los parámetros retributivos, como si de un semiperiodo regulatorio independiente se tratase.

- Existen dos propuestas de órdenes ministeriales, que ya han superado el trámite de audiencia:

  - la propuesta de orden por la que se establecen los nuevos parámetros retributivos para el "subperíodo" 2022 -que incluye la actualización de la RO del 1S de 2022- y

  - la propuesta de orden de actualización de la RO del 2S de 2022.

- Ambas órdenes, una vez publicadas, podrían ser también objeto de impugnación y, en su caso, acumularse a las impugnaciones de los años 2020 y 2021.

- Los perjuicios ocasionados, que no pudieran resarcirse mediante la RO, serían susceptibles de reclamación por la vía de la responsabilidad patrimonial.

III. Parámetros retributivos 1S 2022 & 2S 2022: Situación aprobación y publicación

Otros temas URGENTES en la agenda Miterd en seguimiento de interés para la cogeneración :

- 3ª SUBASTA DE RENOVABLES de 520 MW (adjudicados 170 MW) del 25 de Oct.22
- 4º SUBASTA DE RENOVABLES de 3300 MW (adjudicados 50 MW) del 22 de Nov..22
- 25 de enero de 2023 vence el plazo para obtener la DIA en los accesos concedidos:
  - El Gobierno dio en junio de 2020 un plazo de 31 meses a los proyectos para conseguir permisos de impacto ambiental para frenar la especulación. Tres años después, la decisión amenaza cerca de 80-100 GW (> 3.200 M€ en avales)
  - Como tema relacionado para el futuro desarrollo de proyectos (Renove) estaría el "Grupo de Trabajo de Revisión de las especificaciones de detalle de determinación de la capacidad de acceso a la red para generación (GT-ED)":
    - El objetivo del grupo es aportar el carácter participativo y consultivo que prevé la Circular, de forma que se contribuya a la revisión de las vigentes Especificaciones de Detalle a la vista de posibles mejoras identificadas tras un año de aplicación. El alcance de este, definido por la CNMC, no prevé la revisión completa de las ED vigentes, sino proponer mejoras concretas a algunos aspectos a la vista de los resultados de su aplicación durante el último año.
    - Sobre el tema de la capacidad de acceso, alguna asociación pidió que, si en un punto de acceso queda capacidad libre porque aun no se ha ejecutado el proyecto, se den permisos temporales para aumentar la capacidad de las instalaciones adyacentes.

III. Parámetros retributivos 1S 2022 & 2S 2022: INFORME CNMC PARAMETROS 2s 2022 DEL 2 NOV. 2022 (Resumen)

- Tal y como se señala en anteriores informes, resulta necesario acortar el tiempo que transcurre entre el periodo para el que se establecen los valores de RO y su aplicación efectiva, para dar certidumbre y permitir coberturas a plazos.
- Suprimida la referencia al HH en la fórmula de actualización de la retribución a la operación de aquellas instalaciones que utilizan como combustible el gas natural, se recomienda contemplar la inclusión del mercado ibérico como índice más representativo de las transacciones de este combustible realizadas en España
- Aplicar como referencia para el precio del fueloil las cotizaciones del producto Low Sulphur Fuel Oil (LSFO), abandonando las referencias a la cotización del barril de crudo Brent.
- En el caso de la cogeneración, se destaca la importancia de establecer un calendario para la revisión de los parámetros que elimine la incertidumbre en la determinación de la retribución regulada podría ir más allá y establecer una cierta actualización automátia que permita agilizar la revisión de los parámetros
- Se aconseja publicar conjuntamente o dentro de un breve lapso esta propuesta de orden con la anteriormente informada referida al primer semestre de 2022, para minimizar su impacto económico neto sobre los sujetos de liquidación.
- Horas equivalentes: La propuesta establece una reducción del 50% respecto a la Orden 171/2022, pero una vez publicada la Orden del 1S 2022, la Orden 171 ya no sería de aplicación y debería quedar recogida esta reducción en la Orden del 1s 2022.

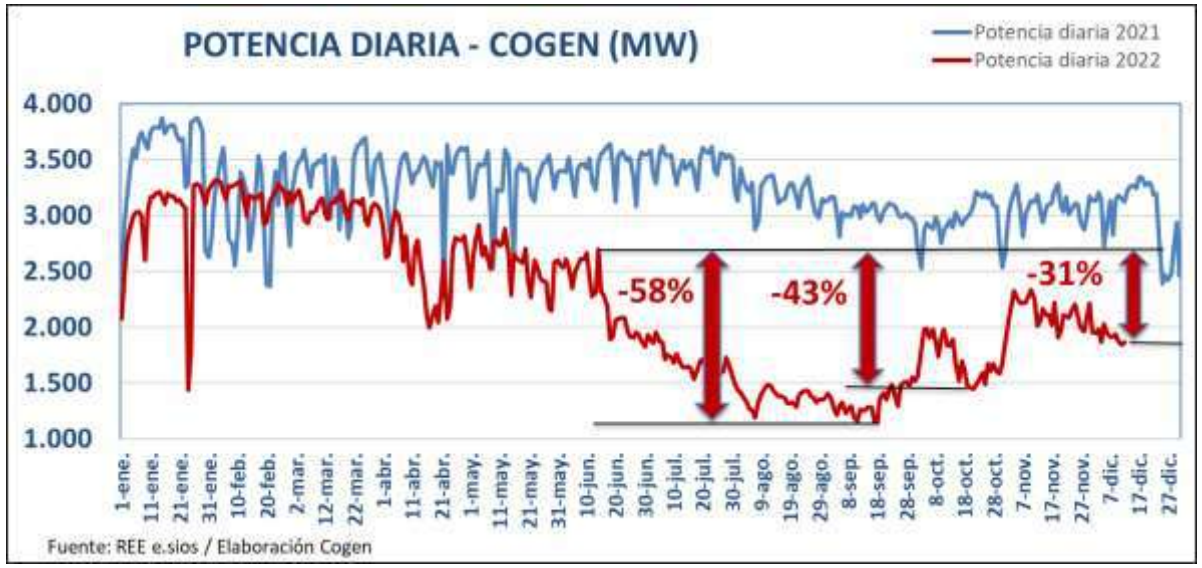
Nota: En cuanto a la actualización de los costes de explotación de las instalaciones tipo que utilicen BIOMASA como combustible, se recomienda considerar una metodología que contemple la variación de los costes de trasporte de la biomasa en lugar de actualizarlos anualmente con un incremento de un 1%.

IV. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): balance de funcionamiento

IV. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): balance de funcionamiento

CON EL CAMBIO DE MES NO SE APRECIA MEJORÍA EN LA GENERACIÓN DE COGENERACIÓN:

- Volvemos a estar -36% en energía y -31% en potencia respecto al 14 de junio (antes del RDL 10/22).
- En la producción diaria respecto a 2021 volvemos a valores de -45% que no veíamos desde mitad de octubre. La proyección de cierre de diciembre está por debajo de 1,4 TWh y el promedio anual en torno a los 50 TWh/día, comparado con los 70 TWh/día de promedio en 2021.



IV. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): balance de funcionamiento

	% Mix MW	ENERGIA GWh/día (REE REData Cogeneración y residuos no renovables)	% frente a 2021	% frente a 2019	POTENCIA MW medios día (REE EISIOS Cogeneración y resto)	% frente a 2021	% frente a 2019	POTENCIA MW medios día con prima incorporados al mecanismo (REE EISIOS Cogeneración y resto) (2)	% frente a 2021	% frente a 2019	Notas	
09/10/2019	13,12%	88,22			3.654						(1) (3) Miércoles	
06/10/2021	10,56%	81,64			2.903						(1) (3) Miércoles	
14/06/2022	8,54%	70,88			2.694						Martes (sin topado)	
17/09/2022	4,73%	24,26			1.144						Sabado	
30/09/2022	6,10%	37,09	45%	42%	1.547	53%	42%	787	27%	22%	Viernes	
01/10/2022	6,70%	33,97	42%	39%	1.521	52%	42%	761	26%	21%	Sábado	
02/10/2022	7,38%	36,73	45%	42%	1.561	54%	43%	801	28%	22%	Domingo	
03/10/2022	7,05%	44,94	55%	51%	1.798	62%	49%	1.038	36%	28%	Lunes	
05/10/2022	7,55%	49,79	61%	56%	1.988	68%	54%	1.228	42%	34%	Miércoles	Maximo Oct.
21/10/2022	5,44%	34,55	42%	39%	1.442	50%	39%	682	24%	19%	Viernes	Minimo Oct.
31/10/2022	7,24%	38,70	47%	44%	1.675	58%	46%	915	32%	25%	Lunes	
01/11/2022	8,74%	45,42	56%	51%	1.851	64%	51%	1.091	38%	30%	Martes	Minimo Nov.
10/11/2022	8,91%	57,33	70%	65%	2.334	80%	64%	1.574	54%	43%	Jueves	Maximo Nov
30/11/2022	7,66%	53,13	65%	60%	2.209	76%	60%	1.449	50%	40%	Miércoles	
01/12/2022	6,73%	48,75	60%	55%	1.955	67%	54%	1.195	41%	33%	Jueves	
11/12/2022	7,47%	45,90	56%	52%	1.843	63%	50%	1.083	37%	30%	Domingo	
12/12/2022	7,73%	46,62	57%	53%	1.865	64%	51%	1.105	38%	30%	Lunes	Provisional

NOTAS:

(1). Día de referencia representativo entre semana

(2). CHP funcionando con derecho a prima (quitados 760 MW sin derecho a prima hasta el 30/09/22)

(3). CHP en autoconsumo no incluida – que REE no mide como energía exportada –

Hay 1900 MW (lunes 1865) operando en cogeneración, de los cuales 1105MW tienen régimen retributivo específico.

IV. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): conclusiones para la Comisión Europea

- Actualmente hay **1900 MW** (viernes 1.865) operando en cogeneración, de los cuales **1105 MW** aun tienen régimen retributivo especifico, distribuidos entre el cobro del topado y del RO. Hay que descontar las cogeneraciones, sin mecanismos de retribución, que ya estaban en el mecanismo del topado de gas antes del citado RDL 17/2022 (760 MW).
- Los 1900 MW siguen siendo sólo una pequeña parte del mercado, menos de un tercio de los **6175 MW** registrados por la CNMC (Datos Ene. 2022 CHP + residuos), y algo menos de la mitad de los **4575 MW** en condiciones de funcionar (Datos Sep.2022 CHP+ tratamiento de residuos).

"Por ello, la publicación de la compensación y la actualización de la retribución regulada en la normativa pendiente es fundamental para que las centrales de cogeneración que no están suficientemente cubiertas por el mecanismo de ajuste puedan evaluar y recuperar sus costes de explotación lo antes posible, adoptar señales claras para la inversión y, finalmente, estabilizar el sector y reactivar la producción de las centrales.

Sin embargo, no sólo no se ha actualizado la retribución regulada, sino que tampoco se ha ajustado de forma flexible para adaptarse al desajuste de los costes de explotación."

V. Nueva metodología 2023

V. Nueva metodología 2023: Índice de temas

A. Índices cesta de combustibles (y su ponderación y multiplicadores en función del contrato de Argelia):
   I. Actualmente: NBP & Brent ~~& HH~~
   II. Propuesta potencial: TTF (NBP) & Brent & Mibgas

B. Periodicidad de revisión:
   I. RDL 10/ 2022: mecanismos de topado diaria
   II. Solicitada mensual
   III. Referencia previa al Ley 23/2013 & RD 413/2014 trimestral
   IV. RDL 6/2022 anual

C. Otros temas:
   I. Por definir periodos de referencia de coste de precio de mercado
   II. Criterios de comparación costes de mercado (*Boletín informativo de mercado mayorista y aprovisionamiento de gas. Periodo de junio de 2022. REF. IS/DE/004/22*)
   III. Beta
   IV. Plazos de publicación (ex ante) : coberturas,…
   V. Excepcionalidad año 2023 (hasta 31-Mayo convive con mecanismos de compensación)
   VI. Propuesta topado de gas en Europa

V. Nueva metodología 2023: desarrollo

- Temas planteados reunión Manuel Garcia 28 Nov. & Teresa Ribera 2 de Dic.:
  - Consulta fin de año (factores que afectan a los índices de combustibles)
  - Transitorio 1S 2023

- Semiperidodo regulatorio: 2023 (y 2024 ¿?) diferente al resto

- Consejo Extraordinario de Energía (TTE) del pasado 24 de noviembre que hace referencia a:

  - Plataforma de compra conjunta de gas
  - Nuevas medidas de solidaridad
  - Benchmarks para el gas: TTF y Gas Natural Licuado (GNL)

    - Mecanismo de corrección de mercado del TTF: El consejo finalmente abordará este tema por separado, no en este Reglamento. Analizará la propuesta de la Comisión Europea del 22 de noviembre y tratará de alcanzar un acuerdo político lo antes posible.

    - GNL: El Reglamento encomienda a la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) la tarea de elaborar una nueva referencia de precios complementaria para las transacciones de GNL. Muchos contratos de gas en Europa están indexados a la principal bolsa europea de gas, el mecanismo de transferencia de títulos (TTF holandés), pero ésta no refleja con precisión el precio de las transacciones de GNL en la UE. **La nueva referencia estará disponible, como tarde, el 31 de marzo de 2023.**

V. Nueva metodología 2023: desarrollo

COMENTARIOS A LOS COMMODITIES A USAR EN LA NUEVA METODOLOGÍA 2023:

- MIBGAS : Futuros para 2023 vistos de Junio a Nov. 2022 **131,93 €/MWh** (92 €/MWh 2S 2022 para RO)
- OMIP: Futuros para 2023 vistos de Junio a Nov. 2022 **207 €/MWh** (124 €/MWh 2022 para RO)

(*) CO2 63,19 €/TM 2022 para RO

No obstante, como el periodo a considerar no esta aun definido y por consistencia, como en el ajuste de pool marcado en el RD 413/2014, lo lógico sería usar de **Oct. a Dic. 2022**.

Otro factor que afectara a esta estimaciones era la **duración del topado de gas en 2023**, pero no hay aun ningún posicionamiento del Ministerio de si se extenderá ni con que criterios.

AJUSTE POR DESVIACIONES EN 2023:

Se ha plantado la duda planteada al Ministerio de si aplica.

- Como antecedente cabe indicar que en el 6/2022 se indico que quedaba eliminada, pero esta decisión fue superado por el RDL 10/2022, en la DF6 se hace la modificación que en 2023 (y siguientes) habrá ajuste por desviaciones en el precio del mercado (salvo para instalaciones de pequeña potencia), estableciendo cuál es el método para calcular el ajuste (con una serie de ponderaciones con varios productos de futuros anuales, trimestrales, mensuales,..).

- Por otra parte, el ajuste por desviaciones aplicaría prácticamente solo en positivo, limitado en negativo solo a las plantas aun con RI (muy limitado en cogeneración).

VI. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización

VI. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización

TEMAS PENDIENTES

a. El Ministerio y el IDAE Ministerio han seguido avanzando en el esquema de la subasta

b. La metodología anunciada en el RDL 6/2022 también están trabajando para que esté antes de fin de año.

c. Los temas relevantes pendientes de definir, que el Ministerio ha tomado nota de las recomendaciones de la CNMC y de las peticiones del sector:
   I. Autoconsumo: por definir si acepta el mantener el Todo-Todo con autoconsumo mínimo vía PPAs.
   II. Definición de planta nueva y renovada.
   III. Cupos: Tamaños (biomasa nueva -y renovaciones si entran- y criterios de competencia sobreoferta del 20%)
   IV. VUR (10-13 años)
   V. Penalizaciones: aclarar criterio de doble penalidad
   VI. Lista de equipos elegibles

Pendiente Revisión con Miterd (*)

(*) Ver punto I Resúmenes de reuniones

VII. Resumen legislativo

VII. Resumen legislativo

TEMAS CIRCULADOS (CORREO DEL 28/11/12):

- Consulta pública CNMC peajes 2023.
- Adjudicación de ayudas por emisiones de CO2 y compensación cargos.
- Tramitación del impuesto a empresas energéticas.
- Resultados cuarta subasta renovable.
- Prorroga tarifa regulada de gas (Italia)

PLANES DE AYUDAS y otros temas de apoyo sectorial:

- ***Orden TED/1177/2022***, de 29 de noviembre, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas a proyectos innovadores de almacenamiento energético hibridado con instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.
- ***Orden TED/1211/2022***, de 1 de diciembre, por la que se establecen las bases reguladoras y se efectúa la convocatoria para la concesión de ayudas al impulso de la economía circular.
- ***Anteproyecto de la nueva Ley de Industria*** que refuerza el papel de la industria en la estructura económica y social de España y su contribución a la doble transición verde y digital, fortalece la soberanía estratégica industrial y adopta los instrumentos de política industrial para mejorar la competitividad de la industria española en la esfera internacional.

NEWSLETTERS DE LA AGENCIA TRIBUTARIA SEGUIMIENTO:

"*Orden HFP/1123/2022, de 18 de noviembre, por la que se modifica la Orden HAP/2328/2014*, de 11 de diciembre, por la que se aprueban los modelos 591 «Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica. Declaración anual de operaciones con contribuyentes» y 588 «Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica. Autoliquidación por cese de actividad de enero a octubre» y se establecen forma y procedimiento para su presentación"

VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales

REPowerEU

Novedades regulatorias

Las negociaciones entorno al REPowerEU no avanzaron en noviembre, dejando ese factor bajista en segundo plano. Sin embargo, el trílogo previsto el 13 de diciembre podría reanudar los debates sobre el origen de los EUAs, no se descarta una venta del MSR.

¿Quién?	Propuesta
Comisión Europea	• Recaudar los 20.000 millones de € a través de la venta de EUAs de la reserva de mercado (MSR) únicamente. **Ventas durante 4 años. 100% MSR.**
Parlamento Europeo	• Financiar el REPowerEU con las subastas futuras (2027-2030) adelantadas a 2023-2025. Esto implicaría una menor oferta en la segunda parte de la Fase IV. Hablan de 20.000 millones de €. **Ventas durante 3 años**. **100% Subastas futuras.**
Consejo Europeo	• Los Estados Miembros proponen una mezcla entre la propuesta de CZ y de ENVI: **Ventas durante 4 años. 75% Innovation Fund, 25% Subastas Futuras.**

Fuente: Elaboración propia

Fit for 55: EU ETS

Novedades regulatorias

Los 16-17 de diciembre, los políticos intentarán encontrar un acuerdo sobre la reforma del EU ETS.

Tema	Comisión Europea y Consejo de la Unión Europea	Parlamento Europeo
Target	• -61% sobre 2005	• -63% sobre 2005
Rebasing y LRF	• *Rebasing* de 117 Mt y LRF de 4,2%	• *Rebasing* de 70 Mt y LRF inicial de 4,4% en 2024, y otro *rebasing* de 50 Mt y LRF de 4,5% en/desde 2026. LRF de 4,6% desde 2029
Asignación gratuita CBAM	• Eliminación progresiva de la asignación gratuita entre 2026-2035	• Se aprobó el final de la asignación gratuita para sectores CBAM en el 2032, con una reducción gradual desde 2027: 93% en 2027, 84% en 2028, 69% en 2029, 50% en 2030, 25% en 2031 y 0% en 2032
Especulación	• No se presenta ninguna medida para limitar la especulación (salvo el 29a)	• Varias medidas para limitar el acceso y las posiciones a los actores con obligaciones de *compliance* en el EU ETS

Fuente: Elaboración propia

Diciembre: hitos en el EU ETS

El calendario político y la parada de subastas en diciembre podrían impactar el mercado en las últimas semanas de diciembre.

Fecha	Hito
• **13/12/2022**	• Trilogo sobre REPowerEU y CBAM
• **14/12/2022**	• Expiración de las opciones DEC22 • Última subasta de UKA en 2022
• **16-17/12/2022**	• Trílogo sobre las reformas del EU ETS. Los resultados de las negociaciones se presentarán el domingo 18/12/2022 por la mañana.
• **19/12/2022**	• Expiración del futuro DEC22 • Última subasta de EUA en 2022

Fuente: Elaboración propia

Fit for 55: Sector marítimo

Novedades regulatorias

El 29 de noviembre, los negociadores de la UE llegaron a un acuerdo sobre la propuesta de inclusión del transporte marítimo en el EU ETS, que deberá ser votada en el trílogo final previsto para mediados de diciembre.

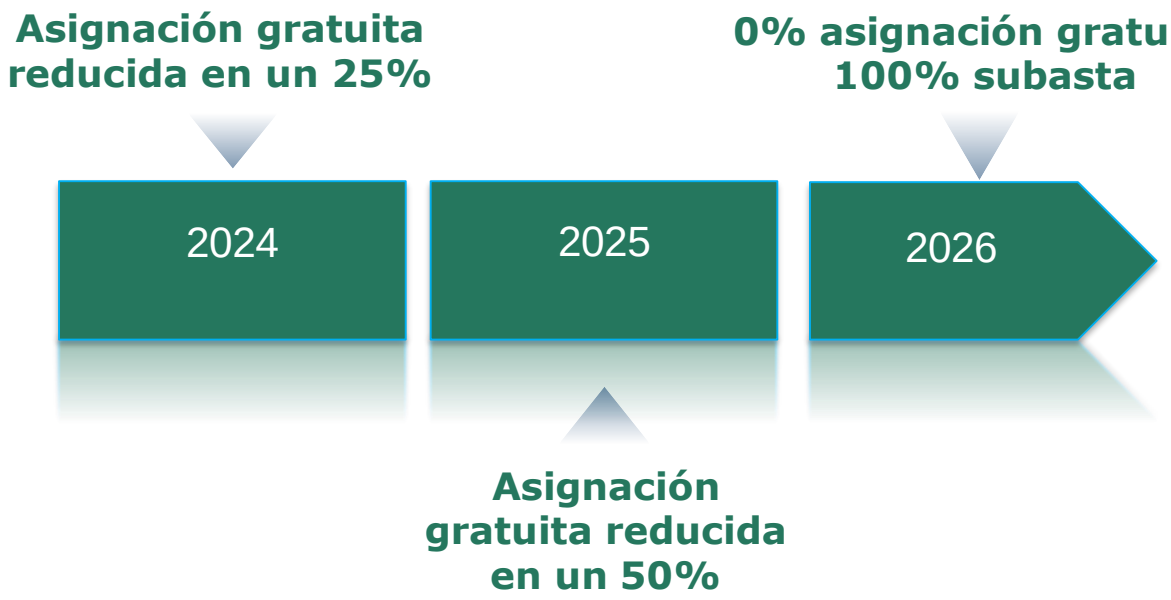
Tema	Acuerdo provisional
Alcance objetivo	**EU ETS:** • Desde 2024, buques > 5.000 GT. • Desde 2027, buques de servicio a plataformas petrolíferas. **EU MRV – En 2025 se incluirán:** • Buques > 400 - 500 GT. En 2026 se analizará su posible inclusión en el EU ETS. • Buques de servicio a plataformas petrolíferas (GT > 5.000).
Emisiones cubiertas	**EU ETS:** • 2024 y 2025: CO_2. • 2026 en adelante: CO_2, CH_4, N_2O y MP. **EU MRV:** Desde 2024, se hará seguimiento de emisiones de CH_4, N_2O y MP.
Alcance geográfico	• 100 % emisiones en viajes entre puertos EEE. • 100 % emisiones en escalas en puertos EEE. • 50 % emisiones en viajes entre puertos del EEE y un tercer Estado.
Entrada en vigor	**Entrada progresiva:** • 2024: 40 % de las emisiones. • 2025: 70 % de las emisiones. • 2026 y sucesivos: 100 % de las emisiones.

Fit for 55: aviación

Novedades regulatorias

El trilogo sobre el futuro de la aviación en el EU ETS del 6/7 de diciembre permitió aclarar la posición de las instituciones europeas sobre la asignación gratuita del sector y abre puerta a una inclusión de vuelos internacionales.

Phase-out de asignación gratuita en EU ETS



Vuelos internacionales

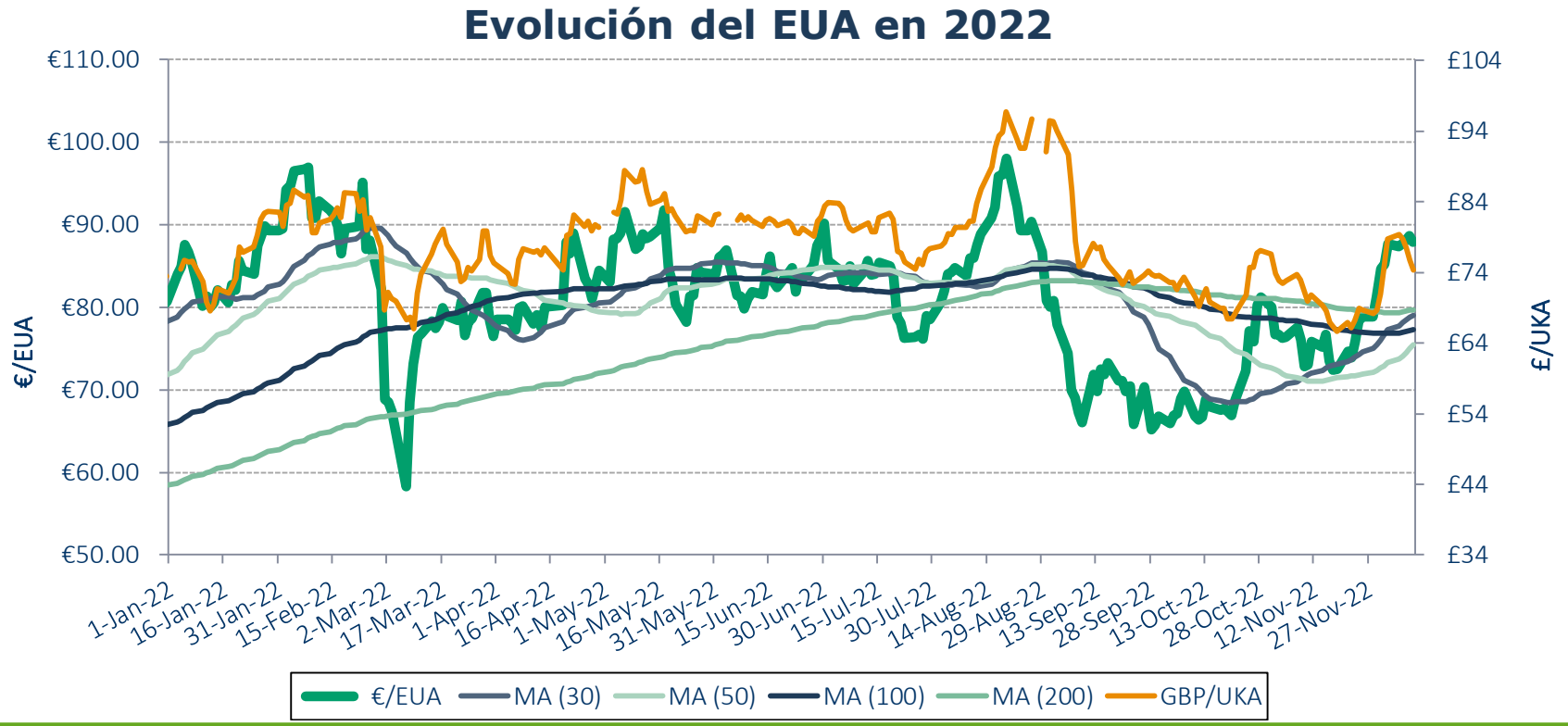
- **Afectados en EU ETS:** Vuelos dentro del EEE y desde EEE hacia suiza y UK.
- **Afectados en UK ETS / Swiss ETS**: vuelos desde Suiza o UK hacia el EEA. Vuelos entre suiza y UK (acuerdo del 8/12).
- **Vuelos internacionales**: los vuelos desde el EEE hacia fuera podrían incluirse en el EU ETS a partir del 2028 si el esquema CORSIA no permite alcanzar los objetivos de reducción de emisiones en el sector.

Fuente: https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/12/07/ets-aviation-council-and-parliament-strike-provisional-deal-to-reduce-flight-emissions/

Evolución EUA

Temperaturas, calendario político y expiración de contratos

El mes de diciembre está siendo muy alcista, con una máxima registrada en 89,54 €/t. La alta demanda energética, los avances en las negociaciones del *Fit for 55,* la expiración de las opciones y futuros de DEC22 y la interrupción de subastas son los principales factores alcistas. Media diciembre: 87,50 €/t

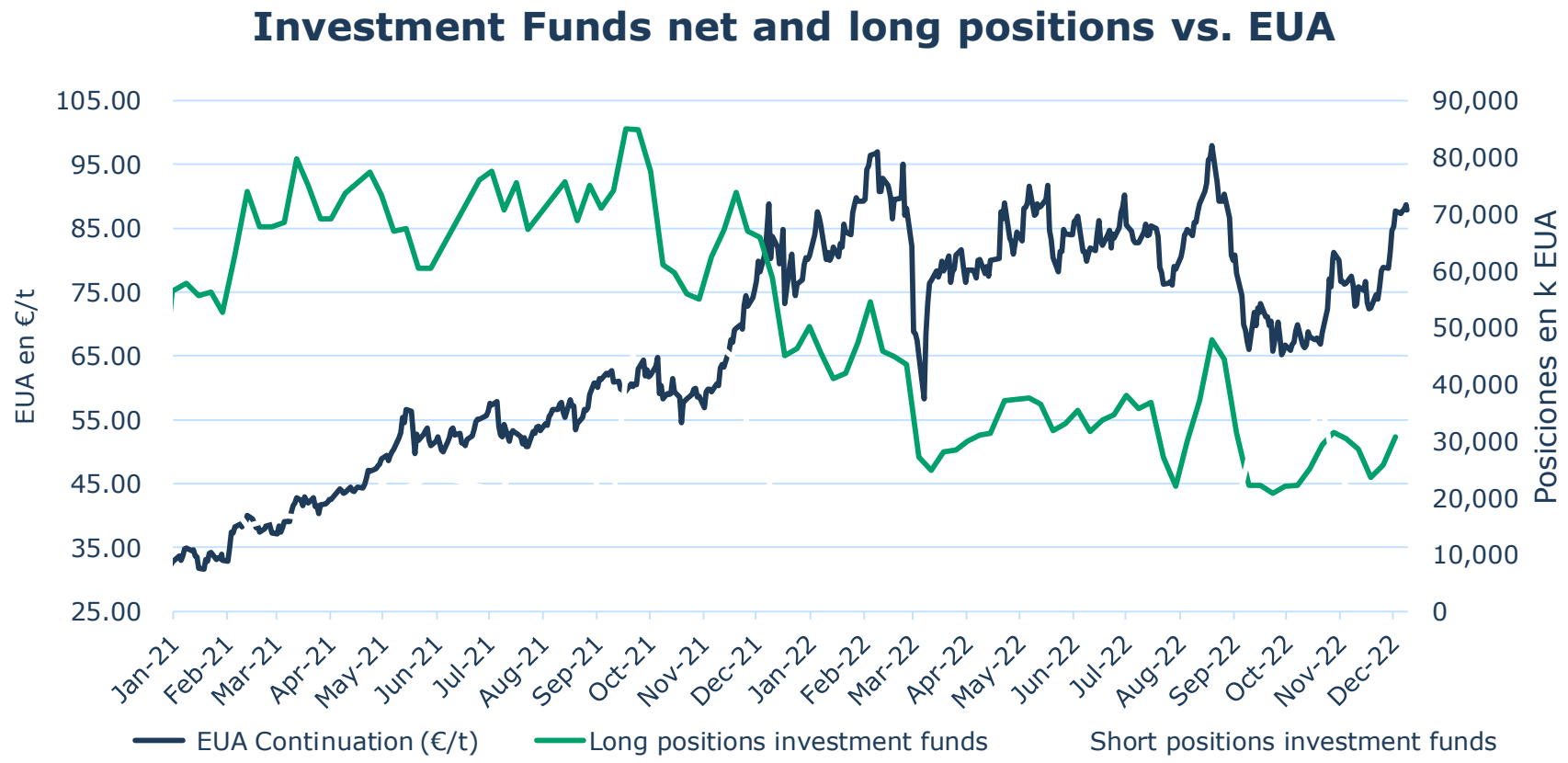


Fuente: Refinitiv

Especulación

Evolución EUA

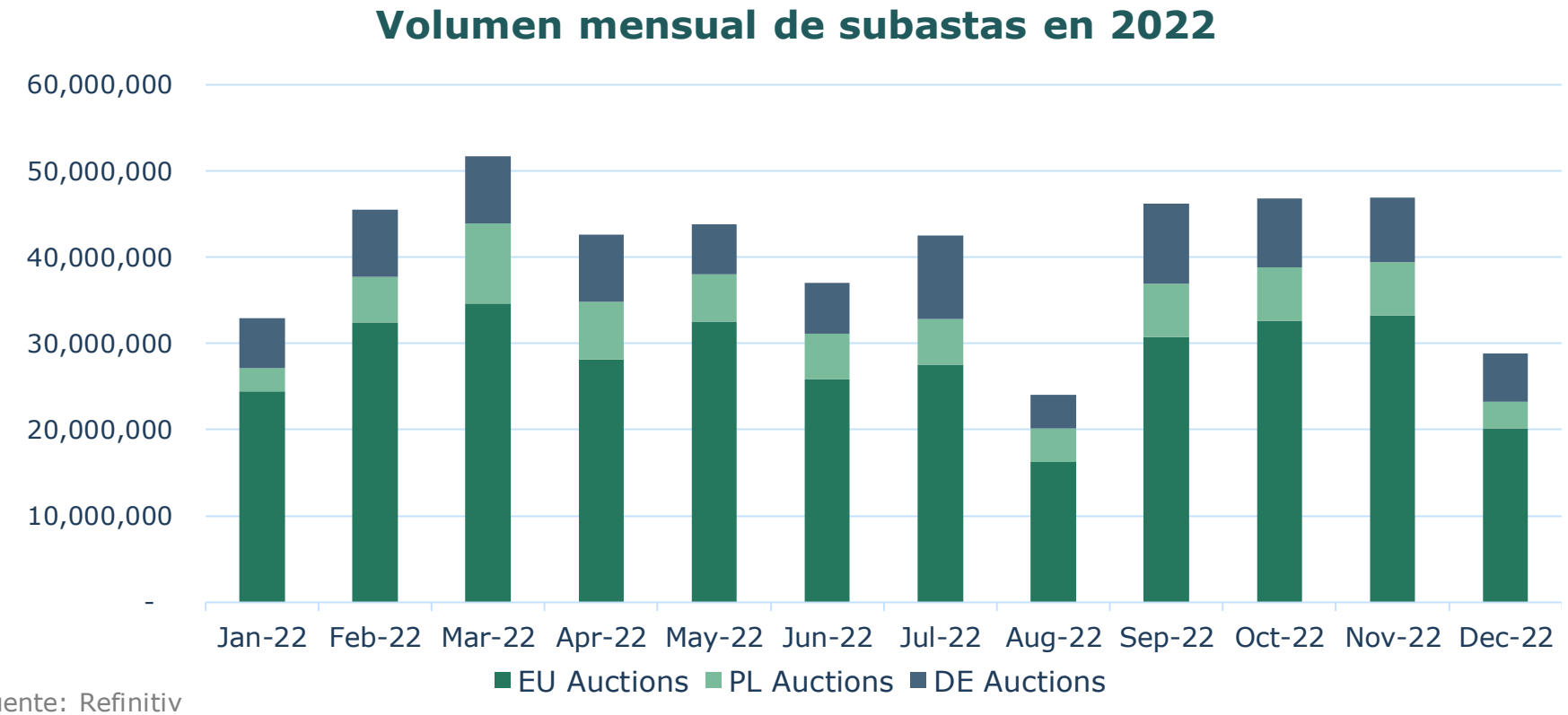
Los especuladores volvieron a una posición claramente compradora a principios de diciembre, después de un par de meses en niveles similares a las posiciones de ventas.



Fuente: THE ICE

Subastas

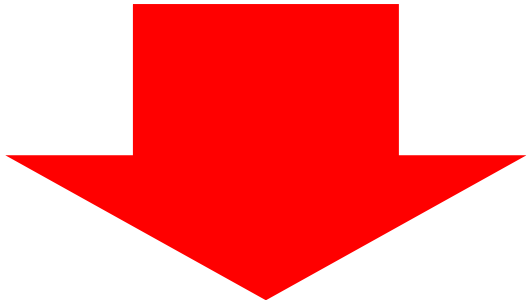
La última subasta del año se celebrará el lunes 19 de diciembre. Las subastas volverán a funcionar el lunes 9 de enero, siendo diciembre el segundo mes con menos subastas, después de agosto.



Fuente: Refinitiv

Determinantes de precio

El EUA volvió a cotizar en los entornos de la media del año, sin embargo, continúan las señales mixtas en el mercado. La evolución del EUA espera una dirección clara por parte de los legisladores.



Industria

- Destrucción de demanda industrial por altos precios del gas (entre 15 y 20 M de EUAs)
- Incertidumbre regulatoria
- Inestabilidad macroeconómica (inflación, subida de tipos)

***Utilities* y aviación**

- Baja producción nuclear e hidroeléctrica
- Aumento de la generación a carbón (entre +5% y +10%)
- Interrupción de subastas
- Vuelta a niveles anteriores al COVID-19 en aviación

Fuentes: elaboración propia

Previsiones de precio

Previsiones a medio y largo plazo

Los analistas han actualizado sus previsiones a la baja. Recorte de un 15% (70,85 €/t) para 2022 y un 17,3% (76,90 €/t) para 2023. Los principales factores bajistas a los que hacen referencia son la crisis energética, el REPowerEU y un entorno macro negativo. Sin embargo, actualizaron al alza sus previsiones para 2025-2030.

Price Forecast (11/11/2022)

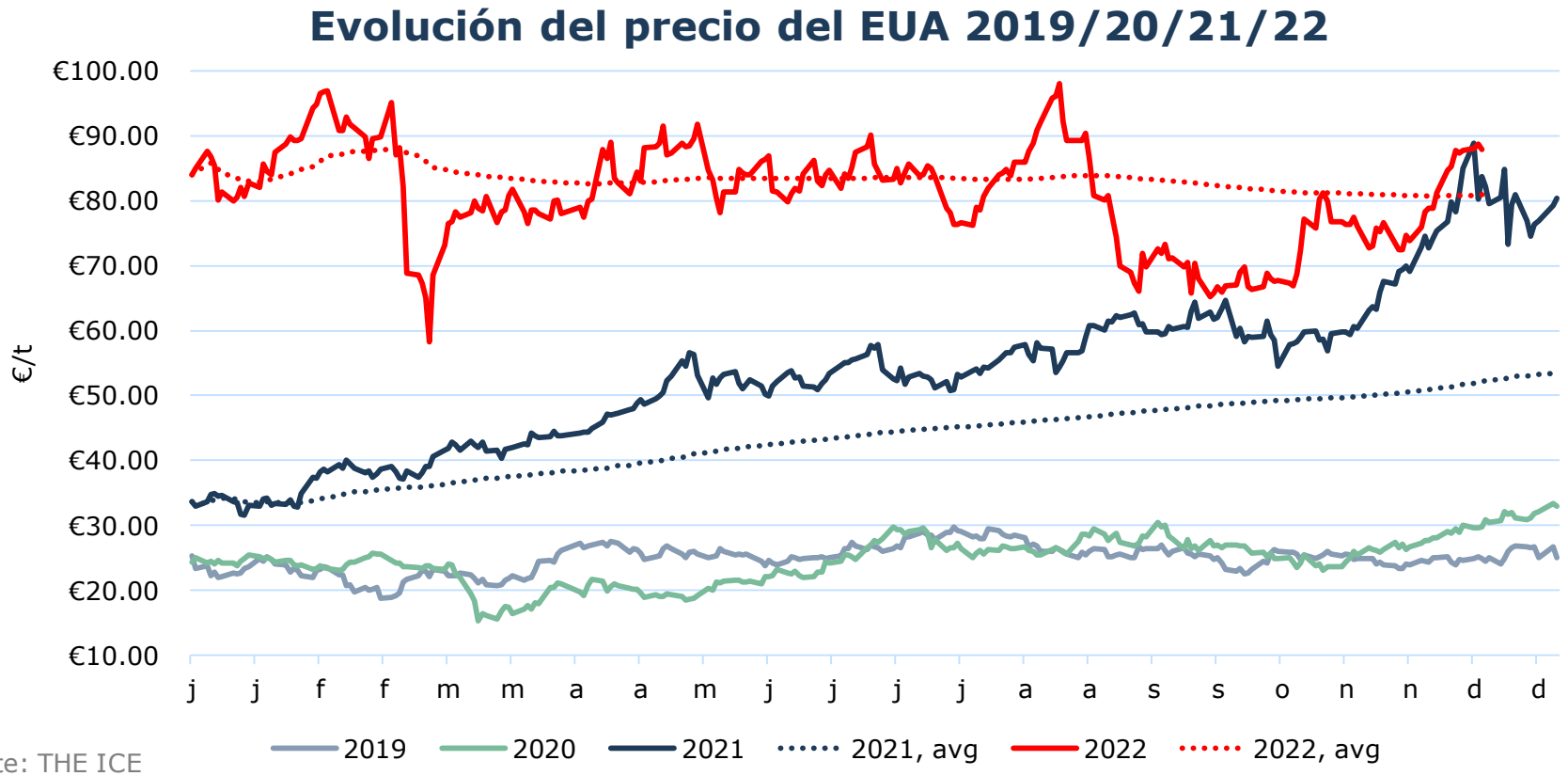
Analyst	Q4 2022	H1 2023	2023	2024	2025	2026	2030	Phase IV
BloombergNEF	N/A	N/A	79,00 €	106,00 €	106,00 €	119,00 €	147,00 €	107,00 €
Brannvoll ApS	70,00 €	75,00 €	82,00 €	90,00 €	100,00 €	120,00 €	150,00 €	120,00 €
Commerzbank	85,00 €	85,00 €	88,75 €	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
DWS*	78,00 €	N/A	86,00 €	N/A	105,00 €	N/A	130,00 €	N/A
Energy Aspects	70,00 €	71,00 €	75,00 €	93,00 €	100,00 €	111,00 €	165,00 €	112,00 €
Lawson Steele	70,00 €	106,00 €	131,00 €	150,00 €	168,00 €	177,00 €	200,00 €	154,00 €
Macquarie	65,00 €	65,00 €	65,00 €	70,00 €	80,00 €	110,00 €	133,00 €	96,35 €
Morgan Stanley*	62,00 €	N/A	84,00 €	104,00 €	130,00 €	141,00 €	140,00 €	116,77 €
Refinitiv	72,00 €	70,00 €	70,00 €	72,00 €	76,00 €	84,00 €	127,00 €	88,00 €
S&P Global	73,00 €	N/A	78,00 €	92,00 €	100,00 €	N/A	124,00 €	98,00 €
Volue Insight	64,00 €	60,00 €	60,00 €	60,00 €	N/A	N/A	N/A	N/A
Average (11 analysts)	70,85 €	70,35 €	76,90 €	89,55 €	103,00 €	120,20 €	139,50 €	108,35 €
High - Low Range	23,00 €	46,00 €	71,00 €	90,00 €	92,00 €	93,00 €	76,00 €	66,00 €
Last poll (10 analysts)	83,60 €	N/A	93,00 €	93,95 €	100,65 €	111,50 €	122,29 €	103,65 €
Evolution / last poll	-15,3%	N/A	-17,3%	-4,7%	2,3%	7,8%	14,1%	4,5%

(*) These analysts submitted end-of-year forecasts instead of average.

Alternativas para la compra spot

Compras al contado

Las compras *spot* pueden realizarse bien siguiendo el mercado, bien buscando la oportunidad, bien combinando ambas ideas. Media H2 2022: 77,37 €/t.



2019:
- Medio: 24,92 €/t
- Último: 24,64 €/t

2020:
- Medio: 24,83 €/t
- Último: 32,72 €/t

2021:
- Medio: 53,70 €/t
- Último: 80,65 €/t

2022:
- Medio: 80,91 €/t
- Último: 87,84 €/t

Fuente: THE ICE

IX. Aspectos legales

IX. Aspectos legales

To: State Aid Registry
European Commission
Directorate-General Competition
State Aid Registry
B-1049 Brussels
e-mail: stateaidgreffe@ec.europa.eu

From:
Asociación Española de Cogeneración (ACOGEN)
Spanish CHP Association (ACOGEN)
Av. de Baviera, 15, 28028 Madrid, Spain
[illegible]iguez@acogen.es
www.acogen.es

and

Asociación Española para la Promoción de la Cogeneración (COGEN España)
Spanish Association for CHP Promotion (COGEN Spain)
Calle de Aragón, 383 4 pl., 08037 Barcelona, Spain
[illegible]arc[illegible]@cogenspain.org
www.cogenspain.org

and

Asociación Empresarial para el Desimpacto Ambiental de los Purines (ADAP)
Business Association for Slurry Environmental Disimpact
Calle de Aragón, 383 4 pl., 08037 Barcelona, Spain
adap@adap.org.es
www.adap.org.es

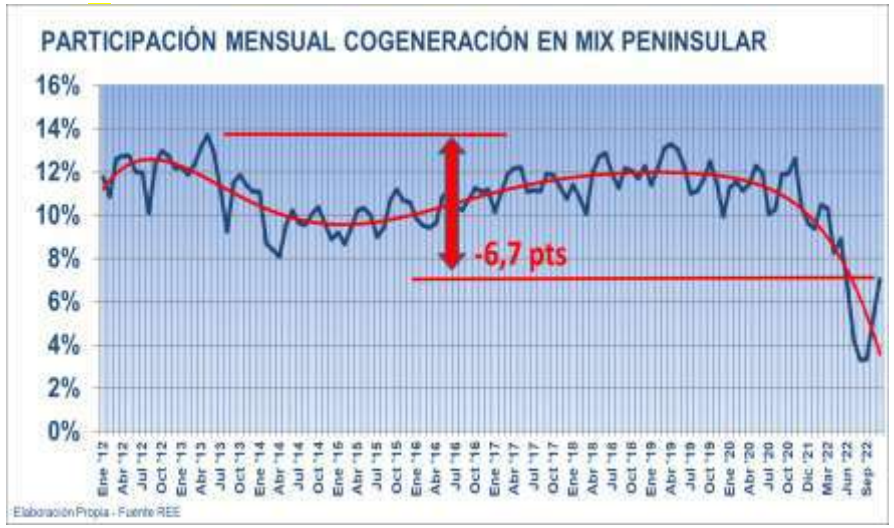
Madrid, [***] of November 2022

Subject: Update Report "Impact on Regulated combined heat and power (CHP) plants of the Decision authorizing the State Aid SA. 102454 (2022/N) - Spain on the production cost adjustment mechanism for the reduction of the electricity wholesale price in the Iberian market".

Pendiente de la estrategia jurídica

X. Informe de evolución de la cogeneración

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución producción cogeneración peninsular REE

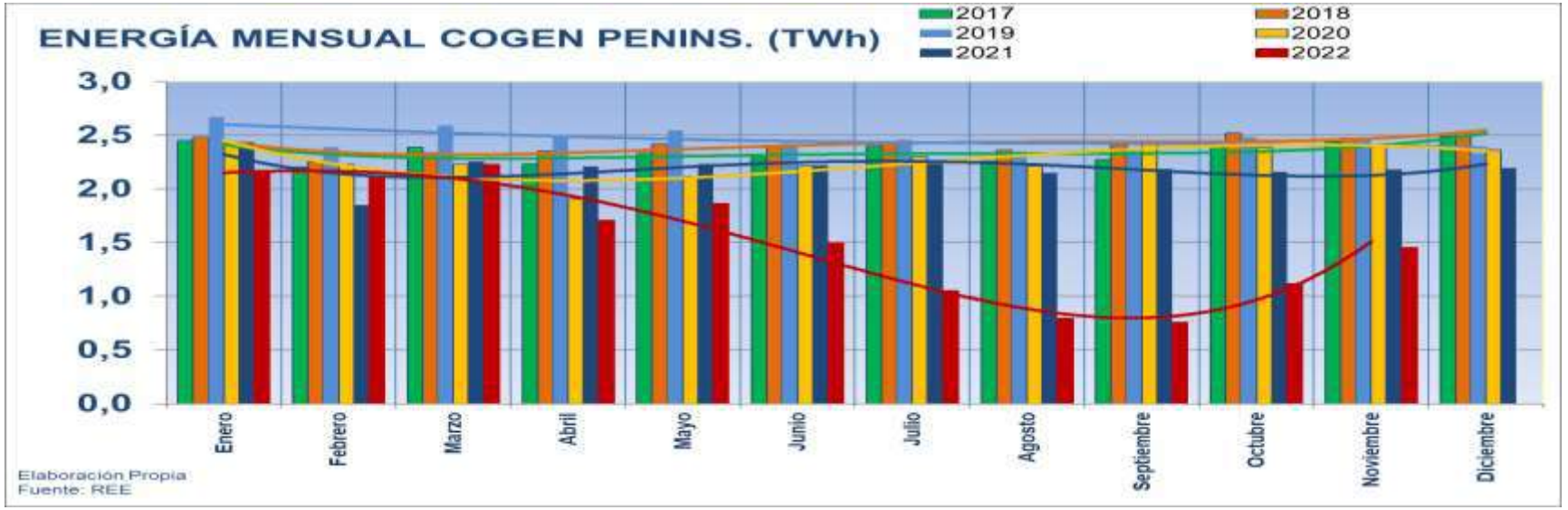


Actualizado Nov '22 (REE cierre Nov '22)

Nov ‘22 vs. máximos

-50,2%	Energía mensual 1,45 vs. 2,91 TWh (ene 2013)
-6,7pts	Participación mensual en mix 7,0 vs. 13,7% (May 2013)
-5,0pts	Participación anual en mix 7,1 vs. 12,1% (2012)

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución producción Cogeneración REE (II)



Actualizado Nov '22
(REE cierre Nov '22)

Mensual Nov ‘22 vs. Nov ‘21

-33,5% Energía
1,45 vs. 2,18 TWh
=> -0,73 TWh

-6,7 pts Participación en mix
7,0% vs. 13,7%

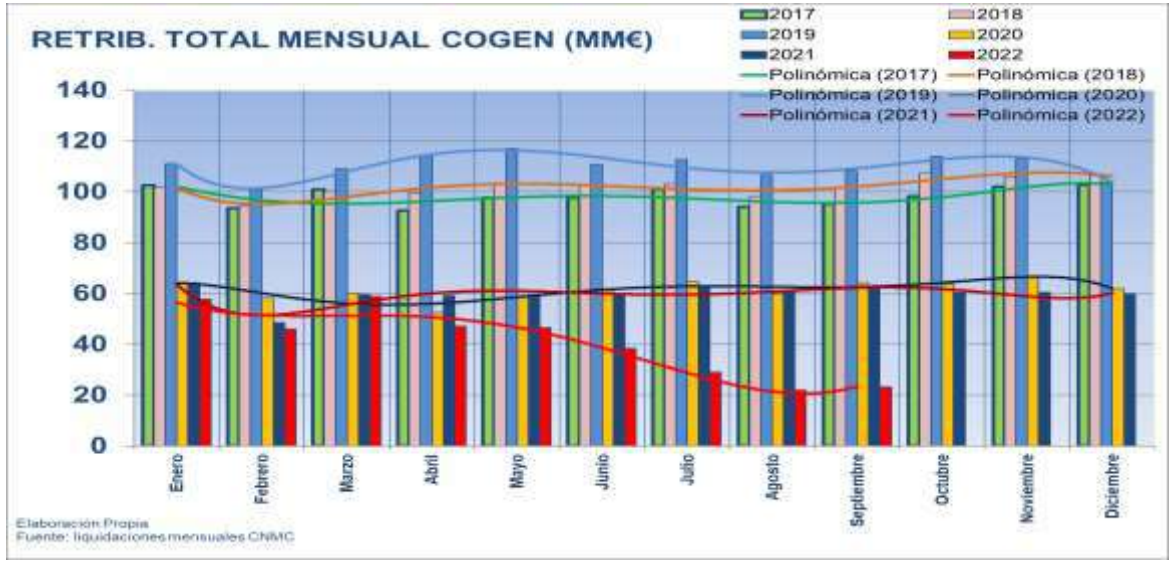
Anual ‘22 (móvil) vs. ‘12

-42,0% Energía
18,81 vs. 32,42 TWh

-5,0 pts Participación en mix
7,1% vs. 12,1%

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución liquidación cogeneración CNMC

Datos de liquidación 09/22



Comparación año móvil 2022 vs. 2021

-24,0% Energía vendida sep '22 vs. sep '21 (16,93 TWh vs. 22,23 TWh)

-4,9% Retribución Ri anual sep '22 vs. sep '21 (41,80 M€ vs. 43,94 M€)

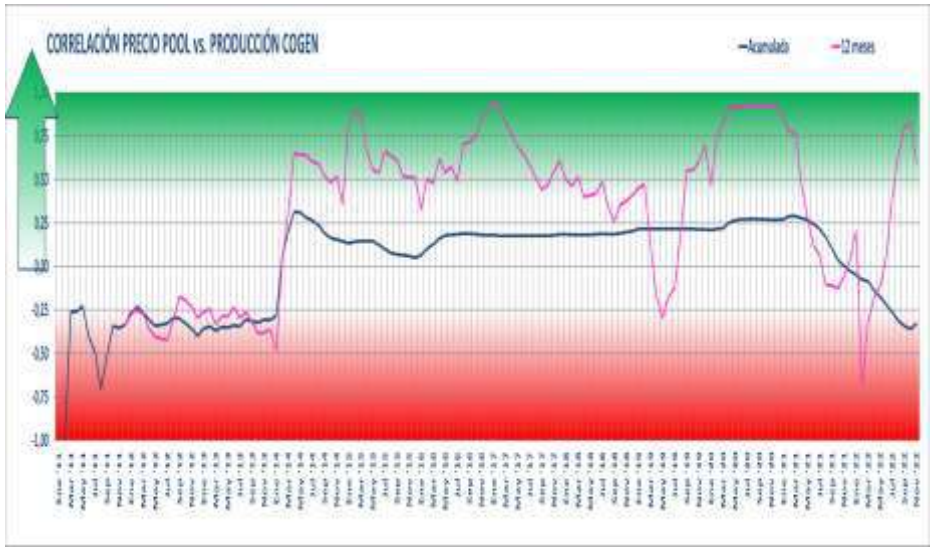
-25,7% Retribución Ro anual sep '22 vs. sep '21 (507,59 M€ vs. 682,75 M€)

-24,4% Retribución Total anual sep '22 vs. sep '21 (549,39 M€ vs. 726,68 M€)

(*) Año móvil

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución liquidación Cogeneración CNMC (II)

Datos de liquidación 09/22



Actualizado sep '22 (CNMC Cuadros sep '22 y liquid. 09/22)

2022 (año móvil) vs. 2013

-39,3%	Energía vendida (**19,69** TWh vs. 26,36(1) TWh)
-51,6%	Potencia primada (**2,08** GW vs. 4,31(1) GW)
24,7%	Potencia NO OPERATIVA (**1,363 de 5,524** MW)
40,7%	Instalaciones NO OPERATIVAS (**387 de 951**)

(1) Máximo año móvil may 2013

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución del parque de Cogeneración

TODAS LAS PLANTAS	POTENCIA INSTALADA (MW)											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	DIF '22-'21	DIF '22-'13
REGISTRADA	5.979	6.089	6.102	5.997	5.757	5.640	5.651	5.612	5.554	5.524	-30	-455
NO OPERA ÚLTIMOS 12 MESES (TIPO I)	182	91	582	140	24	56	23	32	236	147	-89	-35
NO OPERA ÚLTIMOS 24 MESES (TIPO II)	30	1.172	86	429	27	17	41	26	10	126	116	96
NO OPERA ÚLTIMOS 36 MESES (TIPO III)	259	n/d	1.034	969	1.214	1.076	1.115	1.107	1.046	1.090	44	831
NO OPERA EN CONTÍNUO	471	1.263	1.702	1.538	1.264	1.150	1.180	1.165	1.292	1.363	71	892
OPERANDO EN CONTÍNUO	5.508	4.826	4.400	4.459	4.493	4.490	4.471	4.447	4.262	4.161	-101	-1.347
% no opera de forma contínua	7,9%	20,7%	27,9%	25,6%	22,0%	20,4%	20,9%	20,8%	23,3%	24,7%		
% no operativo últimos +12 meses	3,0%	1,5%	9,5%	2,3%	0,4%	1,0%	0,4%	0,6%	4,3%	2,7%		
% no operativo últimos +24 meses	0,5%	19,2%	1,4%	7,1%	0,5%	0,3%	0,7%	0,5%	0,2%	2,3%		
% no operativo últimos 36 meses	4,3%	n/d	16,9%	16,2%	21,1%	19,1%	19,7%	19,7%	18,8%	19,7%		

Nota.- Ficheros CNMC detalle sólo disponibles desde Ago'13. Datos cierre 2014 para Tipo I no disponibles y para Tipo II incompletos.
Nota.- En el cierre de 2014 los datos del Tipo II incluyen también los del Tipo I (según nota anterior)

TODAS LAS PLANTAS	NÚMERO DE INSTALACIONES											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	DIF '22-'21	DIF '22-'13
REGISTRADA	996	1.060	1.064	1.056	1.023	1.011	1.005	983	960	951	-9	-45
NO OPERA ÚLTIMOS 12 MESES (TIPO I)	24	27	117	24	12	15	14	19	20	20	0	-4
NO OPERA ÚLTIMOS 24 MESES (TIPO II)	8	280	26	100	17	8	11	15	9	11	2	3
NO OPERA ÚLTIMOS 36 MESES (TIPO III)	76	n/d	266	278	339	342	344	346	336	356	20	280
NO OPERA EN CONTÍNUO	108	307	409	402	368	365	369	380	365	387	22	279
OPERANDO EN CONTÍNUO	888	753	655	654	655	646	636	603	595	564	-31	-324
% no opera de forma contínua	10,8%	29,0%	38,4%	38,1%	36,0%	36,1%	36,7%	38,7%	38,0%	40,7%		
% no operativo últimos +12 meses	2,4%	2,5%	11,0%	2,3%	1,2%	1,5%	1,4%	1,9%	2,1%	2,1%		
% no operativo últimos +24 meses	0,8%	26,4%	2,4%	9,5%	1,7%	0,8%	1,1%	1,5%	0,9%	1,2%		
% no operativo últimos 36 meses	7,6%	n/d	25,0%	26,3%	33,1%	33,8%	34,2%	35,2%	35,0%	37,4%		

Actualizado sep '22 (CNMC Cuadros sep '22)

2022 vs. 2021

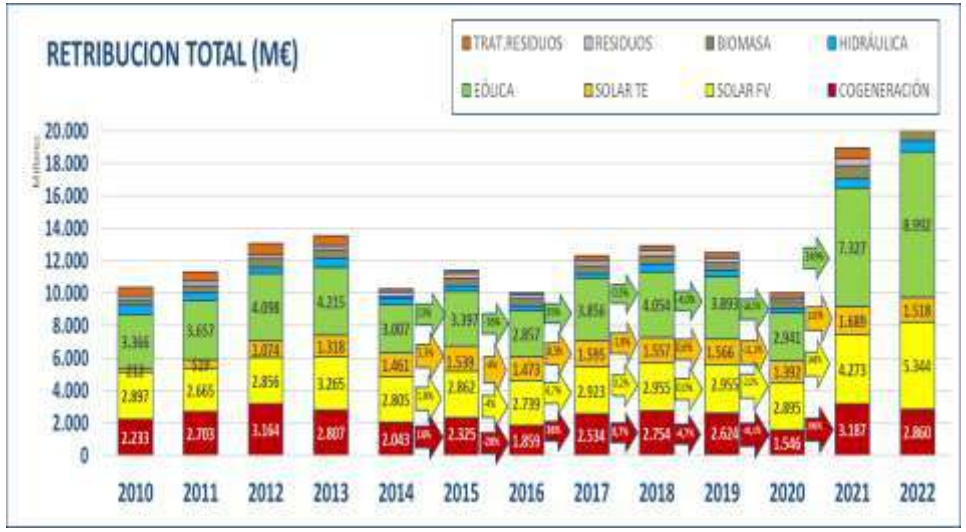
30 MW — Potencia dada de baja en registro en 2022

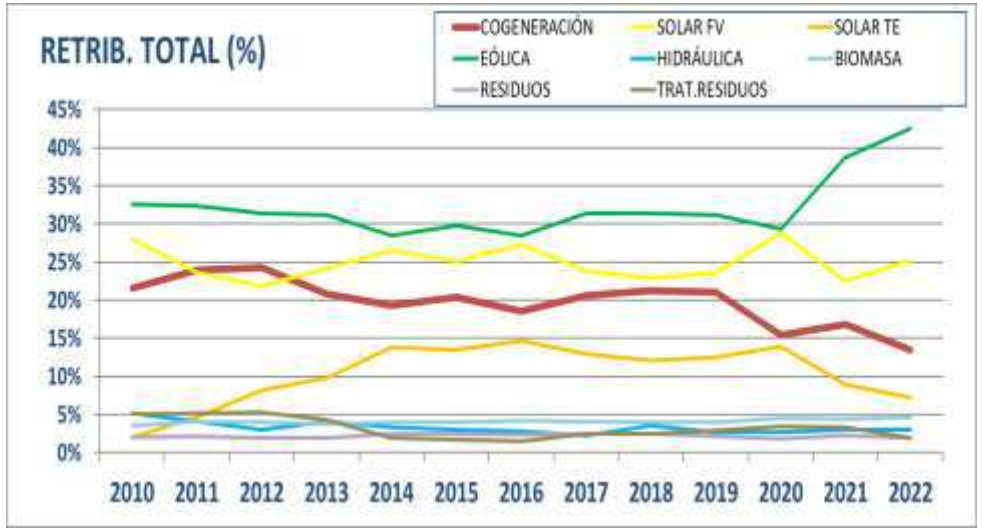
71 MW — Potencia adicional que no opera en continuo en 2022

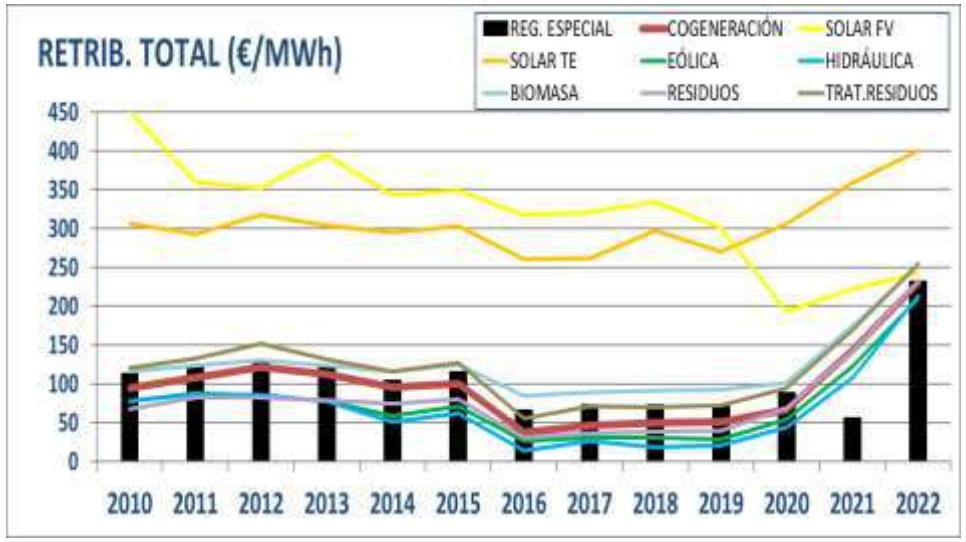
1,363 MW — Potencia que no opera en continuo (24,7%)

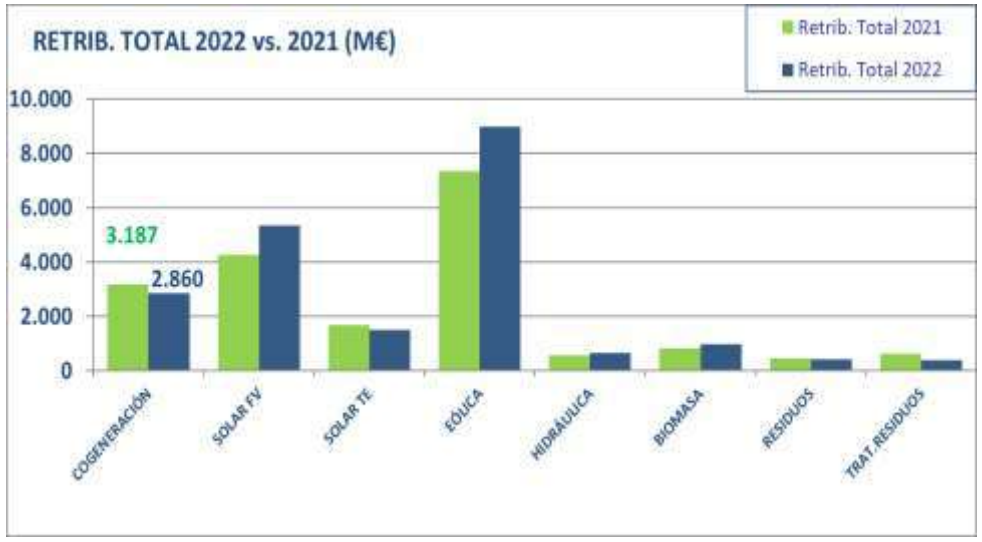
387 — Instalaciones que no operan en continuo (40,7%)

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución de la retribución total cogeneración





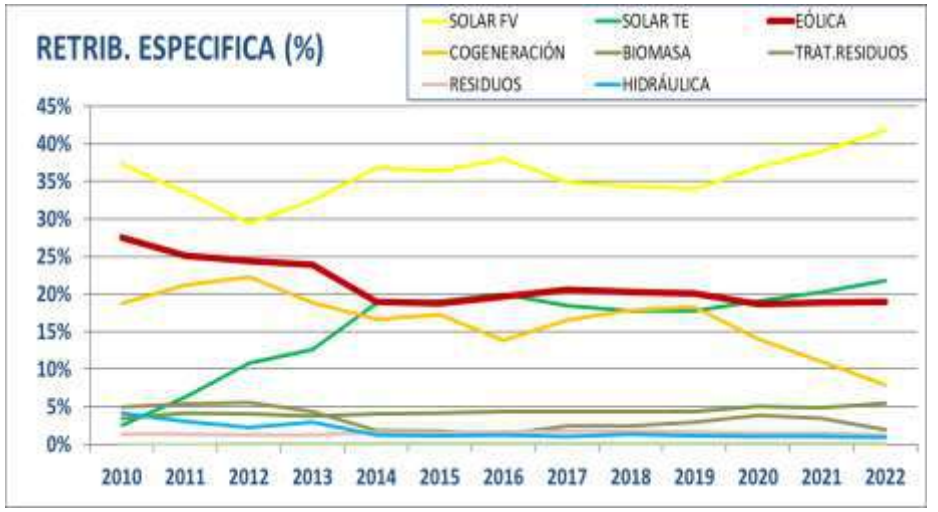


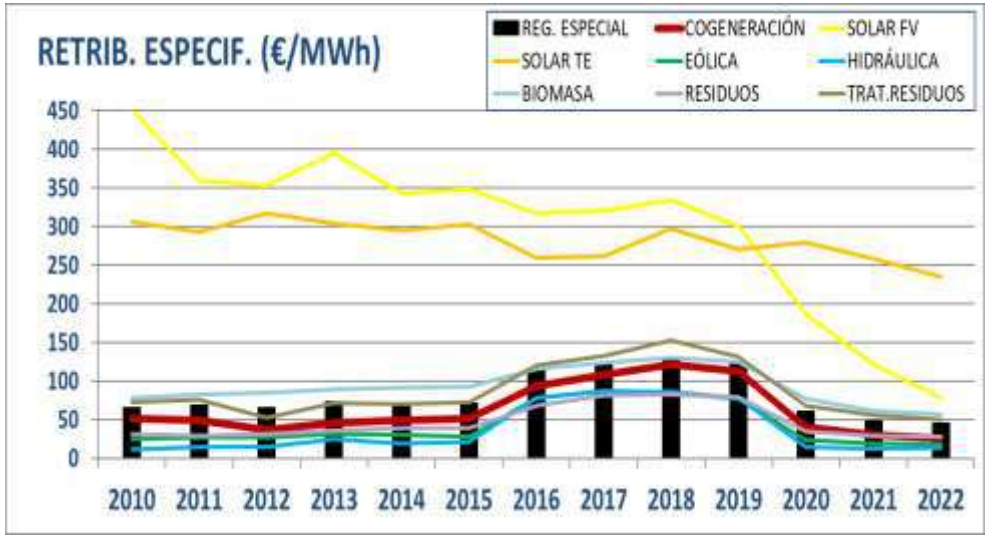


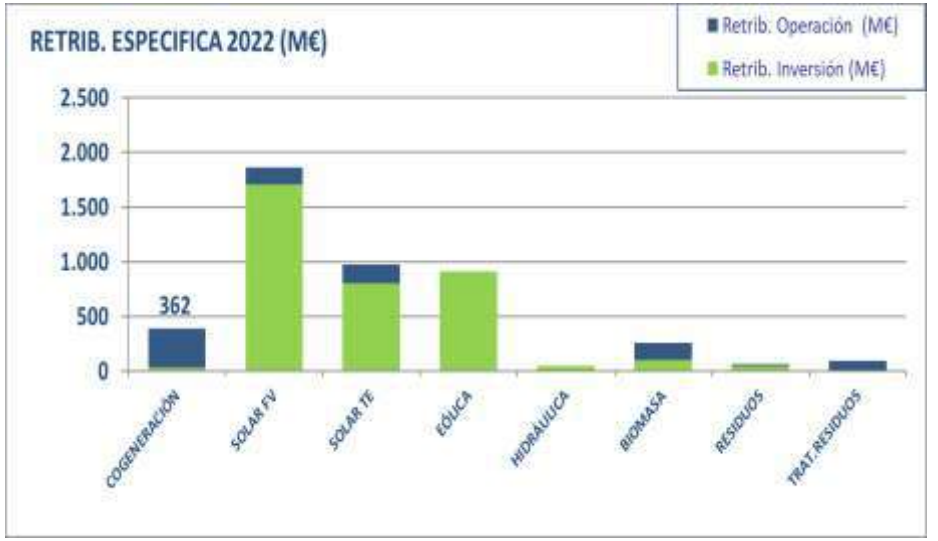
Actualizado sep '22 (CNMC Cuadros sep '22)

Nota.- 2022 incluye datos hasta septiembre

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución de la retribución específica cogeneración



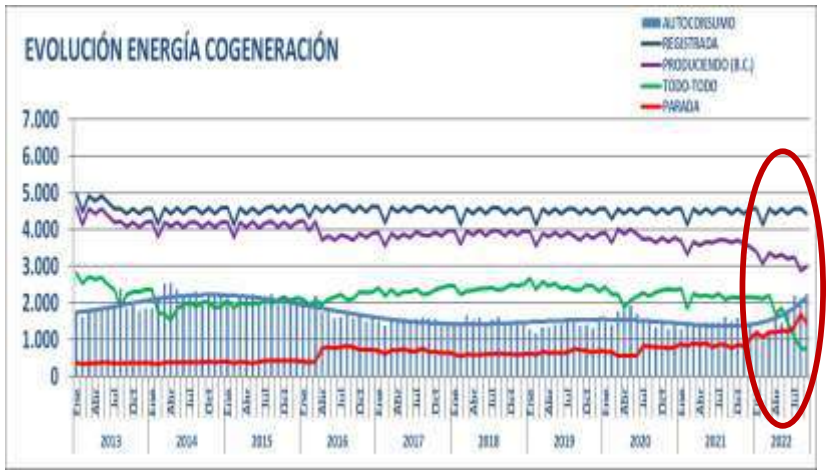


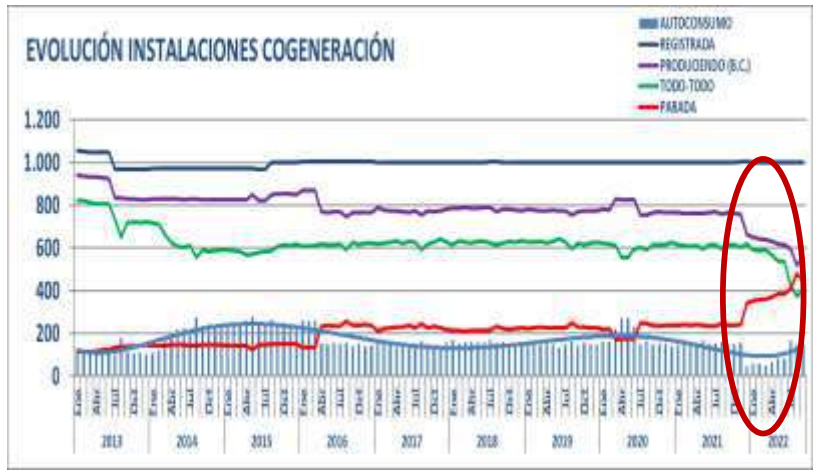


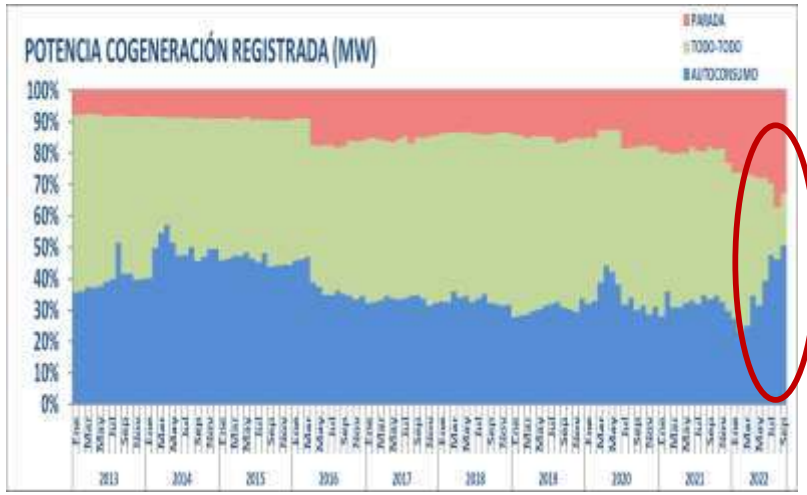
Actualizado sep '22 (CNMC Cuadros sep '22)

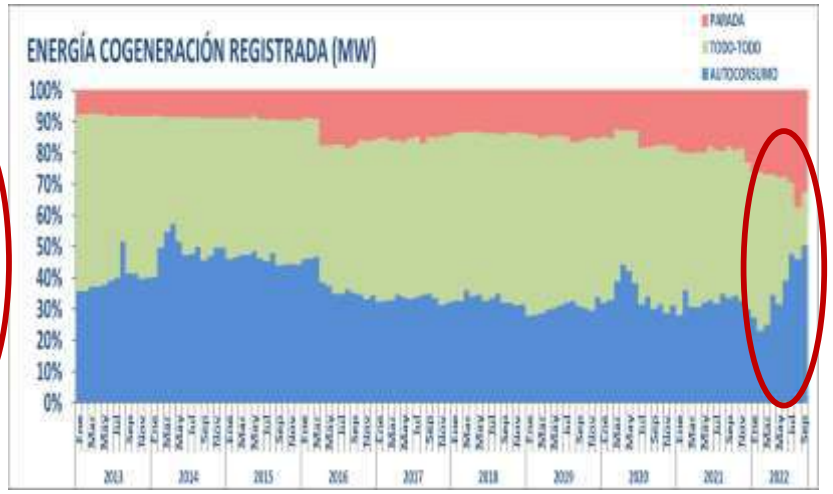
Nota.- 2022 incluye datos hasta septiembre

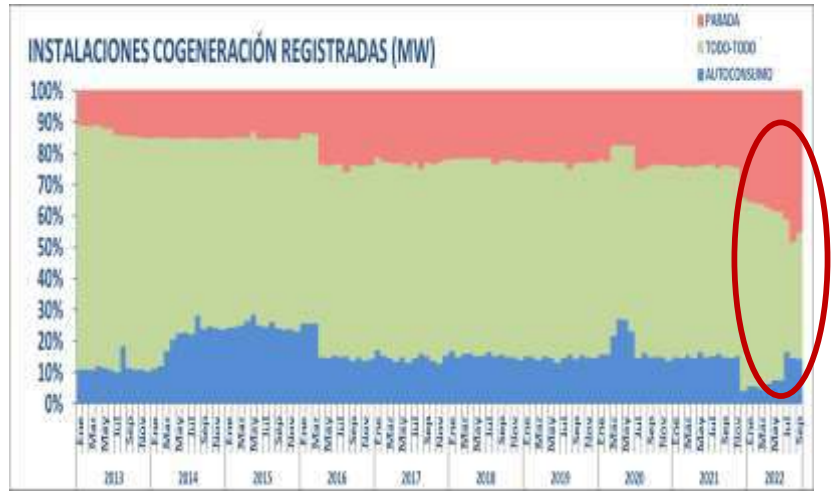
X. Informe de evolución de la cogeneración
Autoconsumo Cogeneración











Reducción de la potencia / instalaciones paradas en el mes y aumento de potencia / energía en autoconsumo (pero no # de plantas)

X. Informe de evolución de la cogeneración
Autoconsumo Cogeneración (II)

Nota.- Plantas paradas son las que al menos no han operado en los últimos 12 meses

Actualizado sep '22 (CNMC Cuadros sep '22)

AC/Registro (mes y año ant.)

	mes	año	valor
Pot./Ene.	+4,6%	+17,1%	50,8%
Inst.	+3,6%	+33,2%	76,1%
AC/TT	+54%	+34,3%	

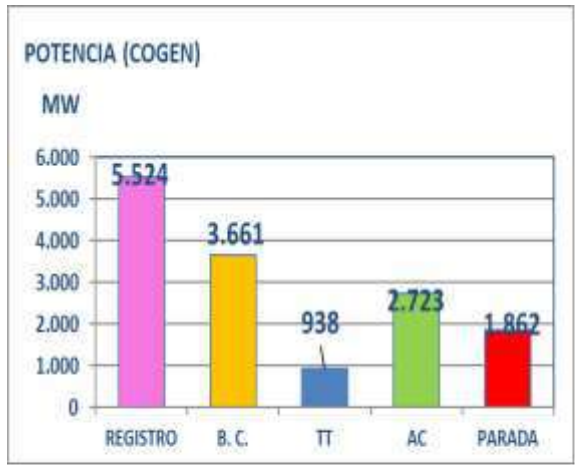
Parado/Registro (mes y año ant.)

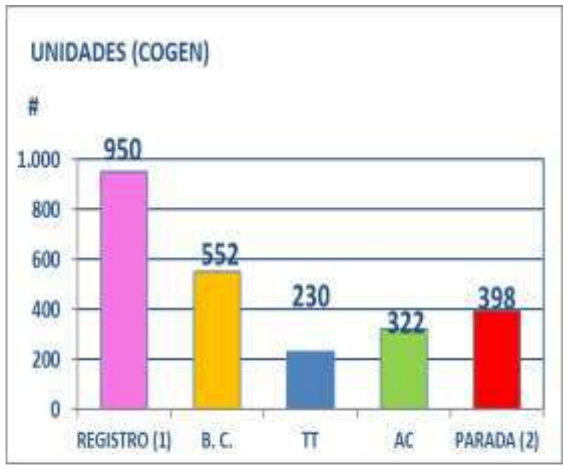
	mes	año	valor
Pot./Ene.	-4,5%	+14,9%	32,5%
Inst.	-3,1%	+21,4%	45,0%
AC/TT	+40,2%	+35,7%	

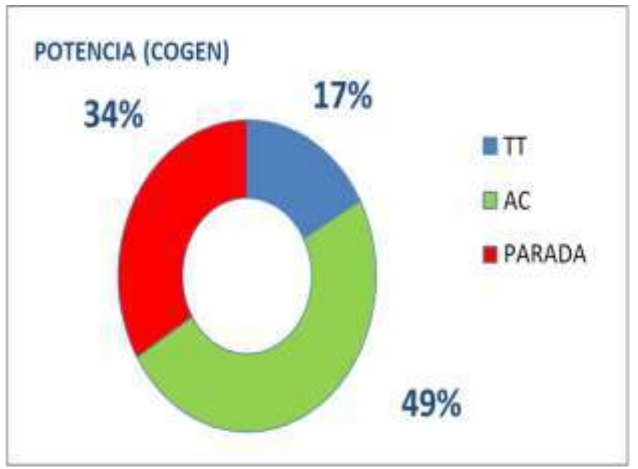
En sept el AC aumenta hasta 50,8% en potencia, 75,3% en inst y 304% la ratio AC/TT
La potencia parada e instalaciones paradas bajan mes-mes pero suben año-año

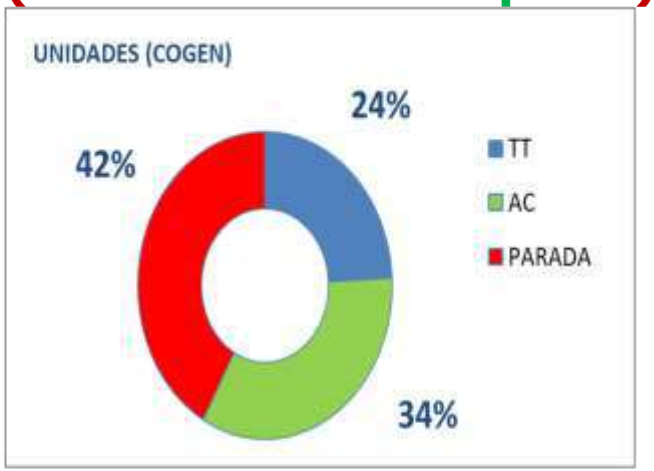
X. Informe de evolución de la cogeneración
Segmentación cogeneración

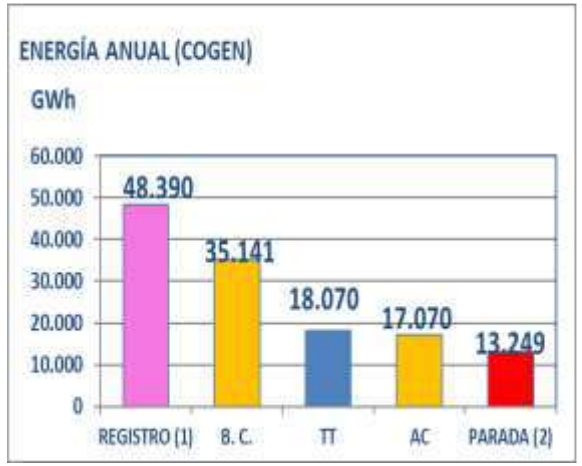
Actualizado sep '22
(CNMC Cuadros sep ’22)

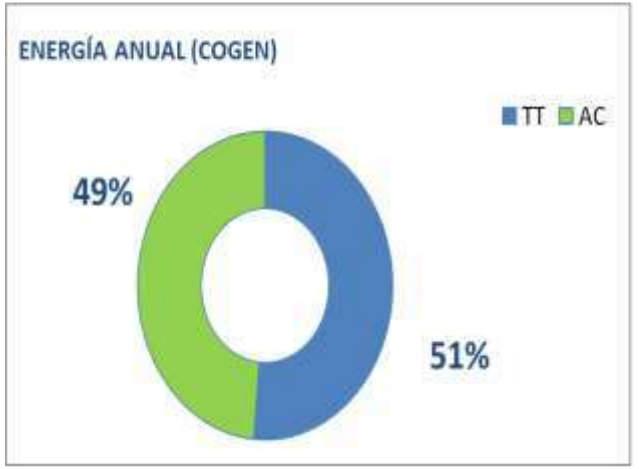


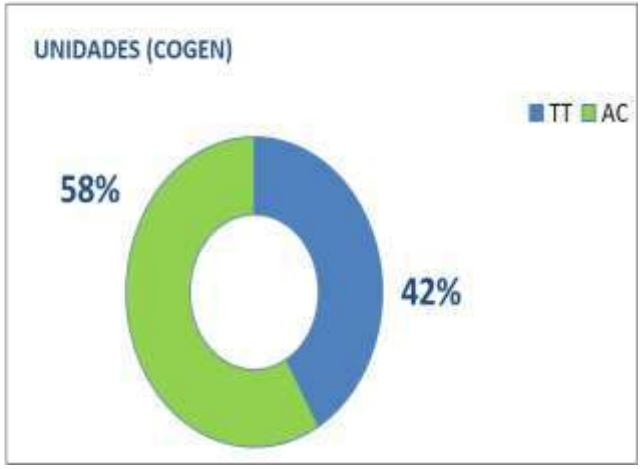










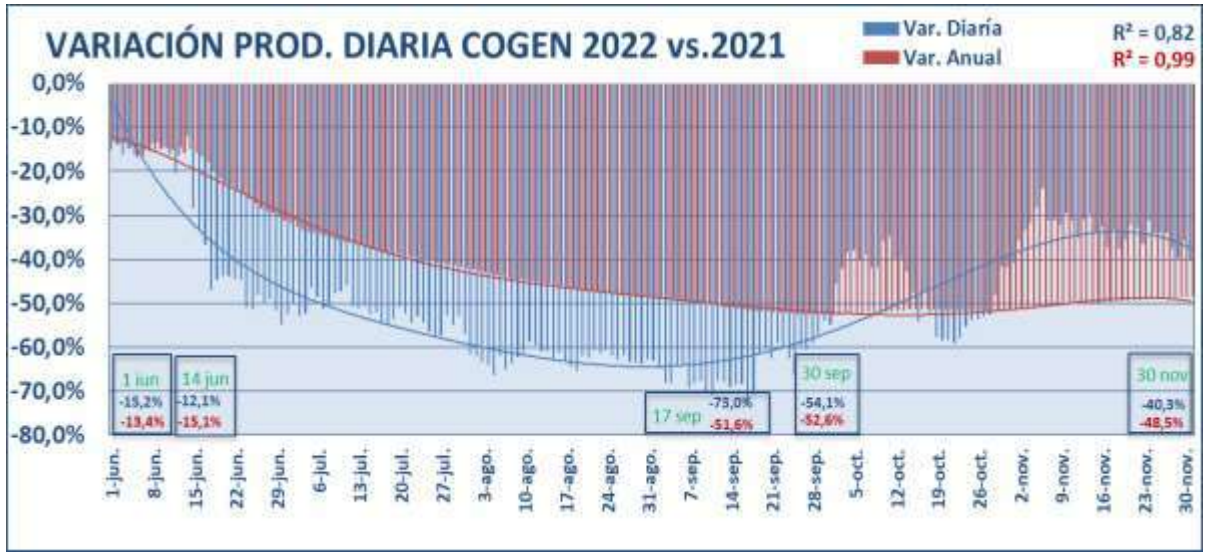


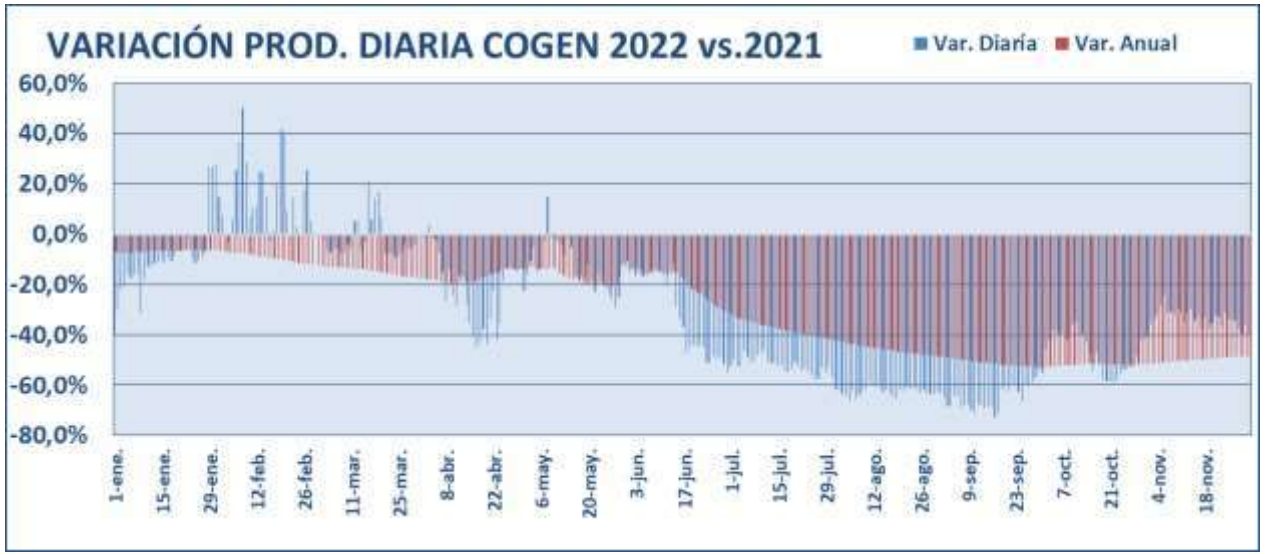
X. Informe situación Cogeneración: Evolución mensual 2022 vs. 2021

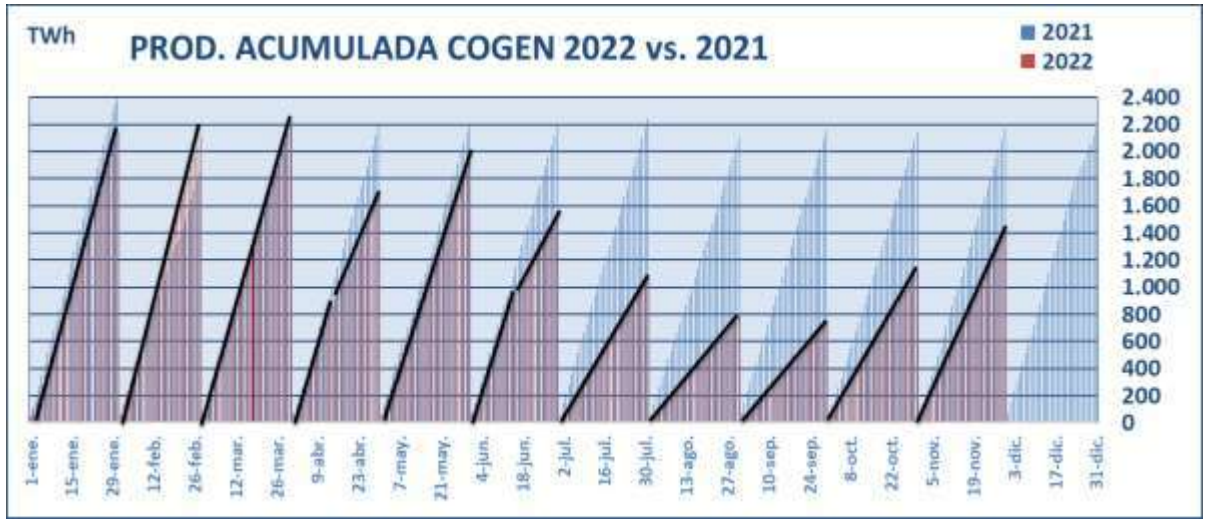
X. Informe situación Cogeneración: Evolución diaria 2022 vs. 2021

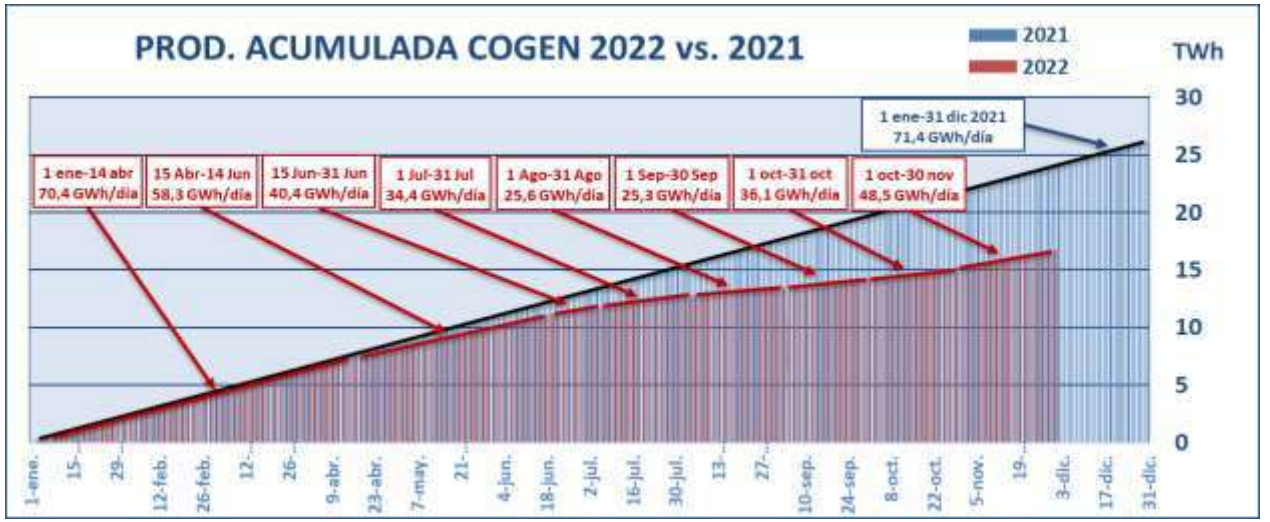
Nota.- R^2 = coeficiente de determinación de la regresión múltiple

X. Informe situación Cogeneración: Evolución diaria julio 2022 vs. 2021

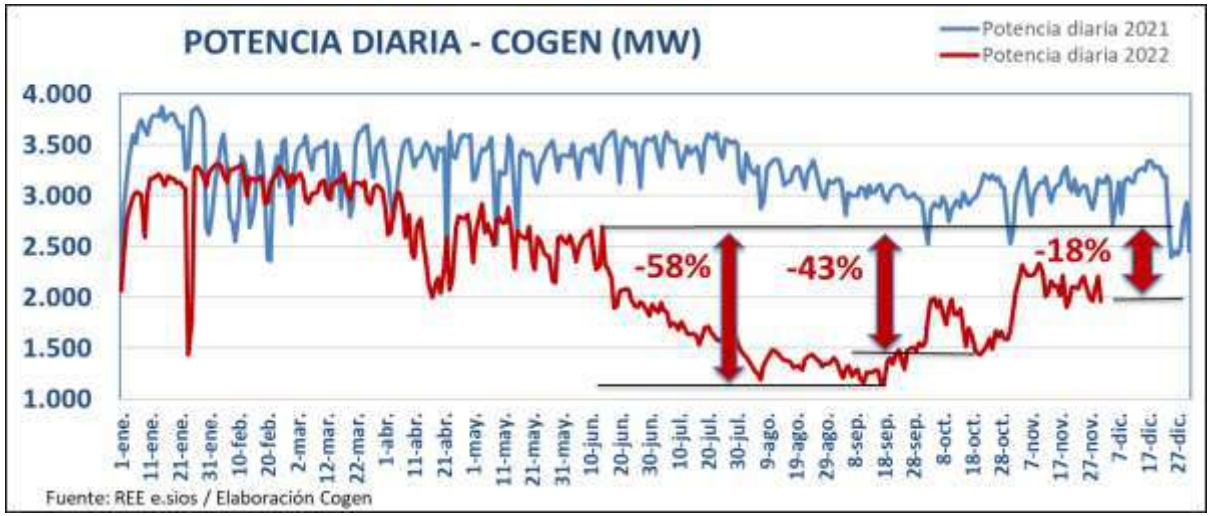


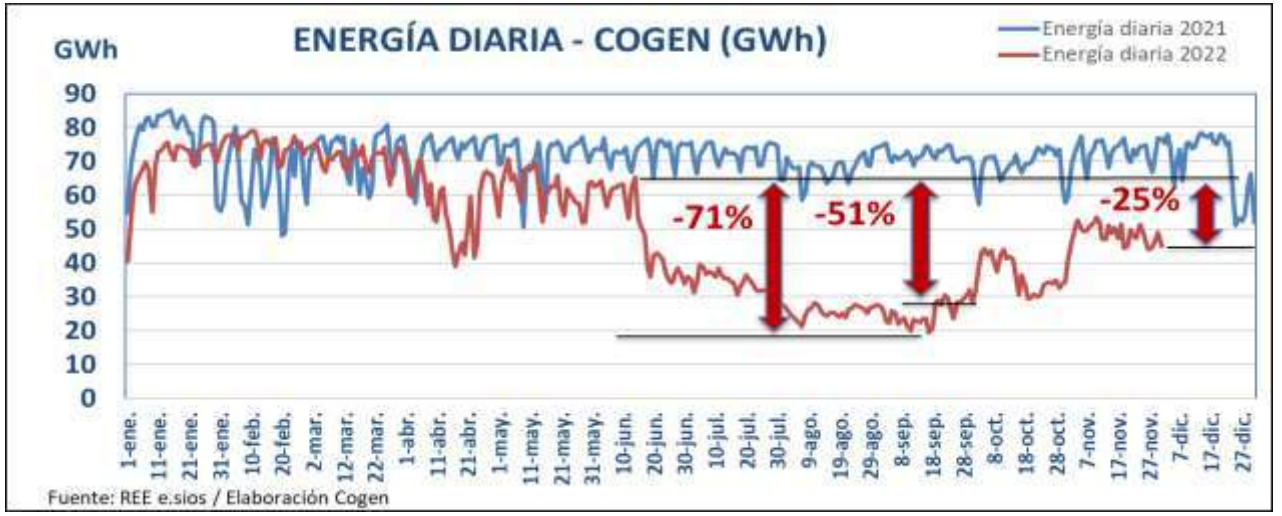


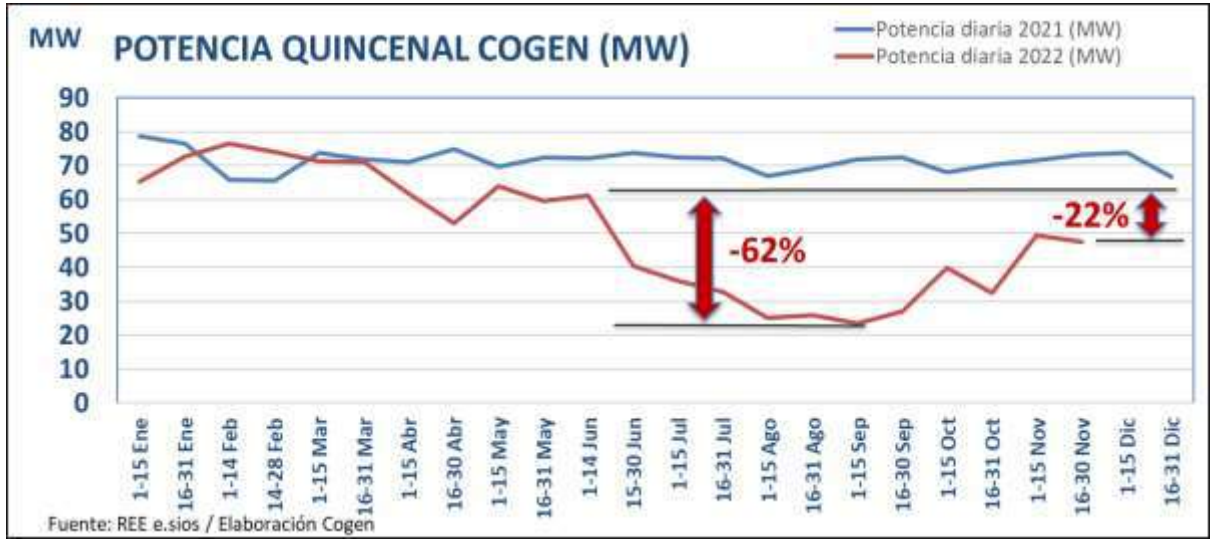


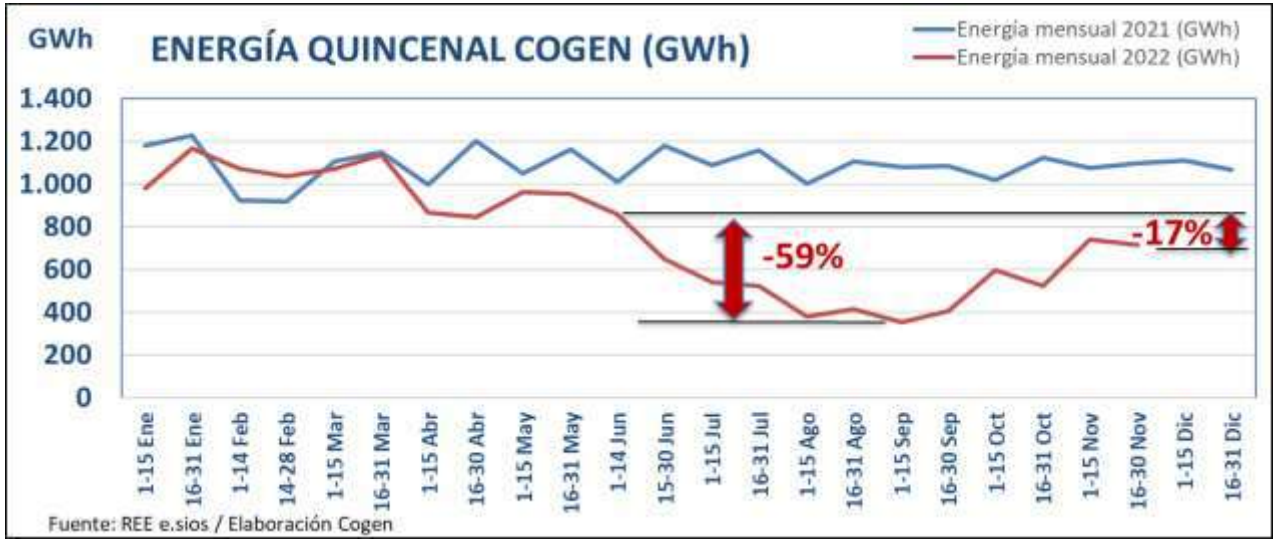


X. Informe situación Cogeneración: Evolución diaria y quincenal 2022 vs. 2021









XI. Grupos de trabajo

XI. Grupos de trabajo: REE. RESUMEN REUNIÓN 21-11-22

Agenda de la reunión:

1. Seguimiento de las estadísticas de cogeneración:
    a. Análisis del informe de estadísticas de cogeneración de REE
        i. Discrepancias entre datos REE y CNMC
        ii. Discrepancias Entre los propios datos de REE
    b. Seguimiento de nuevos informes REE (agosto-septiembre)
    c. Plantas acogidas al MAG, origen (régimen retributivo/autoconsumo) y producción
2. Procedimientos de Operación. Situación de tramitación de la propuesta de Servicio control de tensión P.O. 7.4. (Caso específico de un fabricante)
3. RD-L 18/2022: Impulso al autoconsumo colectivo industrial, solo para fotovoltaica de techo.
4. Otros temas: GT_ED y GT_EMT (agradecimiento por la invitación a los GT), redes cerradas.

XI. Grupos de trabajo: REE. RESUMEN REUNIÓN 21-11-22

Los P.O. en consulta son los siguientes (punto 2):

- P.O. 3.1 Proceso de programación
- P.O. 3.2 Restricciones técnicas
- P.O. 3.7 Aplicación de limitaciones a las entregas de producción de energía en situaciones no resolubles con la aplicación de los servicios de ajuste del sistema
- P.O. 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema
- P.O. 3.11 Sistema de reducción automática de potencia de las instalaciones de producción e instalaciones de bombeo
- P.O. 9.2 Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema
- P.O. 9.3 Intercambio de información estructural con el operador del sistema
- P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema
- P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema
- P.O. 14.8 Sujeto de liquidación de las instalaciones de producción y de las instalaciones de autoconsumo

XI. Grupos de trabajo REE: GT EMT

El GT_EMT se desarrollará en 3 reuniones de septiembre a noviembre:

- 1ª Reunión: miércoles 21 de septiembre
- 2ª Reunión: miércoles 19 de octubre. RESUMEN
- **3ª Reunión: miércoles 28 de noviembre.** RESUMEN:

  Se presentan comentarios de AEPIBAL y APPA renovables, a los que REE responde de forma general ya que debido a los tiempos de entrega no pudo analizar los comentarios profundamente.

  Se confirma una reunión adicional el **15 de diciembre, de 10.00h a 13.00h**

MOTIVACIÓN DEL GT:

El cambio de tecnologías que se conectan a la red ha creado la necesidad de que el operador del sistema tenga una comprensión más profunda de todos estos equipos que se conectan a la red y pueden afectar la seguridad y fiabilidad del sistema de eléctrico. Por esta razón, el operador del sistema tendrá la potestad de requerir, conforme a lo estipulado en el procedimiento de operación 9, los modelos de transitorios electro-magnéticos (EMT) e información más específica de las instalaciones para analizar el impacto de sus sistemas de control y sistemas de protección en la seguridad del sistema eléctrico en más detalle.

El titular de una instalación eólica, fotovoltaica, de almacenamiento, sistemas HVDC y de todas aquellas instalaciones que no utilicen generadores síncronos directamente conectados a la red deberán proporcionar, en caso de que el operador del sistema lo requiriera, un modelo para simulación dinámica de tipo electro-magnético (EMT) que represente el comportamiento dinámico de la instalación frente a perturbaciones en el sistema eléctrico.

XI. Grupos de trabajo REE: GT ED (especificaciones de detalle)

El GT_ED se desarrollará en 4 reuniones de septiembre a DICIEMBRE:

- 1ª Reunión: jueves 22 de septiembre
- 2ª Reunión: viernes 21 de octubre
- **3ª Reunión: viernes 18 de noviembre**
- 4ª Reunión: miércoles 14 de diciembre **(se decidirá si habrá una reunión extra en enero)**

MOTIVACIÓN del GT:

La CNMC insta a REE a reabrir el GT creado en 2020 para reevaluar las ED, bajo el marco del artículo 13 de la Circular 1/2021.

El alcance del GT_ED está condicionado por el propio alcance de las Especificaciones de Detalle y el marco normativo de referencia: Circular 1/2021 y RD 1183/2020.

OBJETIVOS:

- ❑ Establecer un **proceso consultivo general** y un diálogo entre el Operador del Sistema (OS), los Gestores de Redes de Distribución (GRdD) y los generadores para revisar aquellos puntos de las ED que, conforme a las **directrices marcadas por la CNMC**, puedan derivar en mejoras y aclaraciones a las actuales ED, teniendo en cuenta las necesidades de coordinación del proceso, el correcto funcionamiento de las redes y las posibilidades y expectativas tecnológicas y operativas de las instalaciones de generación.
- ❑ **Producir las propuestas de desarrollo normativo** que el OS pueda elevar a la CNMC para su valoración y publicación, conforme a lo establecido en el artículo 13 de la Circular.
- ❑ **Asegurar la supervisión de la CNMC** para el adecuado desarrollo de la normativa bajo su competencia, posibilitando la **presencia del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD)** para procurar la coherencia con aquella normativa de su competencia.

XI. Grupos de trabajo REE: GT ED (especificaciones de detalle)

TEMAS TRATADOS en 3ª Reunión: 18 de noviembre

Detalle y discusión de los distintos puntos de los ToR, todavía no tratados en reuniones anteriores:

- v.2. Discutir la conveniencia de modificar los porcentajes de referencia que figuran en las ED de distribución del 55% de demanda máxima para calcular la demanda valle y del 90% de simultaneidad, en relación con el crecimiento del autoconsumo con excedentes.
- v.3. Detallar con mayor precisión el tratamiento del almacenamiento en las ED.
- v.4. Decidir una posible introducción del concepto de "grid forming" en las ED. Valorar la opción de que dicho concepto fuera objeto de un sandbox regulatorio.

Segunda vuelta a los temas ya tratados:

- i.1. Consideración de las solicitudes de permisos admitidas y no resueltas para determinar la capacidad de acceso de las instalaciones de producción a las redes de distribución, y la publicación de la información correspondiente en la página web de los GRdD.
- ii. Valorar la incorporación de la referencia a los compensadores síncronos en las ED de distribución, de forma análoga a como figuran en las ED de transporte.
- iii. Analizar la posibilidad de especificar con mayor detalle el uso de mecanismos automático de teledisparo, de modo que su tratamiento sea homogéneo por parte de los GRdD.
- iv. Explorar la posibilidad de acotar y definir en mayor profundidad el criterio de indisponibilidad simple de la red (N1) en las ED de distribución.
- v.1. Estudiar la forma de aumentar la transparencia en la publicación de la capacidad de acceso existente por parte de los gestores de redes de transporte y distribución.

Aportación de la cogeneración al sistema (2021)

PROVISIONAL

			Aportación (M€)
Ahorro de energía primaria	Consumo de combustible (TWhpcs)	AEP (TWhpcs)	**680**
	78,12	13,69	
Ahorro de emisiones	Ahorro consumo de gas TWhpci/año	Ahorro emisiones MTm/año CO_2	**154**
	14,32	2,89	
Ahorro en T&D	Generación (TWhe)	Ahorro en pérdidas (TWhe)	**123**
	26,09	1,04	
Seguridad de suministro	€/MW/año	MW operativos	**299**
	57,202	4.450	
Ahorro en peajes de red			**170**
Aportación en peajes al sistema gasista			**137 (provisional)**

Aportación/ahorros M€	**1.628**
Aportación adicional en contención al precio del pool M€ (en caso de cierre en bloque)	**(+866)**
Coste al sistema en 2021 - M€	**655,92**

XII. Cogen Europe & CWC

XII. Actualización Valores de Referencia Armonizados

EFICIENCIA ENERGÉTICA: VALORES DE REFERENCIA PARA CALCULAR EL AHORRO DE ENERGÍA GRACIAS A LA COGENERACIÓN (ACTUALIZACIÓN)

Comisión Europea

Título	Tema	Plazo	Acción
Proyecto			
Eficiencia energética: valores de referencia para calcular el ahorro de energía gracias a la cogeneración (actualización)	Energía	30/12/2022	Publicado para comentarios

https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say_es

El proyecto de Acto Delegado mantiene los mismos valores de referencia para la cogeneración a base de gas.

Propone un aumento significativo de las eficiencias de referencia requeridas para la cogeneración con carbón y fuelóleo, con el objetivo de eliminar gradualmente estos combustibles intensivos en carbono de la combinación de cogeneración de alta eficiencia para la cogeneración nueva y renovada a partir de 2024.

XII. Actualización Valores de Referencia Armonizados

	Category	Energy source	Year of construction		
			Before 2016	2016-2023	From 2024
Solids	S1	Hard coal including anthracite, bituminous coal, sub-bituminous coal, coke, semi-coke, pet coke	44,2	44,2	53,0
	S2	Lignite, lignite briquettes, oil shale	41,8	41,8	53,0
	S3	Peat, peat briquettes	39,0	39,0	53,0
	S4	Dry biomass including wood and other solid biomass including wood pellets and briquettes, dried woodchips, clean and dry waste wood, nut shells and olive and other stones	33,0	37,0	37,0
	S5	Other solid biomass including all wood not included under S4 and black and brown liquor.	25,0	30,0	30,0
	S6	Municipal and industrial waste (non-renewable, of non-biological origin such as plastics, rubber and other synthetic materials) and renewable/bio-degradable waste	25,0	25,0	25,0
Liquids	L7	Heavy fuel oil, gas/diesel oil, other oil products	44,2	44,2	53,0
	L8	Bio-liquids including bio-methanol, bioethanol, bio-butanol, biodiesel, other biofuels, bioliquids and all e-liquids	44,2	44,2	44,2
	L9	Waste liquids including biodegradable and non-renewable waste (including tallow, fat and spent grain).	25,0	29,0	29,0
Gaseous	G10	Natural gas, LPG, LNG and biomethane	52,5	53,0	53,0
	G11A	Traded hydrogen [1]	44,2	44,2	53,0
	G11B	Refinery gases, synthesis gas, hydrogen (by-product), e-gases[2]	44,2	44,2	44,2
	G12	Biogas produced from anaerobic digestion, landfill, and sewage treatment	42,0	42,0	42,0
	G13	Coke oven gas, blast furnace gas, mining gas, and other recovered gases (excluding refinery gas)	35,0	35,0	35,0
Other	O14A	Waste heat, including process exhaust gases, product from exothermic chemical reactions (input temperature > 200°C)		30,0	30,0
	O14B	Waste heat, including process exhaust gases, product from exothermic chemical reactions (input temperature < 200°C)		30,0	20,0
	O15	Nuclear		33,0	33,0
	O16	Solar thermal		30,0	30,0
	O17	Geothermal		19,5	19,5
	O18	Other fuels not mentioned above		30,0	30,0

[1] Hydrogen sold from its supplier to a cogeneration unit operator.

[2] E-gases are understood as gaseous synthetic fuel originating from renewable hydrogen and carbon dioxide captured either from a concentrated source, such as flue gases from an industrial site, or from the air.

Valores armonizados de referencia para la producción separada de electricidad: Ref E

XII. Actualización Valores de Referencia Armonizados

Category		Energy source	Year of construction								
			Before 2016			2016-2023			From 2024		
			Hot water	Steam (1)	Direct use of exhaust gases (2)	Hot water	Steam (1)	Direct use of exhaust gases (2)	Hot water	Steam (1)	Direct use of exhaust gases (2)
Solids	S1	Hard coal including anthracite, bituminous coal, sub-bituminous coal, coke, semi-coke, pet coke	88	83	80	88	83	80	92	87	84
	S2	Lignite, lignite briquettes, oil shale	86	81	78	86	81	78	92	87	84
	S3	Peat, peat briquettes	86	81	78	86	81	78	92	87	84
	S4	Dry biomass including wood and other solid biomass including wood pellets and briquettes, dried woodchips, clean and dry waste wood, nut shells and olive and other stones	86	81	78	86	81	78	86	81	78
	S5	Other solid biomass including all wood not included under S4 and black and brown liquor.	80	75	72	80	75	72	80	75	72
	S6	Municipal and industrial waste (non-renewable,	80	75	72	80	75	72	80	75	72
		of non-biological origin such as plastics, rubber and other synthetic materials) and renewable/bio-degradable waste									
Liquids	L7	Heavy fuel oil, gas/diesel oil, other oil products	89	84	81	85	80	77	92	87	84
	L8	Bio-liquids including bio-methanol, bioethanol, bio-butanol, biodiesel, other biofuels, bioliquids and all e-liquids	89	84	81	85	80	77	85	80	77
	L9	Waste liquids including biodegradable and non-renewable waste (including tallow, fat and spent grain).	80	75	72	75	70	67	75	70	67
Gaseous	G10	Natural gas, LPG, LNG and biomethane	90	85	82	92	87	84	92	87	84
	G11A	Traded hydrogen	89	84	81	90	85	82	92	87	84
	G11B	Refinery gases, synthesis gas, hydrogen (by-product), e-gases	89	84	81	90	85	82	90	85	82
	G12	Biogas produced from anaerobic digestion, landfill, and sewage treatment	70	65	62	80	75	72	80	75	72
	G13	Coke oven gas, blast furnace gas, mining gas, and other recovered gases	80	75	72	80	75	72	80	75	72

Valores armonizados de referencia para la producción separada de calor: Ref H

		(excluding refinery gas)								
Other	O14A	Waste heat, including process exhaust gases, product from exothermic chemical reactions (input temperature > 200°C)	—	—	—	92	87	—	92	87	—
	O14B	Waste heat, including process exhaust gases, product from exothermic chemical reactions (input temperature < 200°C)	—	—	—	92	87	—	92	87	—
	O15	Nuclear	—	—	—	92	87	—	92	87	—
	O16	Solar thermal	—	—	—	92	87	—	92	87	—
	O17	Geothermal	—	—	—	92	87	—	92	87	—
	O18	Other fuels not mentioned above	—	—	—	92	87	—	92	87	—

(1) Where steam plants do not account for the condensate return in their calculation of CHP heat efficiencies, the steam efficiencies set out in the table should be increased by 5 percentage points.

(2) Values for direct heat should be used where the temperature reaches 250 °C or higher.';

XII. Cogen Europe. DEE

COGEN Europa presenta sus recomendaciones para las negociaciones a tres bandas sobre la revisión de la Directiva de Eficiencia Energética (DEE), para un marco ambicioso y favorable a la cogeneración.

Los diálogos a tres bandas de la DEE, que comenzaron en octubre, reúnen a representantes de la Comisión Europea, el Consejo y el Parlamento Europeo, con el objetivo de finalizar y acordar un texto definitivo.

COGEN Europe ha evaluado las posiciones del Consejo y del PE, destacando las enmiendas relevantes para el sector de la cogeneración:

(1) objetivos de eficiencia energética que se apliquen tanto a la energía final como a la primaria;

(2) definiciones ambiciosas y realistas para la cogeneración de alta eficiencia y la cogeneración eficiente; y

(3) inclusión de la cogeneración de alta eficiencia in situ como parte de la obligación de ahorro energético.

XII. Cogen Europe. Consulta de ACER a la revisión de los Códigos de Conexión de Red

COGEN Europe ha enviado sus comentarios a la consulta pública de ACER sobre la revisión del Código de Conexión a la Red sobre Requisitos para Generadores (NC RfG).

La consulta fue lanzada por la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía de la Unión Europea (ACER), como primer paso en el proceso de revisión del NC RfG.

La edición actual de la NC RfG se adoptó en 2016, estableciendo los requisitos de conexión a la red de todos los generadores de energía en toda Europa.

Se establecen disposiciones especiales para los sistemas de cogeneración, en función de su tamaño, incluidas excepciones y métodos alternativos para cumplir los requisitos. La revisión de la NC RfG es una oportunidad para evaluar la aplicación y abordar las posibles lagunas de la normativa.

Tras la evaluación de las contribuciones de las partes interesadas, ACER publicará una propuesta para la revisión de la NC RfG en el primer trimestre de 2023, seguida de un mayor compromiso de la industria.

COGEN Europe tiene previsto organizar una reunión específica una vez que ACER comparta su primer borrador a principios de 2023.

XII. Cogen Europe. Planificación 2023

Over the next 12 months, COGEN Europe's lobbying activities will focus on the Fit for 55 negotiations as well as several other files impacting the CHP sector.

Upcoming Proposals

REPowerEU/(Revision) EU's internal electricity market rules (EMR)

Proposals under Discussions

Fit for 55 Package:

- (Recast) Energy Efficiency Directive (EED)
- (Recast) Energy Taxation Directive (ETD)
- (Amendment to) Renewable Energy Directive (RED III)

(Revision) Energy Performance of Buildings Directive

Third Energy Package for Gas

- (Recast) Directive on gas and hydrogen
- (Recast) Regulation on gas and hydrogen

Other legislative/non-legislative files

- (New) EU Hydrogen Bank
- (Revision) Energy Labelling/Ecodesign Space Heaters Regulations Revision (Lot1)
- (Revision) Harmonised Reference Values for CHP Regulation
- (Revision) Industrial Emission Directive (IED)
- (New) Reducing Methane Emissions in Energy Sector
- (New) Digitalisation of Energy Action Plan

Implementation of Existing EU Legislation

- EU Electricity Network Codes Implementation
- Strategic Energy Technologies Plan (SET-Plan) Implementation
- Electricity Market Design
- Sustainable Finance/Taxonomy
- State Aid Guidelines for Climate, Energy and Environmental Protection

2022-2023 Calendar for Upcoming EU Legislative & Non-Legislative Files

Q4 2022 – Q1 2023	* EC publishes its proposal for an Electricity Market Reform (EMR) * Political agreement on EU ETS and Effort Sharing Regulation
H1 2023	* EP, Council & EC reach political agreement on EED and RED III * EP adopts positions on EPBD and Green Gas Package and trilogues are kick-started * EP & Council start internal discussions on EMR * Committee votes on Lot1 Energy Labelling/Ecodesign Regulations & CHP Harmonised Reference Values
H2 2023	* EP, Council & EC reach political agreement on EPBD and Gas Package * EP, Council & EC kick-start trilogues on EMR

XIII. Eventos y acciones de difusión

XIII. Eventos y acciones de difusión

- Calendario 2023
- Congreso 2022 & 2023: Balance final & Oct. 2023 con Cogen EU
- Genera 2023: Avance jornadas 21-23 Feb.
- Jornadas de difusión Renove
- Asamblea Julio 2023
- Proyecto "Newsletter" bimensual 2023
- Potencial estudio sectorial "Rutas para descarbonizar la cogeneración"
- Proyecto de Informe de subvenciones y mecanismos de apoyo (proyectos piloto IDAE cogeneración con H2,...).

XIII. Calendario 2023

enero '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30	31					

febrero '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28					

marzo '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30	31		

abril '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30

mayo '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31				

junio '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30		

julio '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30
31						

agosto '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30	31			

septiembre '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	

octubre '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30	31					

noviembre '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30			

diciembre '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31

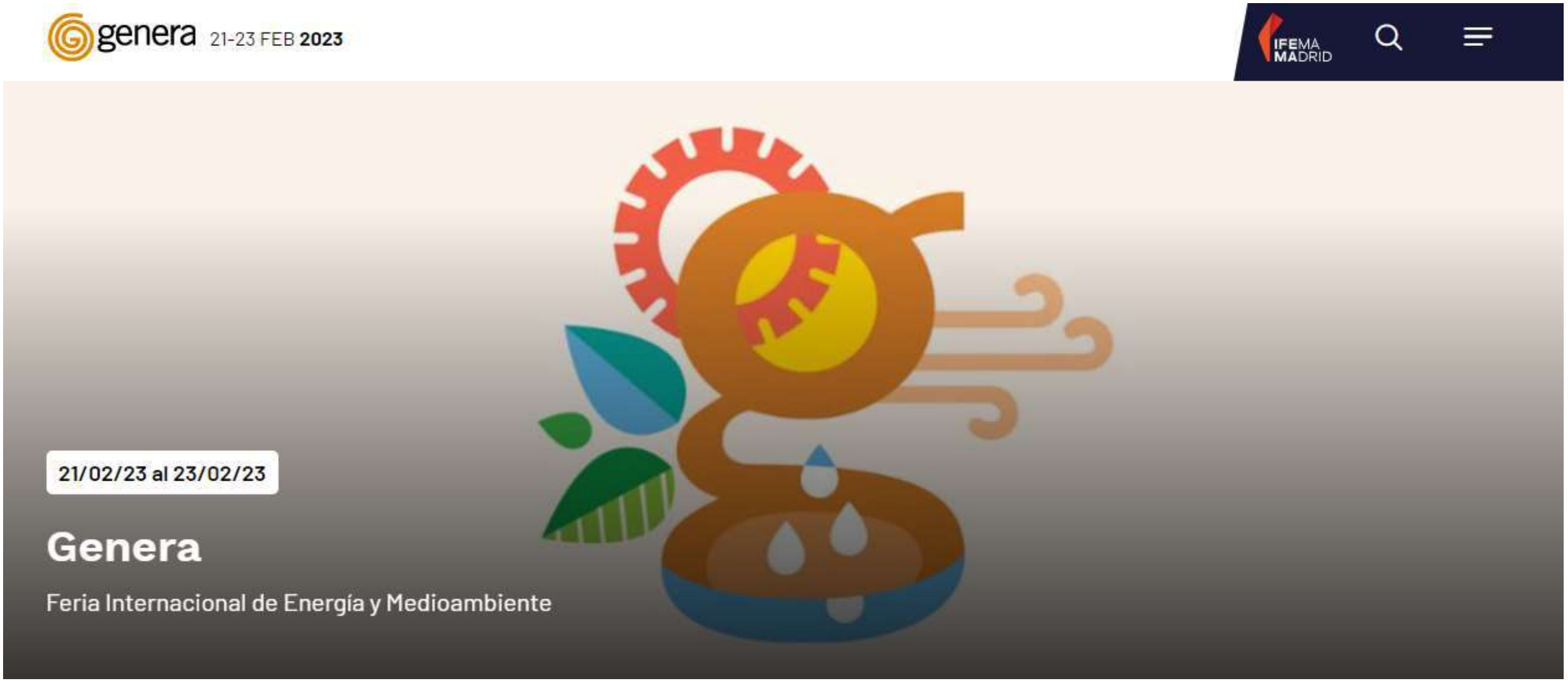
- Reuniones JD Cogen
- Feria Genera
- Asamblea Cogen España
- Congreso Anual Cogeneración
- Congreso Cogen Europa (Pte)

XIII. Congreso 2022 & 2023: Balance final (encuesta) & propuesta Oct. 2023

ENCUESTA "LECCIONES APRENDIDAS" EN CURSO:

https://es.surveymonkey.com/r/C9TNC99

XIII. Genera 2023: Avance jornadas 21-23 Feb.



XIII. Genera 2023: Avance jornadas 21-23 Feb.

International Renewable Energy Conference (SPIREC)

Date: 20 -or 21- Feb.2023 (1h 30').

Program: Cogeneration. Best global efficiency practices for renewal fuels in industrial applications

(10-15 mins) Welcome and Introduction from Julio Artiñano, Pte. Cogen España

(1 h) Round table to cover best implemented projects, benefits to industry of using renewable fuels, industrial application potential, renewable gas potential, technology availability, and economic benefits for industrial competitiveness.

European Market Overview: Alexandra Tudoroiu-Lakavičė, Head of Policy, COGEN Europe

Americas Market Overview: (TBD)

Asian Market Overview: (TBD)

African Market Overview: Melika Aali-Taleb, Head of Engineering and Project Management Caterpillar Energy Solutions

3. (10-15 mins) Closing remarks by Javier Rodriguez, GM. Acogen

XIII. COGEN World Talks: Launch of the First Global Market Report on Cogeneration

El pasado 17 de noviembre, The COGEN World Coalition celebró una webinar para presentar el **First Global Market Report on Cogeneration.**

La presentación y la grabación de la webinar están disponibles a través del siguiente enlace: https://www.cogenworld.org/cogen-world-talks-launch-of-the-first-global-market-report-on-cogeneration/

El informe completo también está disponible en la web de CWC: An overview of the Global Cogeneration Market

XIII. EVENTOS Y ACCIONES DE DIFUSIÓN

POTENCIAL ESTUDIO SECTORIAL "RUTAS PARA DESCARBONIZAR LA COGENERACIÓN"

- OBJETIVO de dar una visión más estratégica, con escenarios macro en 2040, para dar una de largo plazo, mostrando las tenologias disponibles (Foco Renove, para justificar un nuevo ciclo inversor de 10-15 años).
- ALCANCE:

1. Demostrar la necesidad de la cogeneración para el sistema energético a medio y largo plazo (para que no nos dejen morir)

2. Definir qué cambios deben realizarse en las cogeneraciones para que, efectivamente, la cogeneración sea necesaria (flexibilidad, almacenamiento, diversidad de combustibles, eficiencias necesarias, integración en el sistema energético, digitalización...)

3. Cambiar la imagen de que la industria necesita la cogeneración para ser competitiva y cambiarla por la idea que el sistema energético necesita la cogeneración para ser más eficiente, reducir emisiones y asegurar el suministro

4. Cambiar el discurso de que la cogeneración emite si el combustible es fósil y sustituirlo por "el sistema energético emite más y es más caro si no hay cogeneración", tanto hoy con una generación mayoritariamente fósil como mañana, con una generación mayoritariamente renovable.

Recordatorio de los medios de contacto

Nueva Dirección de correo postal:

C/Aragó 383, 4ª planta, 08013 Barcelona

Contacto para asuntos legales, administración, facturación,….:

Mónica García Solanas
mgarcía@cogenspain.org
M: 615 21 65 05

Contacto para asuntos técnicos y regulatorios:

Olga Monroy García
omonroy@cogenspain.org
M: 607 28 30 70

Contacto para asuntos generales:

Julio Artiñano
jarti@iberdrola.es
M: 629 270 490

Os invitamos a seguirnos en redes sociales:

Twitter: @cogenspain

LinkedIn:@cogen-España

web: https://www.cogenspain.org/

cogeneración

la forma más inteligente de ahorrar energía

COGEN España

COGEN España

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

MIEMBROS DE:

COGEN EUROPE

COGEN WORLD COALITION

COGEN España

Impulsando la energía del futuro

Asóciate a COGEN España

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA PARA LA PROMOCIÓN DE LA COGENERACIÓN

Junta Cogen España

17-Enero-2023

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA PARA LA PROMOCIÓN DE LA COGENERACIÓN

Orden del Día: Agenda

1. Aprobación del acta de la reunión de Junta Directiva del 18 de Dic. de 2023
2. Resumen reuniones:
   I. Reuniones mantenidas: Miterd, CNMC, ….
   II. Próximas reuniones: Miterd, REE, …
3. Temas regulatorios
   I. Parámetros 1s 2023: Alegaciones CNMC & Miterd (13 & 20 de Enero)
   II. Parámetros retributivos 2S 2022: Estrategia legal
   III. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021 & 1s 2022: Avances jurídicos (acumulación)
   IV. Nueva metodologia de actualización de parâmetros 2023-2025: Propuesta Ministerio
   V. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): expectativas 2023
   VI. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización
   VII. Otros temas regulatorios:
      - Situación del sector (*Informe F. Ortega*)
      - Resumen otras novedades regulatorias

   VIII. Temas generales:
   a) Comercio de Emisiones y aspectos medioambientales: Actualización del mercado (Informe de *Iker Larrea* de Factor CO2)
   b) Aspectos legales de la nueva normativa publicada y en curso (*Fernando Calancha* participará en los puntos I a IV).
   c) Grupos de trabajo actualización:
      I. REE: Próxima reunión enero 2023
      II. Otros grupos: Aportaciones de la cogeneración 2022 frente a costes al sistema
4. COGEN Europe (& CWC):
   - Agenda 2023
5. Eventos y acciones de difusión:
   I. Congreso 2023: Oct. 2023 con Cogen EU
   II. Genera & Spirec 2023: Agenda de la Jornada. (Juan Antonio Alonso)
   III. Asamblea Julio 2023
   IV. Otras Jornadas (Jornadas de difusión Renove,…)
7. Presentación nuevos socios: CT3 & Kyoto Group
8. Ruegos y preguntas.

Orden del Día: Temas principales

I. Resumen reuniones
II. Parámetros 1s 2023: Alegaciones CNMC (13 de Enero) & MITERD (20 de Enero)
III. Parámetros retributivos 2S 2022: Estrategia legal
IV. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021 & 1s 2022: Avances jurídicos (acumulación)
V. Nueva metodología de actualización de parámetros 2023-2025: Propuesta Ministerio
VI. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): expectativas 2023
VII. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización
VIII. Propuestas legislativas
IX. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales
IX. Aspectos legales
X. Informe de evolución de la cogeneración
XI. Grupos de trabajo:
    A. REE: Próxima reunión enero 2023
    B. Otros grupos: Aportaciones de la cogeneración 2022 frente a costes al sistema
XII. COGEN Europe (& CWC)
XIII. Eventos y acciones de difusión

I. Resumen reuniones

I. Resumen reuniones.

Reuniones mantenidas (principales):

- MITERD
  - Jesús Ferrero (telemáticamente 27 & 29 Dic. 2022):
  - Teresa Ribera & Sara Aagesen (28 de Dic. 2022)
- Cogen Europe
- DG Industria Madrid (presentación sectorial 10-01-23)

Próximas reuniones:

- MITERD: 2ª quincena de Enero.
- CNMC: 2ª quincena Enero.
- REE: 1ª semana Feb.

I. Próximas reuniones: agenda con Ministerio &CNMC

I. **Borrador de parámetros 1S 2023.**

Explicación de alegaciones a CNMC, después del próximo día 20.

II. **Metodología retributiva para 2023-2025.**

Programa cita para la 2ª quincena de Enero.

III. **Orden de base de subastas cogeneración 2023.**

En seguimiento (se planteo el tema la pasada semana en la Jornada "LOS RETOS DE LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA EN2023)

IV. **Programa de incentivos para instalaciones de cogeneración que renuncien al régimen retributivo**

V. **Otros temas:**

Con CNMC liquidaciones, Factor de Cobertura, PES/REE (2022),

II. Parámetros 1S 2023: Alegaciones CNMC (13 de Enero) & MITERD (20 de Enero)

II. Parámetros 1s 2023: Alegaciones CNMC (13 de Enero) & MITERD (20 de Enero)

1. **1.PRIMERA Y PRINCIPAL-** la Propuesta de Orden sigue sin dar una adecuada respuesta a la actualización de la retribución a la operación.
2. **ALEGACIÓN ADICIONAL 1:** Fecha de emisión a información pública de la Propuesta..
3. **ALEGACIÓN ADICIONAL 2:** Falta de confianza legítima e inadecuación a los principios de buena regulación de la Propuesta en el marco del RDL 6/2022 de 29 de marzo y el posterior RDL 20/2022 de 27 de diciembre.
4. **ALEGACIÓN ADICIONAL 3:** Sobre la provisionalidad e indeterminación del periodo de vigencia de los valores publicados que impide una gestión efectiva de las cogeneraciones.
5. **ALEGACIÓN ADICIONAL 4:** Sobre la aplicación de la metodología prevista en el art. 22 del RD 413/2014 para la determinación de los valores del precio del mercado estimado para el año 2023 y su distorsión por el "mecanismo de topado de gas" RDL 10/2022
6. **ALEGACIÓN ADICIONAL 5:** Sobre la incongruente aplicación de la metodología prevista en el art. 22 del RD 413/2014 para el coeficiente de apuntamiento del año 2023.
7. **ALEGACIÓN ADICIONAL 6:** Sobre la actualización de los valores correspondientes a instalaciones de biomasa.
8. **ALEGACIÓN ADICIONAL 7:** Sobre la estimación del impacto económico en la memoria de la Propuesta en relación a la cogeneración y su falta de información y realismo que dan una imagen distorsionada.
9. **ALEGACIÓN ADICIONAL 8:** Sobre los peajes de gas
10. **ALEGACIÓN ADICIONAL 9:** Sobre la necesaria trasparencia en los criterios de actualización aplicados y específicamente actualización del precio y valor de referencia o "benchmark" del CO2
11. **ALEGACIÓN ADICIONAL 10:** Sobre la liquidez al límite y la gestión financiera de las cogeneraciones
12. **ALEGACIÓN ADICIONAL 11:** Liquidez en los mercados a plazo
13. **ALEGACIÓN ADICIONAL 12:** Cogeneraciones con combustible gasoil

III. Parámetros retributivos 2S 2022: Estrategia legal

III. Parámetros retributivos 2S 2022: Estrategia legal

I. Acumulación junto a 2S 2020-2021

(Borrador de solicitud)

"…., a continuación explicamos de nuevo los motivos por los que no sólo las Órdenes TED/989/2022, TED/995/2022 y TED/1232/2022, sino también la TED/1295/2022 guardan la relación prevista en el artículo 34 de la LJCA y, por tanto, resulta posible y necesaria **la ampliación del recurso** núm. 001/0001084/2022 a la Orden TED/1295/2022.

- Las cuatro órdenes recurridas son actuaciones de la Administración General del Estado para actualizar la retribución a la operación para las instalaciones cuyos costes dependen esencialmente del combustible desde el segundo semestre de 2020 en adelante, en el marco de la actualización de la retribución a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

- Puesto que las cuatro órdenes regulan el mismo parámetro retributivo (la retribución a la operación de las instalaciones), pero para diferentes periodos temporales consecutivos (semestres naturales), cada una de las órdenes es confirmatoria de la anterior. Cada Orden posterior establece unos determinados valores de la retribución a la operación tomando como punto de partida los valores de las órdenes anteriores, con base en la misma metodología definida por la Orden IET 1345/2015, y otra normativa complementaria que luego se detallará.

- Existe una conexión directa entre las cuatro Órdenes, en los términos que se expondrán a continuación. Las órdenes no pueden considerarse individualmente, es necesario abordarlas de forma conjunta para considerar el marco retributivo de las instalaciones y las posibles deficiencias asociadas a los mismos.

III. Parámetros retributivos 2S 2022: Estrategia legal

EVOLUCIÓN PARÁMETROS RETRIBUTIVOS VS BORRADORES PUBLICADOS (ITs en fuga de carbono)

		TED 171/20	TED/989/22		TED/995/22	TED/1232/22	TED/1295/22	Borradores					Diferencias					Promedio Borrador vs orden
	€/MWh	1S 2020 c/f	2S 2020 c/f	1S 2021 c/f	2S 2021 c/f	1S 2022 c/f	2S 2022 c/f	2S 2020 c/f	1S 2021 c/f	2S 2021 c/f	1S 2022 c/f	2S 2022 c/f	2S 2020 c/f	1S 2021 c/f	2S 2021 c/f	1S 2022 c/f	2S 2022 c/f	
Turbinas de Gas	≤ 0,5 MW	76,71	63,60	69,99	81,48	75,86	176,97	65,00	73,39	85,84	78,24	178,84	-1,40	-3,40	-4,36	-2,39	-1,87	-2,68
	0,5 - 1 MW	52,41	39,31	45,52	56,72	50,99	151,39	40,71	48,92	61,07	53,37	153,25	-1,40	-3,40	-4,36	-2,39	-1,87	-2,68
	1 - 10 MW	29,81	18,11	24,38	34,10	21,38	109,46	19,60	27,91	38,19	23,49	111,12	-1,49	-3,53	-4,09	-2,11	-1,66	-2,58
	10 - 25 MW	25,81	14,29	20,37	29,75	15,38	102,01	15,76	23,84	33,77	17,47	103,64	-1,47	-3,47	-4,02	-2,08	-1,63	-2,53
	25 - 50 MW	22,84	11,04	16,80	26,36	11,82	99,28	12,64	20,53	30,53	13,91	100,92	-1,60	-3,73	-4,18	-2,10	-1,64	-2,65
Motores de Gas	≤ 0,5 MW	73,52	61,21	68,44	79,23	69,38	164,64	62,52	71,63	83,32	71,63	166,40	-1,32	-3,20	-4,09	-2,25	-1,77	-2,53
	0,5 - 1 MW	47,88	35,73	42,20	52,90	42,68	136,61	37,03	45,37	56,96	44,92	138,36	-1,30	-3,17	-4,06	-2,24	-1,75	-2,50
	1 - 10 MW	38,89	26,82	33,31	42,99	30,94	123,36	28,16	36,56	47,05	33,15	125,09	-1,34	-3,25	-4,07	-2,21	-1,73	-2,52
	10 - 25 MW	33,05	20,75	27,04	37,05	25,36	117,83	22,32	30,74	41,34	27,57	119,56	-1,57	-3,70	-4,29	-2,21	-1,73	-2,70
	25 - 50 MW	32,08	19,69	25,85	35,93	24,28	116,63	21,37	29,78	40,33	26,48	118,35	-1,68	-3,93	-4,40	-2,21	-1,73	-2,79
Turbina de Gas - Mod. Sust	≤ 0,5 MW	68,76	55,76	63,13	74,56	69,67	170,33	57,15	66,52	78,89	72,05	172,19	-1,39	-3,38	-4,33	-2,37	-1,86	-2,67
	0,5 - 1 MW	46,97	33,96	41,14	52,28	46,56	146,58	35,35	44,52	56,62	48,93	148,44	-1,39	-3,38	-4,34	-2,38	-1,86	-2,67
	1 - 10 MW	27,75	15,86	22,55	32,38	20,20	109,34	17,38	26,12	36,53	22,34	111,01	-1,52	-3,57	-4,14	-2,14	-1,67	-2,61
	10 - 25 MW	23,56	11,93	18,48	27,93	13,88	101,07	13,42	21,97	31,98	15,98	102,70	-1,48	-3,49	-4,05	-2,09	-1,64	-2,55
	25 - 50 MW	20,45	8,67	14,93	24,48	9,94	97,39	10,26	18,65	28,65	12,04	99,03	-1,60	-3,72	-4,17	-2,10	-1,64	-2,65
Motores de Gas - Mod. Sust	≤ 0,5 MW	68,98	56,46	63,67	74,65	66,37	163,08	57,80	66,92	78,81	68,66	164,88	-1,34	-3,25	-4,16	-2,29	-1,79	-2,57
	0,5 - 1 MW	45,45	33,09	40,02	50,85	41,28	136,29	34,41	43,22	54,96	43,54	138,06	-1,32	-3,21	-4,11	-2,26	-1,77	-2,53
	1 - 10 MW	37,37	25,11	31,89	41,69	30,20	123,70	26,47	35,18	45,81	32,44	125,45	-1,36	-3,29	-4,12	-2,24	-1,75	-2,55
	10 - 25 MW	31,90	19,40	25,92	36,06	24,93	118,50	20,99	29,66	40,41	27,17	120,25	-1,59	-3,75	-4,35	-2,24	-1,75	-2,74
	25 - 50 MW	31,04	18,43	24,83	35,05	24,00	117,51	20,14	28,81	39,51	26,23	119,25	-1,71	-3,98	-4,46	-2,23	-1,75	-2,83
Motores Gasóleo /GLP	≤ 0,5 MW	123,11	102,57	103,29	105,77	77,50	113,99	84,63	85,35	105,77	77,63	114,12	17,94	17,95	0,00	-0,13	-0,13	7,13
	0,5 - 1 MW	103,45	83,95	84,53	86,89	56,71	91,44	66,92	67,48	86,89	56,84	91,57	17,03	17,06	0,00	-0,13	-0,13	6,77
	1 - 10 MW	93,97	75,14	75,86	78,13	46,61	80,10	58,68	59,41	78,13	46,74	80,23	16,45	16,45	0,00	-0,13	-0,13	6,53
Motores de Fuel	≤ 0,5 MW	102,94	89,44	91,14	104,56	70,05	94,02	89,44	91,14	104,56	70,18	94,15	0,00	0,00	0,00	-0,13	-0,13	-0,05
	0,5 - 1 MW	80,17	67,13	68,65	81,61	46,05	69,23	67,13	68,65	81,61	46,18	69,36	0,00	0,00	0,00	-0,13	-0,13	-0,05
	1 - 10 MW	67,84	55,06	56,30	69,01	32,83	55,56	55,06	56,30	69,01	32,96	55,69	0,00	0,00	0,00	-0,13	-0,13	-0,05
	10 - 25 MW	62,69	50,08	51,33	63,88	27,26	49,71	50,08	51,33	63,88	27,39	49,84	0,00	0,00	0,00	-0,13	-0,13	-0,05
	25 - 50 MW	63,34	50,84	52,31	64,75	28,42	50,66	50,84	52,31	64,75	28,55	50,79	0,00	0,00	0,00	-0,13	-0,13	-0,05
Gasóleo/GLP - Mod. Sust	≤ 0,5 MW	100,67	80,93	84,01	83,98	54,55	89,65	63,69	64,35	83,98	54,68	89,78	17,24	19,66	0,00	-0,13	-0,13	7,33
	0,5 - 1 MW	92,43	73,33	76,03	76,29	45,17	79,10	56,65	57,31	76,29	45,30	79,23	16,68	18,72	0,00	-0,13	-0,13	7,03
Fuel Mod. Sust	1 - 10 MW	64,97	52,06	53,42	66,25	30,28	53,21	52,06	53,42	66,25	30,41	53,34	0,00	0,00	0,00	-0,13	-0,13	-0,05
	10 - 25 MW	60,27	47,51	48,85	61,53	25,13	47,80	47,51	48,85	61,53	25,26	47,93	0,00	0,00	0,00	-0,13	-0,13	-0,05
Purines	≤ 1 MW	67,87	47,75	56,13	72,45	89,38	239,83	50,32	62,16	79,44	92,91	242,57	-2,57	-6,04	-7,00	-3,52	-2,74	-4,37
	1 - 10 MW	67,89	47,77	56,15	72,47	89,23	239,69	50,34	62,19	79,47	92,76	242,42	-2,57	-6,04	-7,00	-3,52	-2,74	-4,37
	10 - 25 MW	67,83	47,71	56,09	72,41	89,23	239,69	50,28	62,12	79,41	92,76	242,42	-2,57	-6,04	-7,00	-3,52	-2,74	-4,37

Revisión RO 2s2020 y 1S2021 plantas de Gasoil en Propuesta Orden 2023

III. Parámetros retributivos 2S 2022: Estrategia legal

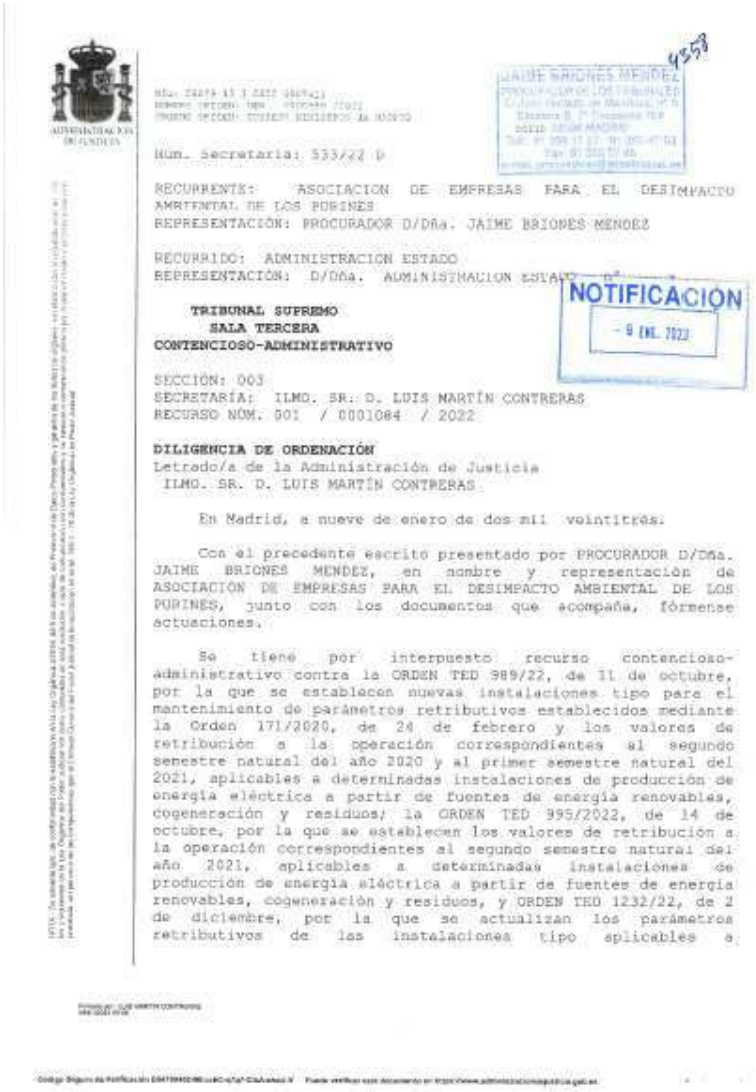
EVOLUCIÓN PARÁMETROS RETRIBUTIVOS VS BORRADORES PUBLICADOS (ITs NO en fuga de carbono)

		TED 171/20	TED/989/22		TED/995/22	TED/1232/22	TED/1295/22	Borradores					Diferencias					Promedio dif. Borr/orden
	€/MWh	1S 2020 s/f	2S 2020 s/f	1S 2021 s/f	2S 2021 s/f	1S 2022 s/f	2S 2022 s/f	2S 2020 s/f	1S 2021 s/f	2S 2021 s/f	1S 2022 s/f	2S 2022 s/f	2S 2020 s/f	1S 2021 s/f	2S 2021 s/f	1S 2022 s/f	2S 2022 s/f	
Turbinas de Gas	≤ 0,5 MW	83,91	70,80	76,74	88,23	92,60	193,71	72,20	80,15	92,59	94,98	195,58	-1,40	-3,40	-4,36	-2,39	-1,87	-2,68
	0,5 - 1 MW	58,73	45,63	51,44	62,63	65,66	166,06	47,03	54,83	66,99	68,04	167,92	-1,40	-3,40	-4,36	-2,39	-1,87	-2,68
	1 - 10 MW	35,89	24,19	29,83	39,54	34,87	122,96	25,68	33,35	43,63	36,99	124,61	-1,49	-3,53	-4,09	-2,12	-1,66	-2,58
	10 - 25 MW	30,80	19,27	24,76	34,14	26,27	112,91	20,74	28,23	38,16	28,36	114,53	-1,47	-3,47	-4,02	-2,08	-1,63	-2,53
	25 - 50 MW	26,51	14,71	20,00	29,56	19,74	107,20	16,31	23,73	33,74	21,84	108,85	-1,60	-3,73	-4,18	-2,10	-1,64	-2,65
Motores de Gas	≤ 0,5 MW	78,40	66,09	72,89	83,69	80,45	175,70	67,41	76,09	87,78	82,70	177,47	-1,32	-3,20	-4,09	-2,25	-1,77	-2,53
	0,5 - 1 MW	51,65	39,48	45,71	56,41	51,39	145,32	40,78	48,88	60,47	53,63	147,07	-1,30	-3,17	-4,06	-2,24	-1,75	-2,50
	1 - 10 MW	42,17	30,08	36,39	46,07	38,59	131,01	31,42	39,64	50,13	40,80	132,74	-1,35	-3,25	-4,07	-2,21	-1,73	-2,52
	10 - 25 MW	36,37	24,04	30,12	40,13	33,01	125,48	25,62	33,82	44,42	35,22	127,21	-1,57	-3,70	-4,29	-2,21	-1,73	-2,70
	25 - 50 MW	35,41	22,98	28,94	39,02	31,94	124,29	24,67	32,86	43,42	34,14	126,01	-1,69	-3,93	-4,40	-2,21	-1,73	-2,79
Turbina de Gas - Mod. Sust	≤ 0,5 MW	75,63	62,62	69,62	81,04	85,83	186,49	64,01	73,00	85,37	88,20	188,35	-1,39	-3,38	-4,33	-2,38	-1,86	-2,67
	0,5 - 1 MW	52,99	39,97	46,82	57,96	60,71	160,73	41,36	50,20	62,30	63,08	162,59	-1,39	-3,38	-4,34	-2,38	-1,86	-2,67
	1 - 10 MW	33,47	21,59	27,74	37,57	33,13	122,27	23,10	31,31	41,72	35,27	123,94	-1,52	-3,57	-4,14	-2,14	-1,67	-2,61
	10 - 25 MW	28,28	16,65	22,68	32,12	24,34	111,52	18,14	26,17	36,17	26,43	113,16	-1,48	-3,49	-4,05	-2,09	-1,64	-2,55
	25 - 50 MW	23,86	12,08	17,93	27,48	17,43	104,88	13,68	21,65	31,65	19,53	106,52	-1,60	-3,72	-4,17	-2,10	-1,64	-2,65
Motores de Gas - Mod. Sust	≤ 0,5 MW	73,71	61,19	68,02	79,00	77,20	173,91	62,53	71,27	83,16	79,49	175,70	-1,34	-3,25	-4,16	-2,29	-1,79	-2,57
	0,5 - 1 MW	49,20	36,85	43,43	54,27	49,79	144,80	38,17	46,64	58,37	52,05	146,57	-1,32	-3,21	-4,11	-2,26	-1,77	-2,53
	1 - 10 MW	40,69	28,43	34,88	44,68	37,64	131,14	29,79	38,17	48,80	39,88	132,89	-1,36	-3,29	-4,12	-2,24	-1,75	-2,55
	10 - 25 MW	35,21	22,71	28,90	39,05	32,37	125,94	24,31	32,65	43,39	34,60	127,69	-1,59	-3,75	-4,35	-2,24	-1,75	-2,74
	25 - 50 MW	34,36	21,75	27,82	38,04	31,44	124,95	23,46	31,80	42,50	33,68	126,69	-1,71	-3,98	-4,46	-2,23	-1,74	-2,83
Motores Gasóleo /GLP	≤ 0,5 MW	126,30	105,76	88,36	108,78	85,00	121,48	87,82	88,36	108,78	85,13	121,61	17,94	0,00	0,00	-0,13	-0,13	3,54
	0,5 - 1 MW	106,68	87,18	70,51	89,92	64,23	98,96	70,15	70,51	89,92	64,36	99,09	17,03	0,00	0,00	-0,13	-0,13	3,35
	1 - 10 MW	96,83	78,00	62,11	80,84	53,32	86,80	61,55	62,11	80,84	53,45	86,94	16,45	0,00	0,00	-0,13	-0,13	3,24
Motores de Fuel	≤ 0,5 MW	106,62	93,12	94,62	108,04	78,72	102,69	93,12	94,62	108,04	78,85	102,82	0,00	0,00	0,00	-0,13	-0,13	-0,05
	0,5 - 1 MW	83,06	70,02	71,38	84,34	52,83	76,01	70,02	71,38	84,34	52,96	76,14	0,00	0,00	0,00	-0,13	-0,13	-0,05
	1 - 10 MW	70,35	57,58	58,67	71,38	38,69	61,42	57,58	58,67	71,38	38,83	61,55	0,00	0,00	0,00	-0,13	-0,13	-0,05
	10 - 25 MW	65,17	52,56	53,66	66,21	33,04	55,48	52,56	53,66	66,21	33,17	55,61	0,00	0,00	0,00	-0,13	-0,13	-0,05
	25 - 50 MW	65,92	53,42	54,75	67,18	34,45	56,69	53,42	54,75	67,18	34,58	56,82	0,00	0,00	0,00	-0,13	-0,13	-0,05
Gasóleo/GLP - Mod. Sust	≤ 0,5 MW	103,75	84,01	67,25	86,88	61,78	96,87	66,76	67,25	86,88	61,91	97,00	17,24	0,00	0,00	-0,13	-0,13	3,40
	0,5 - 1 MW	95,12	76,03	59,86	78,84	51,52	85,44	59,35	59,86	78,84	51,65	85,57	16,68	0,00	0,00	-0,13	-0,13	3,28
Fuel Mod. Sust	1 - 10 MW	67,35	54,44	55,67	68,50	35,88	58,81	54,44	55,67	68,50	36,01	58,94	0,00	0,00	0,00	-0,13	-0,13	-0,05
	10 - 25 MW	62,60	49,84	51,05	63,73	30,61	53,28	49,84	51,05	63,73	30,74	53,41	0,00	0,00	0,00	-0,13	-0,13	-0,05
Purines	≤ 1 MW	70,43	50,31	58,55	74,87	95,42	245,87	52,88	64,59	81,87	98,94	248,61	-2,57	-6,04	-7,00	-3,52	-2,74	-4,37
	1 - 10 MW	70,45	50,34	58,58	74,90	95,27	245,73	52,90	64,61	81,89	98,80	248,46	-2,57	-6,04	-7,00	-3,52	-2,74	-4,37
	10 - 25 MW	70,39	50,27	58,51	74,83	95,27	245,73	52,84	64,55	81,83	98,80	248,46	-2,57	-6,04	-7,00	-3,52	-2,74	-4,37

Revisión RO 2s2020 y 1S2021 plantas de Gasoil en Propuesta Orden 2023

IV. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021 & 1s 2022: Avances jurídicos (acumulación)

IV. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021 & 1s 2022: Avances jurídicos (acumulación)



Núm. Secretaría: 533/22 D

RECURRENTE: ASOCIACION DE EMPRESAS PARA EL DESIMPACTO AMBIENTAL DE LOS PURINES
REPRESENTACIÓN: PROCURADOR D/Dña. JAIME BRIONES MENDEZ

RECURRIDO: ADMINISTRACION ESTADO
REPRESENTACIÓN: D/Dña. ADMINISTRACION ESTADO

NOTIFICACIÓN

TRIBUNAL SUPREMO
SALA TERCERA
CONTENCIOSO-ADMINISTRATIVO

SECCIÓN: 003
SECRETARÍA: ILMO. SR.: D. LUIS MARTÍN CONTRERAS
RECURSO NÚM. 001 / 0001084 / 2022

DILIGENCIA DE ORDENACIÓN
Letrado/a de la Administración de Justicia
ILMO. SR. D. LUIS MARTÍN CONTRERAS

En Madrid, a nueve de enero de dos mil veintitrés.

Con el precedente escrito presentado por PROCURADOR D/Dña. JAIME BRIONES MENDEZ, en nombre y representación de ASOCIACION DE EMPRESAS PARA EL DESIMPACTO AMBIENTAL DE LOS PURINES, junto con los documentos que acompaña, fórmense actuaciones.

Se tiene por interpuesto recurso contencioso-administrativo contra la ORDEN TED 989/22, de 11 de octubre, por la que se establecen nuevas instalaciones tipo para el mantenimiento de parámetros retributivos establecidos mediante la Orden 171/2020, de 24 de febrero y los valores de retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2020 y al primer semestre natural del 2021, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos; la ORDEN TED 995/2022, de 14 de octubre, por la que se establecen los valores de retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2021, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, y ORDEN TED 1232/22, de 2 de diciembre, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a

IV. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021 & 1s 2022: Avances jurídicos (acumulación)

A. ASPECTOS COMUNES DEL SECTOR.

I. Estrategia 2S 2020- 2021 (y 1S 2022)

Coste de combustible (y CO2) incorrectamente reflejado en los parámetros retributivos

II. Estrategia 2022 (y 1S 2023)

Parámetros retributivos no reflejan la intervención del mercado del RDL 10/2022

III. Otros

Benchmark CO2 (y otros temas asociados) en incidente de ejecución de sentencia

B. ASPECTOS ESPECÍFICOS DE CADA INSTALACIÓN.

Daños directos e indirectos (por parada de instalaciones) & lucro cesante

IV. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021 & 1s 2022: Avances jurídicos (acumulación)

CONTENIDO Y ANÁLISIS REGULATORIOS Y ECONÓMICOS EL INFORME PERICIAL:

a. FTI centrará sus análisis en explicar el objetivo y la metodología de fijación de la Retribución a la Operación y, en particular, del Coste de Combustible

b. Se centrará en el procedimiento e indicadores para fijar y actualizar el coste de combustible de las plantas, para a continuación

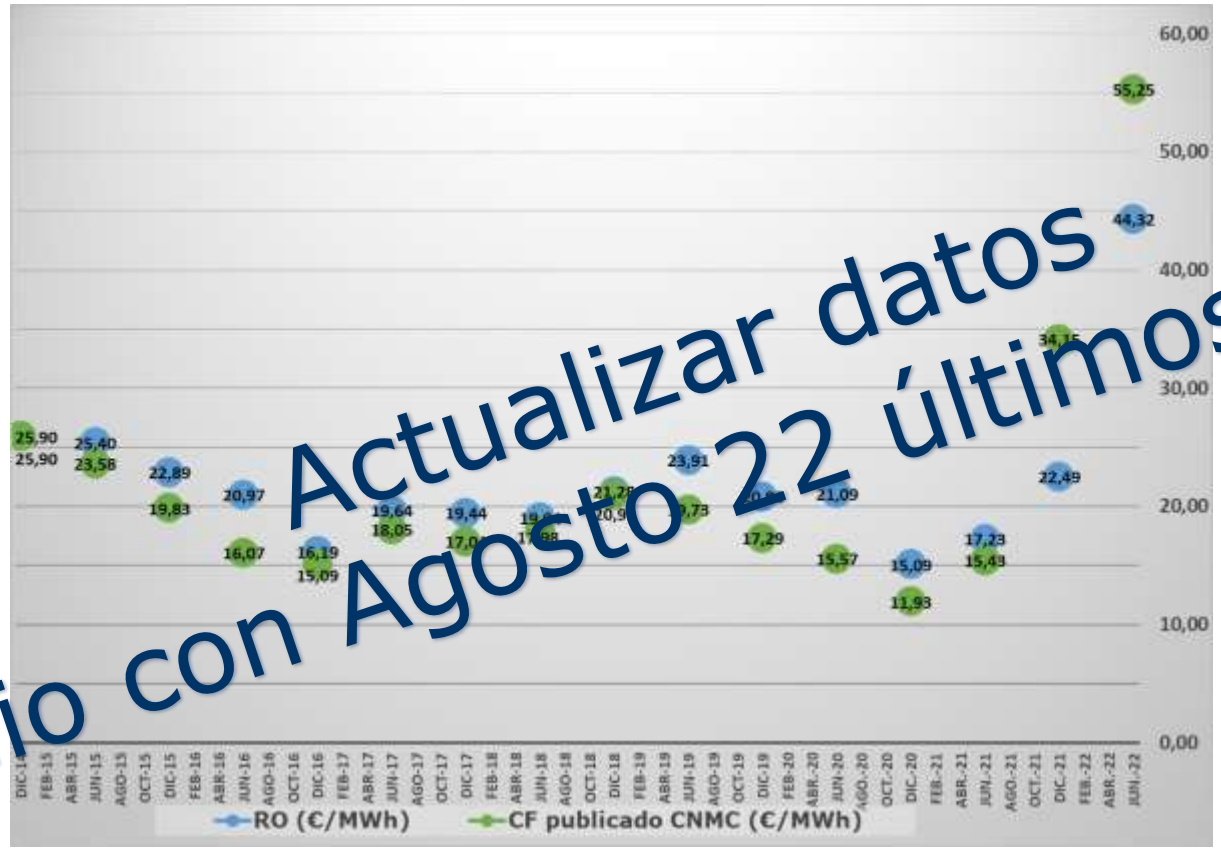
c. Abordar la **determinación del coste real de gas de las instalaciones** y similares en España, y **los indicadores existentes de este coste**, disponibles desde antes del inicio del periodo regulatorio actual.

d. FTI analizará a continuación la **diferencia entre la evolución de los indicadores utilizados en la normativa** (para los periodos de 2020, 2021 y 2022) y **los indicadores de la evolución del precio del gas en España**. **PARA ELLO SE BUSCARÁN LA REFERENCIAS ADECUADAS (MERCADO MAYORISTA, MINORISTA, EXTRA PENINSULARES, TUR,…**

e. Adicionalmente, FTI analizará las implicaciones del Real Decreto-ley 6/2022, y en concreto el coste de establecer las coberturas (lo que ya hemos trabajado con algunos inversores para sus plantas eólicas y fotovoltaicas), el impacto en la Rinv de anticipar el final del semiperiodo regulatorio a finales de 2022, el impacto del factor de apuntamiento, entre otros.

IV. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021 & 1s 2022: Avances jurídicos (acumulación)

Boletín informativo del mercado mayorista y aprovisionamiento de gas: último publicado "Periodo de junio de 2022".



Actualizar datos de Junio con Agosto 22 últimos publicados

El regulador ha identificado en periodos previos el coste reconocido de gas (€/MWh) en el RO era superior al de reportado por la comercializadoras, **pero esto en el 2S 2021 y 1S 2022 se ha dado la vuelta,** según info. del mercado mayorista (4-5 €/MWh mas abajo)..

V. Nueva metodología de actualización de parámetros 2023-2025: Propuesta Ministerio

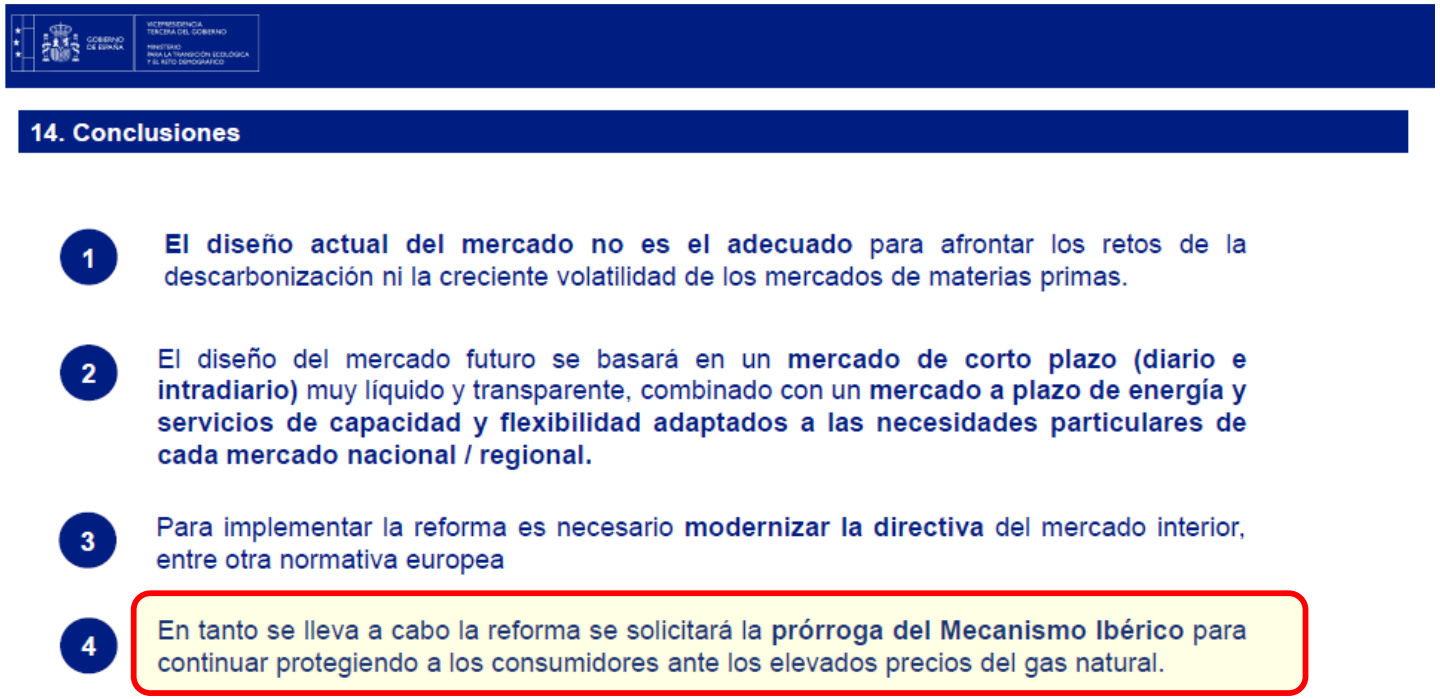
V. Nueva metodología de actualización de parámetros 2023-2025: Entorno cambiante

I. Extensión tope de gas 2024

España defenderá la prórroga hasta finales de 2024 de la "excepción ibérica", que topa el gas para generación eléctrica, porque "todavía podemos vivir episodios de alta volatilidad" en los precios, sin que se haya reformado aún el mercado eléctrico europeo

II. Reforma mercado eléctrico

Non-paper by Spain : Proposal to reform the EU's wholesale power market



14. Conclusiones

1. **El diseño actual del mercado no es el adecuado** para afrontar los retos de la descarbonización ni la creciente volatilidad de los mercados de materias primas.
2. El diseño del mercado futuro se basará en un **mercado de corto plazo (diario e intradiario)** muy líquido y transparente, combinado con un **mercado a plazo de energía y servicios de capacidad y flexibilidad adaptados a las necesidades particulares de cada mercado nacional / regional.**
3. Para implementar la reforma es necesario **modernizar la directiva** del mercado interior, entre otra normativa europea
4. En tanto se lleva a cabo la reforma se solicitará la **prórroga del Mecanismo Ibérico** para continuar protegiendo a los consumidores ante los elevados precios del gas natural.

https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/espa%C3%B1a-remite-a-la-comisi%C3%B3n-europea-su-propuesta-para-reformar-el-mercado-el%C3%A9ctrico-europeo/tcm:30-550165

V. Nueva metodología de actualización de parámetros 2023-2025: Índice de temas

A. Índices cesta de combustibles (y su ponderación y multiplicadores en función del contrato de Argelia):
   I. Actualmente: NBP & Brent ~~& HH~~
   II. Propuesta potencial: TTF o NBP o nueva referencia ***(31-Marzo-23)*** & Brent & Mibgas

B. Periodicidad de revisión:
   I. RDL 10/2022: mecanismos de topado diario
   II. Solicitada mensual
   III. Referencia previa al Ley 23/2013 & RD 413/2014 trimestral
   IV. RDL 6/2022 anual

C. Otros temas:
   I. Por definir periodos de referencia de coste de precio de mercado ***(sin definir en el borrador 1S 2023)***
   II. Criterios de comparación costes de mercado ***(Beta eliminar ¿?)***
   III. Plazos de publicación (ex ante): coberturas,…
   IV. Propuesta topado de gas en Europa ***(2024 ¿?)***

VI. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización

VI. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización

TEMAS PENDIENTES

a. Su intención es definir el la nueva metodología y luego sacar la subasta de cogeneración

b. Los temas relevantes pendientes de definir, que el Ministerio ha tomado nota de las recomendaciones de la CNMC y de las peticiones del sector:

I. Autoconsumo: por definir si acepta el mantener el Todo-Todo con autoconsumo mínimo vía PPAs.

II. Definición de planta nueva y renovada.

III. Cupos: Tamaños (biomasa nueva -y renovaciones si entran- y criterios de competencia sobreoferta del 20%)

IV. VUR (10-13 años)

V. Penalizaciones: aclarar criterio de doble penalidad

VI. Lista de equipos elegibles

VII. Resumen legislativo

VII. Resumen legislativo

RESUMEN DE LA REGULACIÓN PUBLICADA HASTA FIN DE AÑO (otros temas fuera de la info. diaria):

- Peajes eléctricos 2023
- Acuerdo de la CNMC de aclaraciones adicionales sobre el cap del gas.
- Propuesta de Orden Ministerial que establece los cargos de electricidad para 2023
- Propuesta de Orden Ministerial por la que se convoca un banco de pruebas regulatorio.
- Propuesta de aportaciones al Fondo de eficiencia en 2023.
- Propuesta de nuevos valores unitarios para la financiación del BS en 2023.
- TUR de gas Q1 2023.
- Operadores principales y dominantes en electricidad y gas.
- Retribución del OS y del GTS.
  - Retribución del OS: 0,15971 €/MWh (vs 0,14058 €/MWh en 2022).
  - Retribución del GTS: se prorroga provisionalmente el valor de 2022, hasta que se apruebe la retribución definitiva de 2023 y 2024).
- Orden Ayudas para proyectos de nuevos modelos de negocio (Orden TED/1359/2022)
- Reglamentos de la UE:
  - Reglamento (UE) 2022/2578: Establece un mecanismo de corrección del mercado para proteger a los ciudadanos de la Unión y la economía frente a precios excesivamente elevados.
  - Reglamento (UE) 2022/2577: Establece un marco para acelerar el despliegue de energías renovables.
  - Reglamento (UE) : Refuerza la solidaridad mediante una mejor coordinación de las compras de gas, referencias de precios fiables e intercambios de gas transfronterizos.

VII. Resumen legislativo: Programa de Incentivos para instalaciones de electricidad y calor renovables

Se ha abierto a trámite de audiencia e INFORMACIÓN PÚBLICA una **Orden que establecerá las bases reguladoras de convocatorias al Programa de Incentivos para instalaciones de producción de electricidad y calor a partir de energías renovables en sustitución de fósiles**, en el marco del PRTR y de Resolución de la primera convocatoria

- El régimen de concesión será el de concurrencia competitiva.
- Se establece un límite máximo de ayuda para los proyectos de **15.000.000 euros por proyecto y beneficiario,** así como una inversión mínima por proyecto de 50.000 euros

Plazo de alegaciones desde el viernes 13 de enero de 2023 hasta el viernes 03 de febrero de 2023

Se solicitan comentarios para la presentación de alegaciones antes del **lunes 30 de enero**.

Más información: https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=574

VII. Resumen legislativo: Programa de Incentivos para instalaciones de electricidad y calor renovables

Se incluye como Proyecto subvencionable los siguientes:

1.1. Tipo 1 (T-1). Instalaciones de producción de energía eléctrica o de cogeneración. Se distinguen los siguientes subtipos:

- Subtipo 1.1 (S-1.1): instalaciones de producción de energía eléctrica o de cogeneración a partir de biomasa.
- Subtipo 1.2 (S-1.2): instalaciones de producción de energía eléctrica o de cogeneración a partir de biogás.
- Subtipo 1.3 (S-1.3): instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de energía eólica.
- Subtipo 1.4 (S-1.4): centrales hidroeléctricas.
- Subtipo 1.5 (S-1.5): instalaciones solares fotovoltaicas.

1.2. Tipo 2 (T-2): instalaciones de producción de energía térmica. Se distinguen los siguientes subtipos:

- Subtipo 2.1 (S-2.1): instalaciones de producción de energía térmica a partir de biomasa.
- Subtipo 2.2 (S-2.2): instalaciones de producción de energía térmica a partir de biogás.
- Subtipo 2.3 (S-2.3): instalaciones de producción de energía térmica a partir de geotermia o hidrotermia.
- Subtipo 2.4 (S-2.4): instalaciones de producción de energía térmica a partir de aerotermia.
- Subtipo 2.5 (S-2.5): instalaciones de producción de energía térmica a partir de energía solar

VII. Resumen legislativo: Programa de Incentivos para instalaciones de electricidad y calor renovables

I. COSTES CONSIDERADOS COMO ELEGIBLES (*del Proyecto de Resolución*):

- Sistemas preparación, descarga, almacenamiento y tratamiento de combustibles.
- Equipos principales de generación de energía eléctrica, de cogeneración y de energía térmica.
- **Sistemas de almacenamiento de energía eléctrica y/o de energía térmica**.
- Equipos de recuperación de calor y/o frío, así como sistemas de distribución a puntos de consumo del calor y/o frío.
- Sistemas eléctricos y de control, hidráulicos, bombeo, instrumentación, auxiliares, etc., asociados a la instalación y, en general, equipamientos electromecánicos.
- Subestación eléctrica, transformadores, celdas, armarios, sistemas de teledisparo y protecciones, contadores, líneas de evacuación e interconexión de centrales de generación, y de los sistemas de integración de energía eléctrica y gestión de la demanda, red de tierras, batería de condensadores y, en general, equipamientos electromecánicos, aparellaje e infraestructuras eléctricas hasta el punto de conexión con la red eléctrica de transporte o distribución.
- Sistemas de control, telemedida, monitorización y comunicación con el centro de control asociados a la instalación, incluidas las pruebas, puesta en marcha y ensayos de funcionamiento.

VII. Resumen legislativo: Programa de Incentivos para instalaciones de electricidad y calor renovables

II. COSTES CONSIDERADOS COMO ELEGIBLES (*del Proyecto de Resolución*):

- Sistemas de gestión, control activo y monitorización de la demanda de energía eléctrica de instalaciones consumidoras abastecidas por el proyecto objeto de la ayuda, que ayuden a optimizar la gestión y producción permitiendo la integración más efectiva en la red, en mercados locales o en su uso para autoconsumo de las fuentes de energías renovables.
- Obra civil
- Coste del desmantelamiento de instalaciones existentes en el emplazamiento.
- Elaboración del proyecto de ejecución.
- Dirección facultativa de obra.
- Coordinación de Seguridad y Salud de la obra y montaje.
- Ensayos, estudios y pruebas necesarias para la elaboración del proyecto y dimensionamiento de la instalación.
- Costes de gestión de la solicitud de la ayuda, incluida la redacción de informes y demás documentación requerida para la solicitud.
- Costes de gestión de la justificación de la realización de las actuaciones.

VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales

Fit for 55: EU ETS

Novedades regulatorias

El 18 de diciembre los legisladores europeos votaron a favor de un acuerdo ambicioso sobre las reformas del EU ETS en el marco del *Fit for 55*.

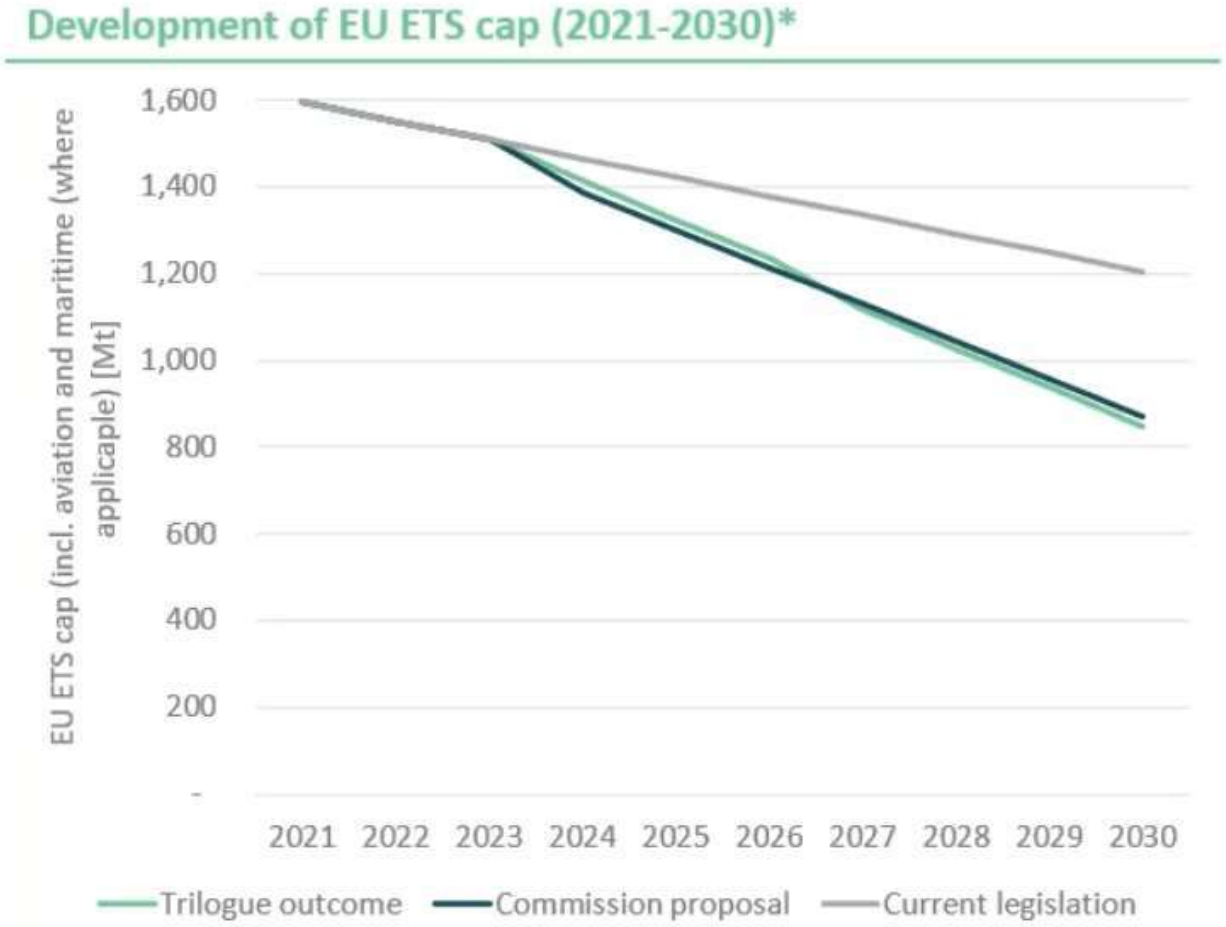
Tema	Acuerdo preliminar 18/12/2022
Target 2030	- 62 % sobre 2005
Rebasing y LRF	*Rebasing* de 90 Mt en 2024 y de 27 Mt en 2026
LRF	LRF de 4,3% de 2024 a 2027 y 4,4% a partir del 2028.
MSR	Porcentaje de retirada al 24% hasta el 2030. No se tocan los umbrales de 833 y 400 Mt de TNAC. Mínimo de 400 Mt en la reserva.

Fuente: Elaboración propia

VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales

Fit for 55: EU ETS

El objetivo de un 62% con el doble *rebasing* y el aumento progresivo del LRF aumenta la ambición climática de la Unión Europea respecto a la propuesta inicial de la Comisión.



Fuente: GreenFact

REPowerEU

Se aprobó el plan REPowerEU en los trílogos de diciembre, que asienta medidas para limitar la dependencia del gas y petróleo ruso.

Impacto en el EU ETS

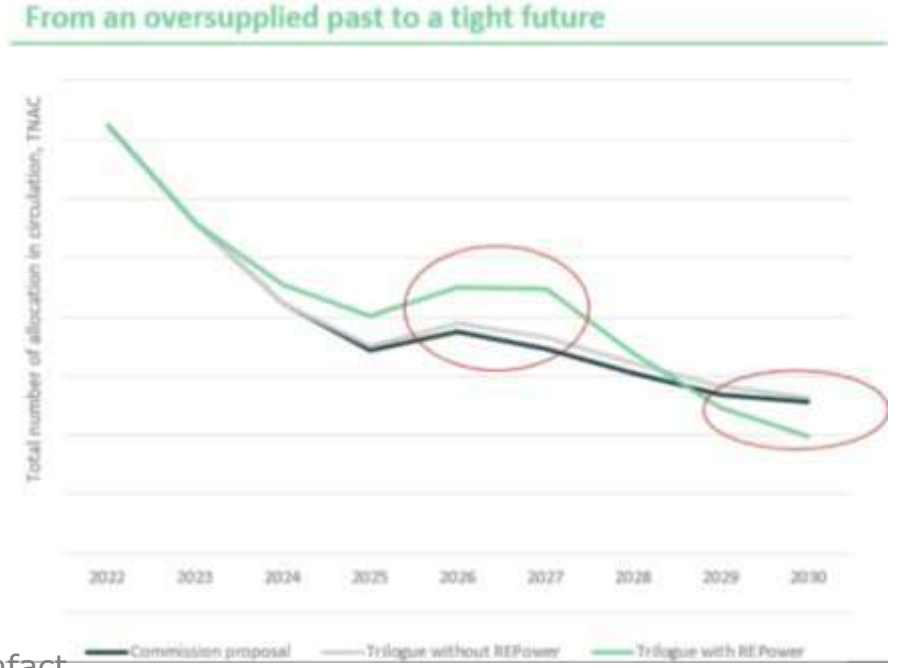
Ventas de 20.000 millones de € de EUAs provenientes del Innovation Fund y de las subastas futuras.

Innovation Fund: 12.000 millones de €. 60%

Subastas futuras: 8.000 millones de €. 40%

A partir del 2030, se recaudarán 2.000 millones de € con la venta de derechos de la reserva (MSR) para volver a financiar el Innovation Fund

Aumento del exceso de derechos en el mercado a corto plazo, pero la MSR absorberá más derechos al final de la década.



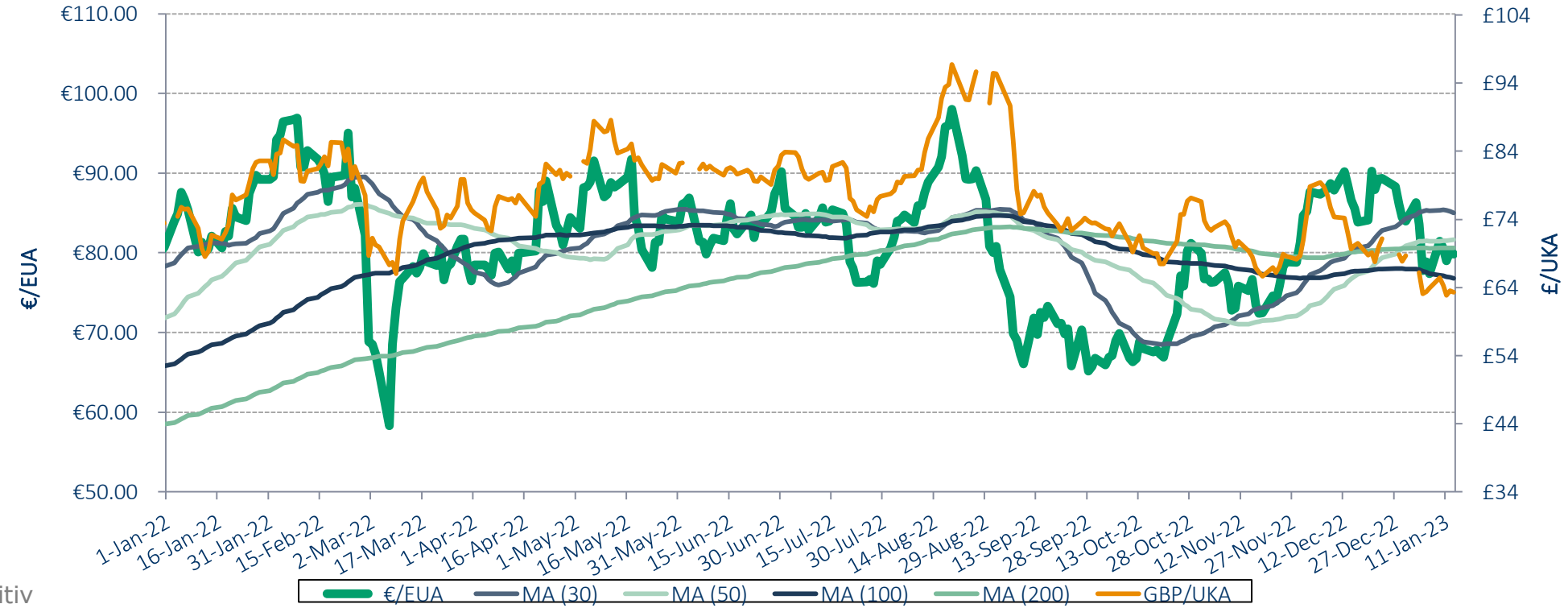
Fuente: Greenfact

Caídas de la demanda energética, EUA

Evolución EUA

El EUA volvió a bajar en enero con poca demanda energética debido a las temperaturas suaves en Europa. La oferta en el mercado primario volvió tras la vuelta de la subasta el 9 de enero. Media 2022: 81,24 €/t – Media enero: 80,49 €/t

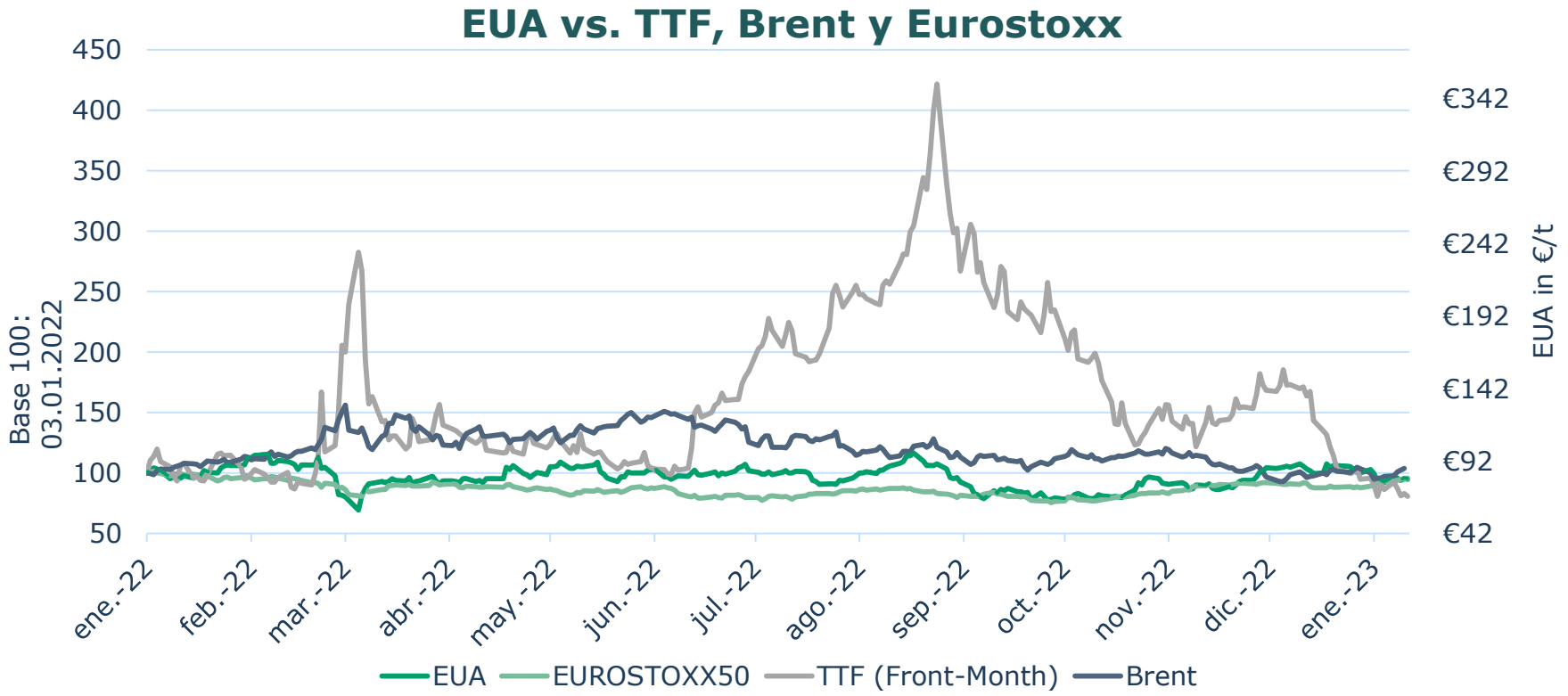
Evolución del EUA, 12 meses



Fuente: Refinitiv

EUA vs. Energía en 2022

Fuerte caída en el TTF a finales de 2022 y principios de 2023, que vuelve a cotizar en niveles de antes de la guerra en Ucrania. Los almacenes de gas en Europa volvieron a subir en diciembre. El EUA cotiza ligeramente por debajo de sus niveles de principios de 2022.



Fuente: Refiniti

Previsiones de precio

Los analistas actualizaron sus previsiones a la baja en noviembre, antes del fuerte aumento de precio de finales de año hasta registros superiores a 80 €/t. Los principales factores bajistas a los que hacen referencia son: la crisis energética, el *REPowerEU* y un entorno macro negativo. Sin embargo, actualizaron al alza sus previsiones para 2025 - 2030.

Price Forecast (11/11/2022)

Analyst	Q4 2022	H1 2023	2023	2024	2025	2026	2030	Phase IV
BloombergNEF	N/A	N/A	79,00 €	106,00 €	106,00 €	119,00 €	147,00 €	107,00 €
Brannvoll ApS	70,00 €	75,00 €	82,00 €	90,00 €	100,00 €	120,00 €	150,00 €	120,00 €
Commerzbank	85,00 €	85,00 €	88,75 €	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
DWS*	78,00 €	N/A	86,00 €	N/A	105,00 €	N/A	130,00 €	N/A
Energy Aspects	70,00 €	71,00 €	75,00 €	93,00 €	100,00 €	111,00 €	165,00 €	112,00 €
Lawson Steele	70,00 €	106,00 €	131,00 €	150,00 €	168,00 €	177,00 €	200,00 €	154,00 €
Macquarie	65,00 €	65,00 €	65,00 €	70,00 €	80,00 €	110,00 €	133,00 €	96,35 €
Morgan Stanley*	62,00 €	N/A	84,00 €	104,00 €	130,00 €	141,00 €	140,00 €	116,77 €
Refinitiv	72,00 €	70,00 €	70,00 €	72,00 €	76,00 €	84,00 €	127,00 €	88,00 €
S&P Global	73,00 €	N/A	78,00 €	92,00 €	100,00 €	N/A	124,00 €	98,00 €
Volue Insight	64,00 €	60,00 €	60,00 €	60,00 €	N/A	N/A	N/A	N/A
Average (11 analysts)	**70,85 €**	**70,35 €**	**76,90 €**	**89,55 €**	**103,00 €**	**120,20 €**	**139,50 €**	**108,35 €**
High - Low Range	23,00 €	46,00 €	71,00 €	90,00 €	92,00 €	93,00 €	76,00 €	66,00 €
Last poll (10 analysts)	83,60 €	N/A	93,00 €	93,95 €	100,65 €	111,50 €	122,29 €	103,65 €
Evolution / last poll	-15,3 %	N/A	-17,3 %	-4,7 %	2,3 %	7,8%	14,1 %	4,5 %

Fuente: Carbon Pulse

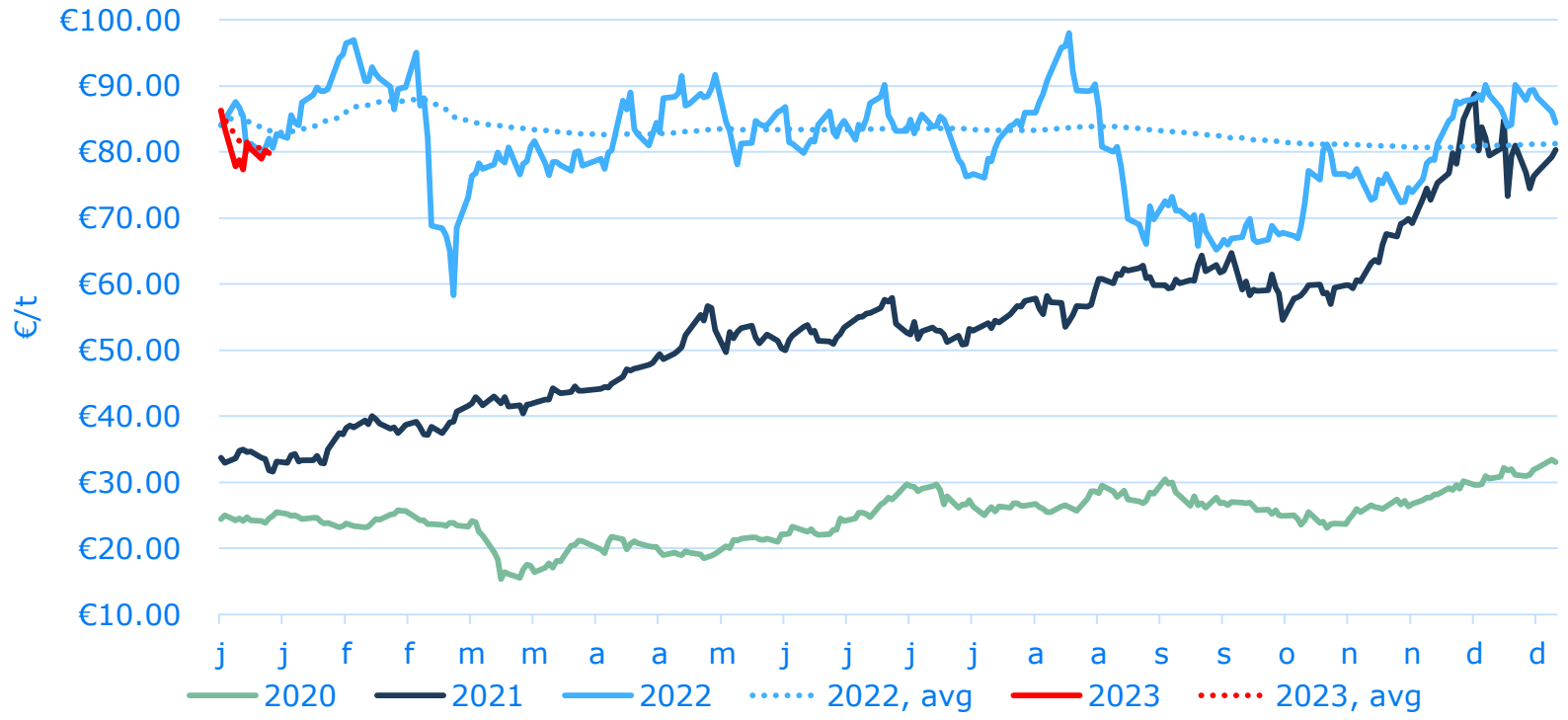
(*) These analysts submitted end-of-year forecasts instead of average.

Alternativas para la compra *spot*

Compras al contado

Las compras *spot* pueden realizarse bien siguiendo el mercado, bien buscando la oportunidad, bien combinando ambas ideas.

Evolución del precio del EUA 2020/21/22/23



2020:
- Medio: 24,83 €/t
- Último: 32,72 €/t

2021:
- Medio: 53,70 €/t
- Último: 80,65 €/t

2022:
- Medio: 80,91 €/t
- Último: 80,58 €/t

2023:
- Medio: 80,49 €/t
- Último: 79,86 €/t

Fuente: THE ICE

IX. Aspectos legales

X. Aspectos legales

To: State Aid Registry
European Commission
Directorate-General Competition
State Aid Registry
B-1049 Brussels
e-mail: stateaidgreffe@ec.europa.eu

From:

Asociación Española de Cogeneración (ACOGEN)
Spanish CHP Association (ACOGEN)
Av. de Bavi[illegible], 28 Madrid, Spain
jrodriguez@acogen.[illegible]
www.acoge[illegible]

and

Asociación Española para la Promoción de la Cogeneración (COGEN España)
Spanish Association for CHP Promotion (COGEN Spain)
Calle de Aragón, 383 4 pl., 08037 Barcelona, Spain
mgarcia@cogenspain.org
www.cogenspain.org

and

Asociación Empresarial para el Desimpacto Ambiental de los Purines (ADAP)
Business Association for Slurry Environmental Disimpact
Calle de Aragón, 383 4 pl., 08037 Barcelona, Spain
adap@adap.org.es
www.adap.org.es

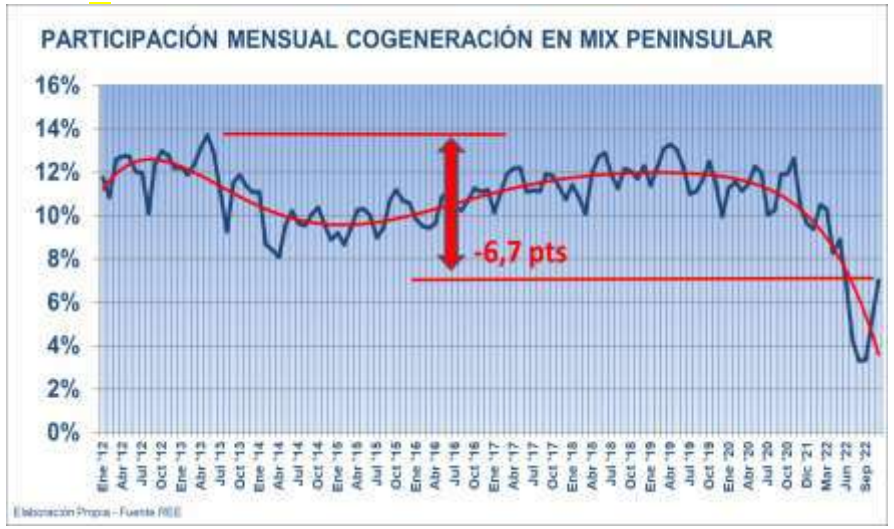
Madrid, [***] of November 2022

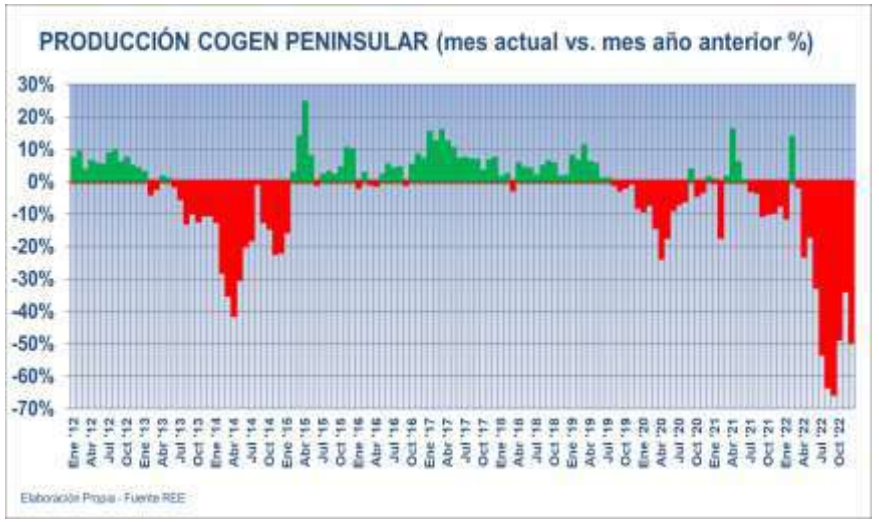
Subject: Update Report "Impact on Regulated combined heat and power (CHP) plants of the Decision authorizing the State Aid SA. 102454 (2022/N) - Spain on the production cost adjustment mechanism for the reduction of the electricity wholesale price in the Iberian market".

Pendiente (actualizar con la nueva petición hasta 2024)

X. Informe de evolución de la cogeneración

Informe de evolución de la cogeneración
Evolución producción cogeneración peninsular REE



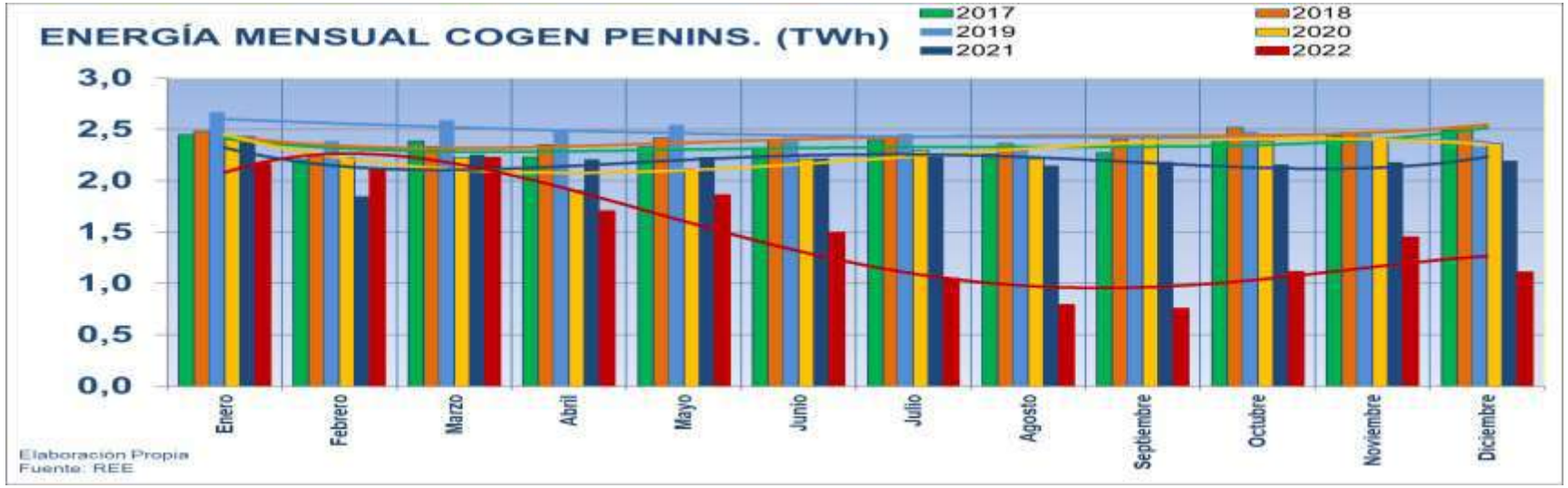


Actualizado dic '22 (REE cierre dic '22)

dic '22 vs. máximos

-61,9%	Energía mensual 1,11 vs. 2,91 TWh (ene 2013)
-8,1 pts	Participación mensual en mix 5,0 vs. 13,1% (May 2013)
-5,4pts	Participación anual en mix 6,4 vs. 11,8% (jun 2013)

Informe de evolución de la cogeneración
Evolución producción nacional Cogeneración REE (II)



Actualizado dic '22
(REE cierre dic '22)

Mensual dic '22 vs. dic '21

-49,3% Energía
1,11 vs. 2,2 TWh
=> -1,1 TWh

-4,2 pts Participación en mix
5,0% vs. 9,2%

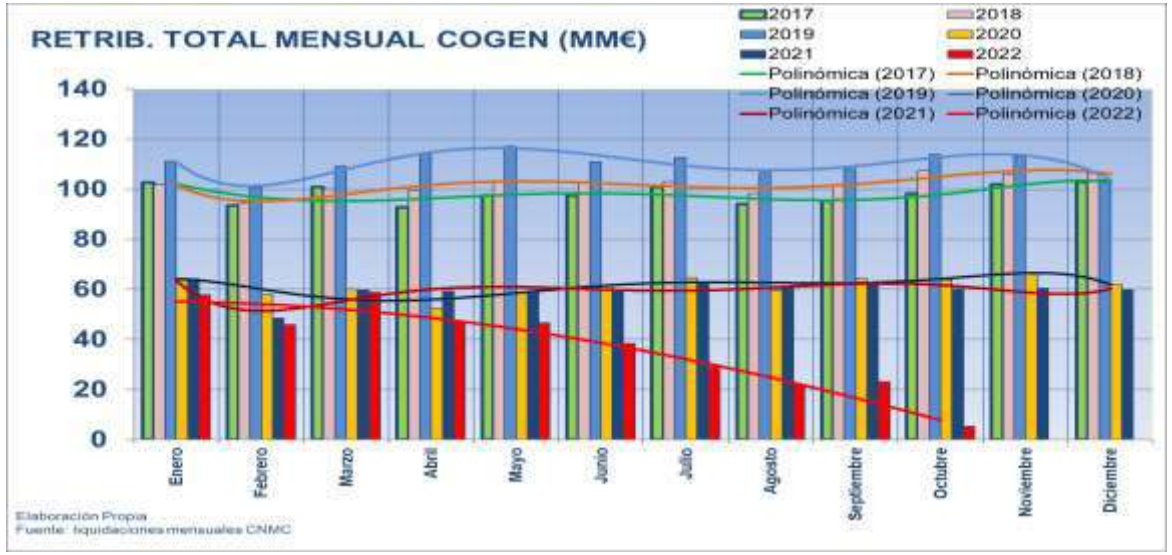
Anual '22 vs. máx año móvil

-53,3% Energía
15,29 vs. 32,77 TWh

-6,7 pts Participación en mix
6,4% vs. 13,1%

Informe de evolución de la cogeneración
Evolución liquidación cogeneración CNMC

Datos de liquidación 10/22



Comparación año móvil oct 2022 vs. oct 2021

-93,1% Energía vendida (0,12 TWh vs. 1,76 TWh)

-10,1% Retribución Ri anual (39,39 M€ vs. 43,81 M€)

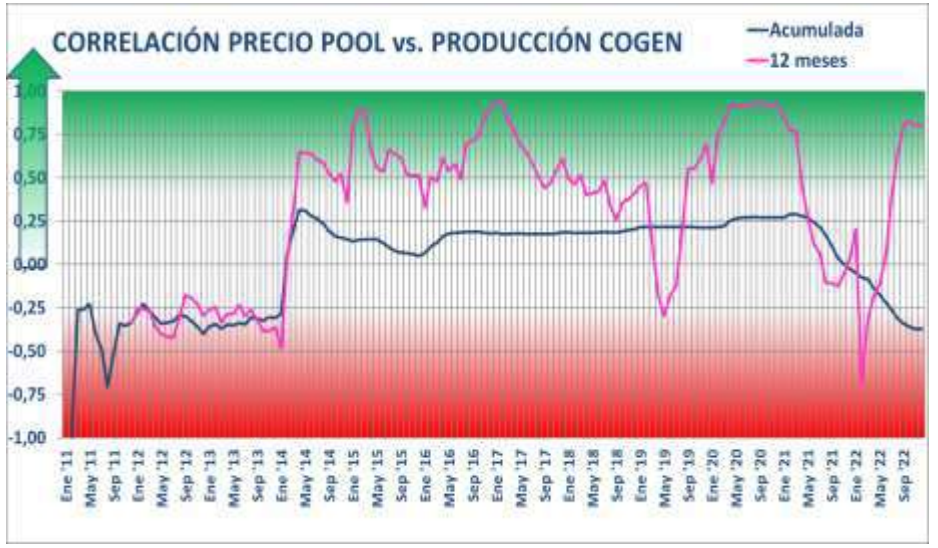
-33,0% Retribución Ro anual (455,04 M€ vs. 679,43 M€)

-31,6% Retribución Total anual (494,43 M€ vs. 723,24 M€)

(*) Año móvil

Informe de evolución de la cogeneración
Evolución liquidación Cogeneración CNMC (II)

Datos de liquidación 10/22



Actualizado oct '22 (CNMC Cuadros oct '22 y liquid. 10/22)

2022 (año móvil) vs. 2013

-39,1% Energía vendida (**15,29** TWh vs. 25,12 TWh)

-65,6% Potencia primada (**1,88** GW vs. 5,46 GW)

24,7% Potencia NO OPERATIVA (**1,363 de 5,524** MW)

40,7% Instalaciones NO OPERATIVAS (**387 de 951**)

Informe de evolución de la cogeneración
Evolución del parque de Cogeneración

TODAS LAS PLANTAS	POTENCIA INSTALADA (MW)											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	DIF '22-'21	DIF '22-'13
REGISTRADA	5.979	6.089	6.102	5.997	5.757	5.640	5.651	5.612	5.554	5.523	-30	-456
NO OPERA ÚLTIMOS 12 MESES (TIPO I)	182	91	582	140	24	56	23	32	236	103	-134	-79
NO OPERA ÚLTIMOS 24 MESES (TIPO II)	30	1.172	86	429	27	17	41	26	10	170	161	140
NO OPERA ÚLTIMOS 36 MESES (TIPO III)	259	n/d	1.034	969	1.214	1.076	1.115	1.107	1.046	1.095	48	836
NO OPERA EN CONTÍNUO	471	1.263	1.702	1.538	1.264	1.150	1.180	1.165	1.292	1.367	75	896
OPERANDO EN CONTÍNUO	5.508	4.826	4.400	4.459	4.493	4.490	4.471	4.447	4.262	4.156	-106	-1.352
% no opera de forma contínua	7,9%	20,7%	27,9%	25,6%	22,0%	20,4%	20,9%	20,8%	23,3%	24,8%		
% no operativo últimos +12 meses	3,0%	1,5%	9,5%	2,3%	0,4%	1,0%	0,4%	0,6%	4,3%	1,9%		
% no operativo últimos +24 meses	0,5%	19,2%	1,4%	7,1%	0,5%	0,3%	0,7%	0,5%	0,2%	3,1%		
% no operativo últimos 36 meses	4,3%	n/d	16,9%	16,2%	21,1%	19,1%	19,7%	19,7%	18,8%	19,8%		

Nota.- Ficheros CNMC detalle sólo disponibles desde Ago'13. Datos cierre 2014 para Tipo I no disponibles y para Tipo II incompletos.
Nota.- En el cierre de 2014 los datos del Tipo II incluyen también los del Tipo I (según nota anterior)

TODAS LAS PLANTAS	NÚMERO DE INSTALACIONES											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	DIF '22-'21	DIF '22-'13
REGISTRADA	996	1.060	1.064	1.056	1.023	1.011	1.005	983	960	950	-10	-46
NO OPERA ÚLTIMOS 12 MESES (TIPO I)	24	27	117	24	12	15	14	19	20	20	0	-4
NO OPERA ÚLTIMOS 24 MESES (TIPO II)	8	280	26	100	17	8	11	15	9	12	3	4
NO OPERA ÚLTIMOS 36 MESES (TIPO III)	76	n/d	266	278	339	342	344	346	336	357	21	281
NO OPERA EN CONTÍNUO	108	307	409	402	368	365	369	380	365	389	24	281
OPERANDO EN CONTÍNUO	888	753	655	654	655	646	636	603	595	561	-34	-327
% no opera de forma contínua	10,8%	29,0%	38,4%	38,1%	36,0%	36,1%	36,7%	38,7%	38,0%	40,9%		
% no operativo últimos +12 meses	2,4%	2,5%	11,0%	2,3%	1,2%	1,5%	1,4%	1,9%	2,1%	2,1%		
% no operativo últimos +24 meses	0,8%	26,4%	2,4%	9,5%	1,7%	0,8%	1,1%	1,5%	0,9%	1,3%		
% no operativo últimos 36 meses	7,6%	n/d	25,0%	26,3%	33,1%	33,8%	34,2%	35,2%	35,0%	37,6%		

Actualizado oct '22 (CNMC Cuadros oct '22)

2022 vs. 2021

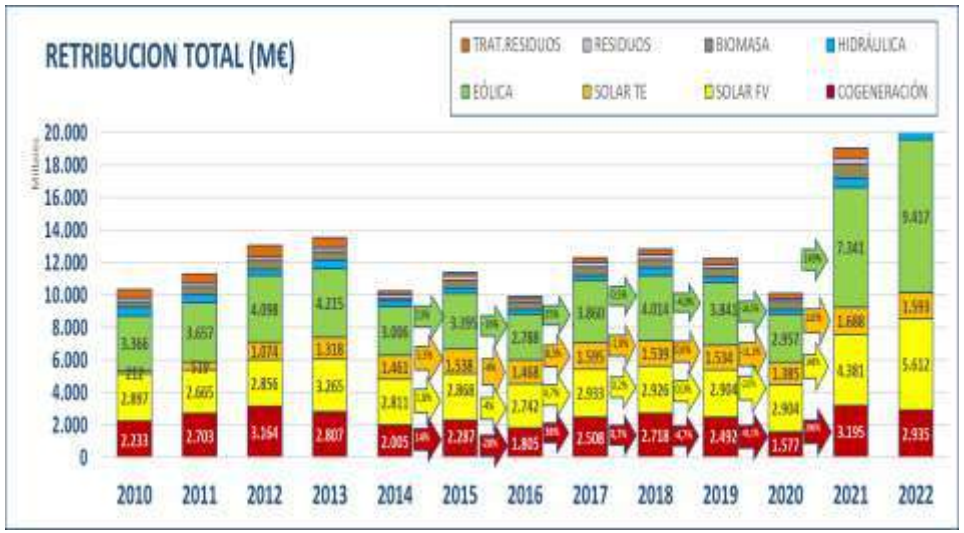
30 MW — Potencia dada de baja en registro en 2022

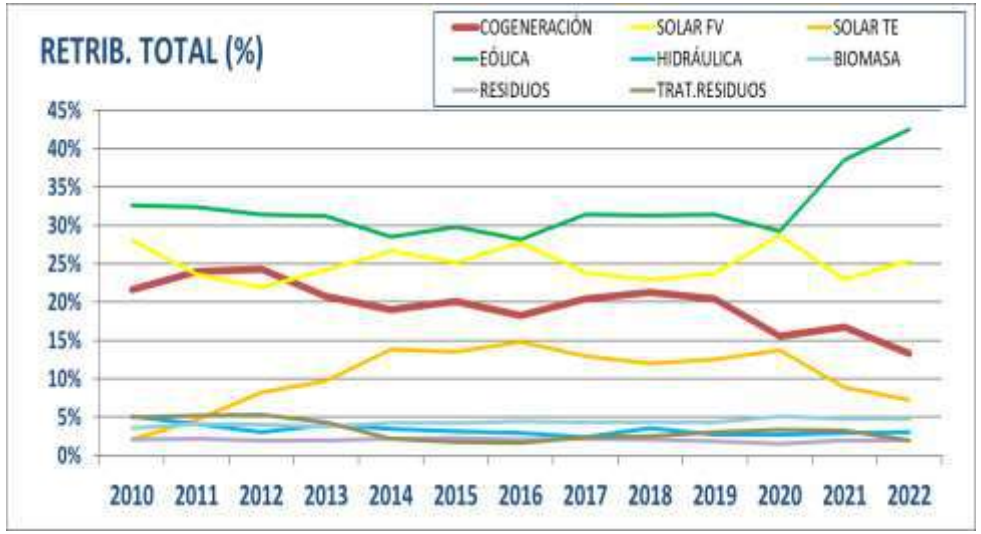
75 MW — Potencia adicional que no opera en continuo en 2022

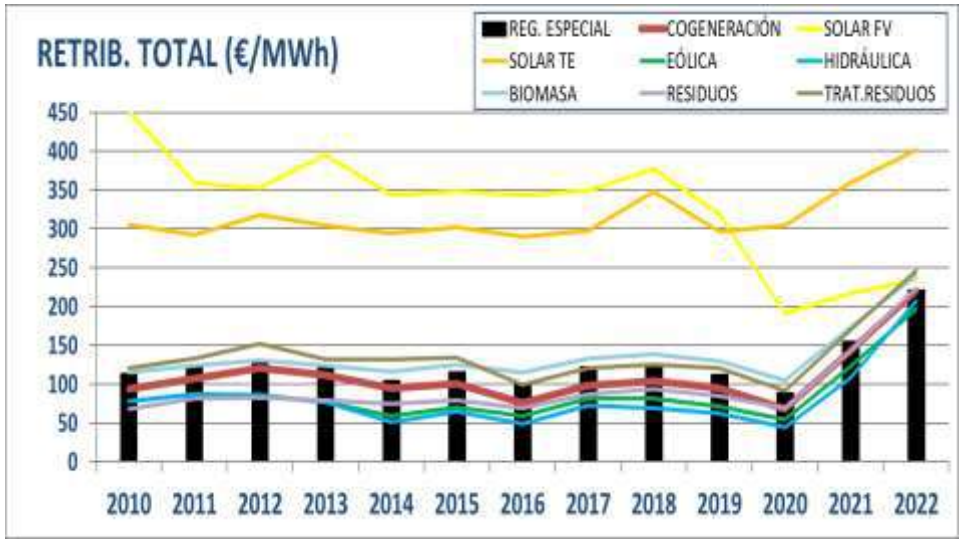
1,367 MW — Potencia que no opera en continuo (24,7%)

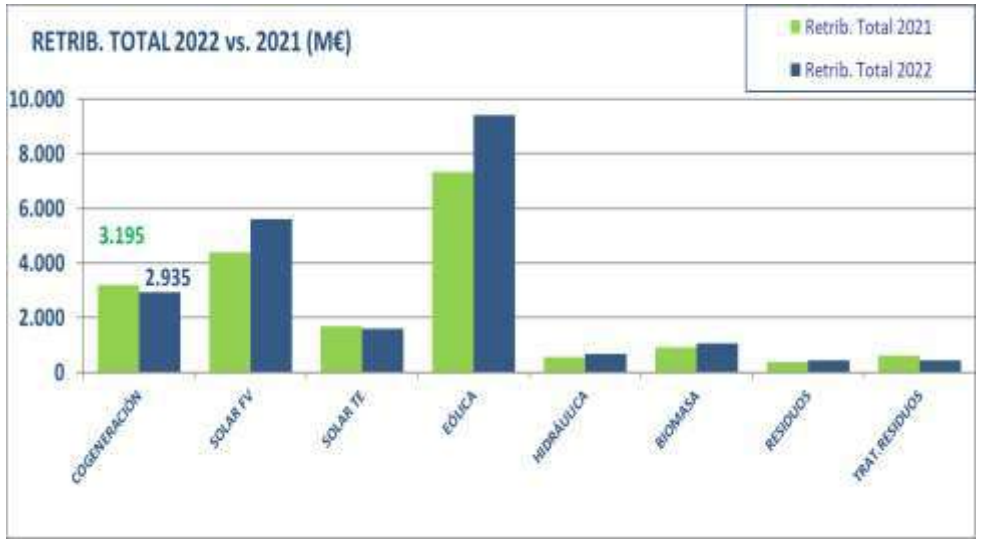
389 — Instalaciones que no operan en continuo (40,7%)

Informe de evolución de la cogeneración
Evolución de la retribución total cogeneración





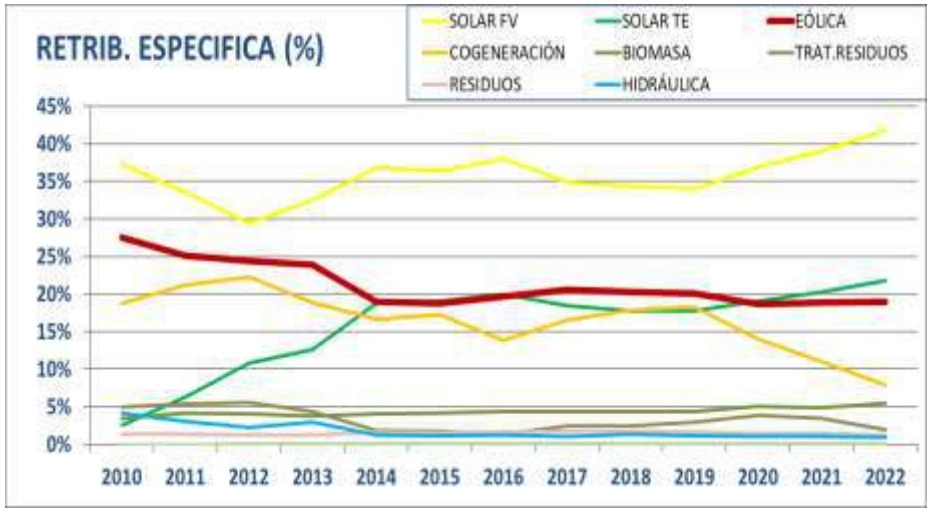


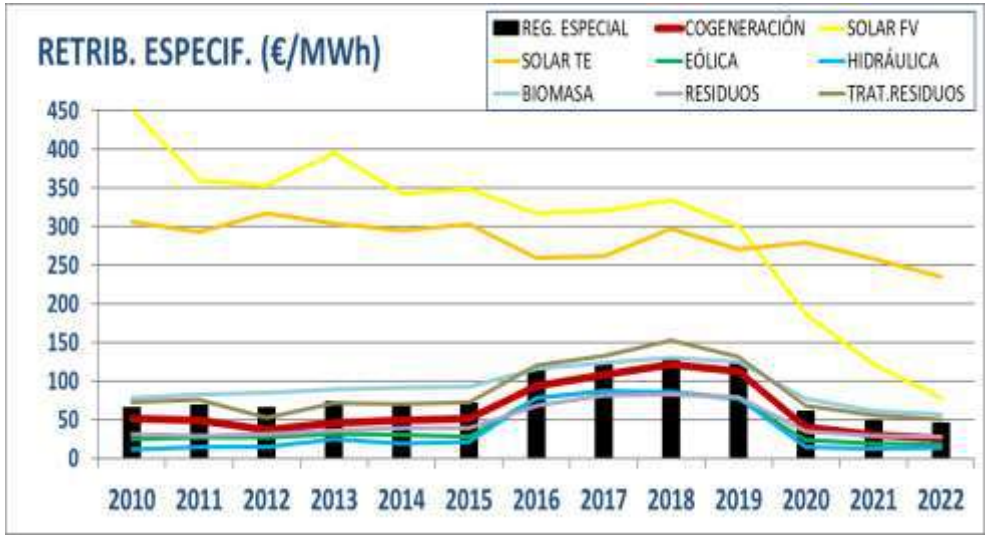


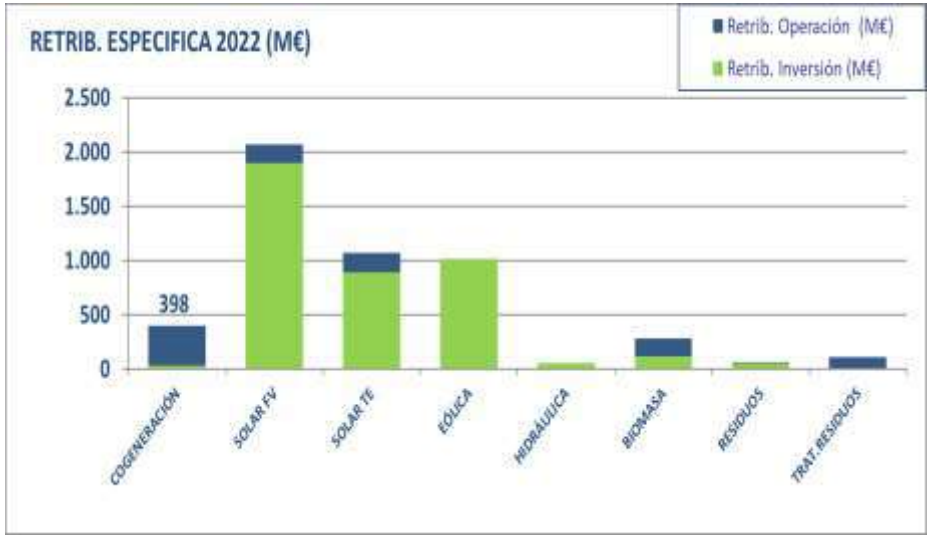
Actualizado oct '22
(Cuadros oct '22)

Nota.- 2022 incluye datos hasta octubre

Informe de evolución de la cogeneración
Evolución de la retribución específica cogeneración



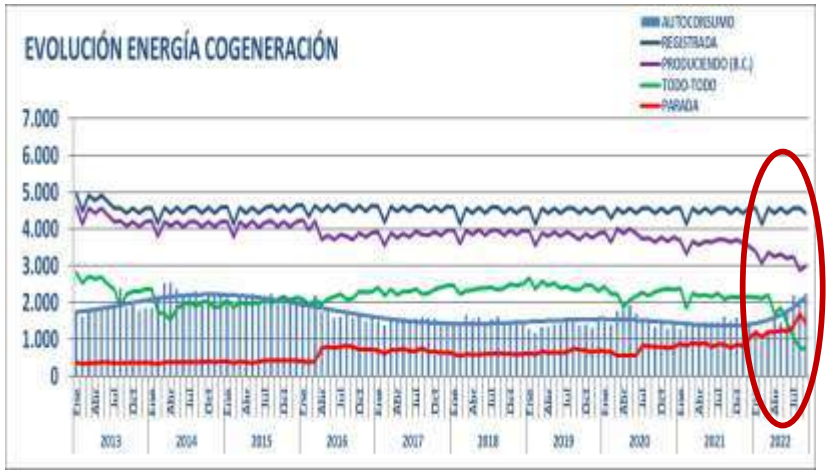


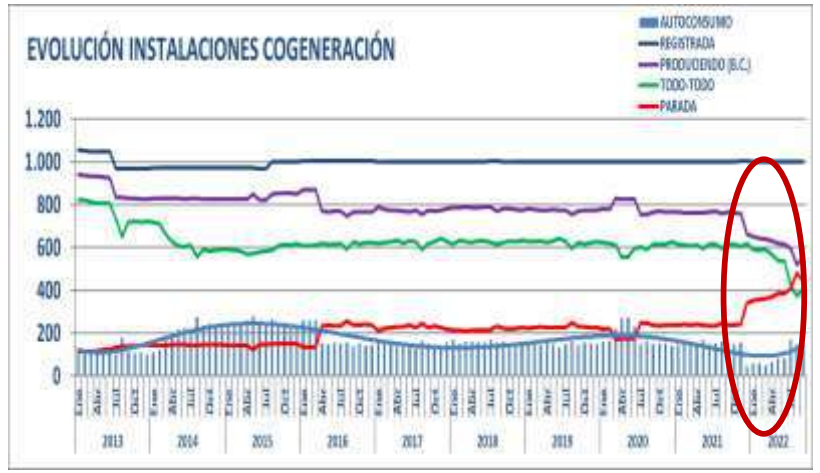


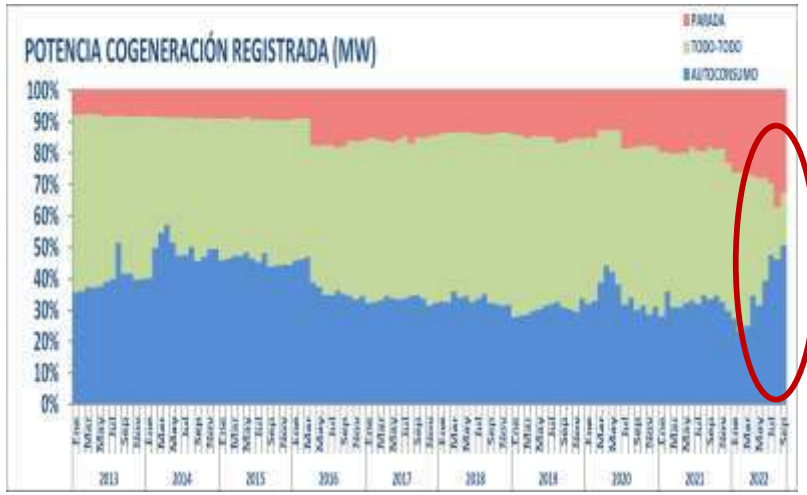
Actualizado oct '22
(Cuadros oct '22)

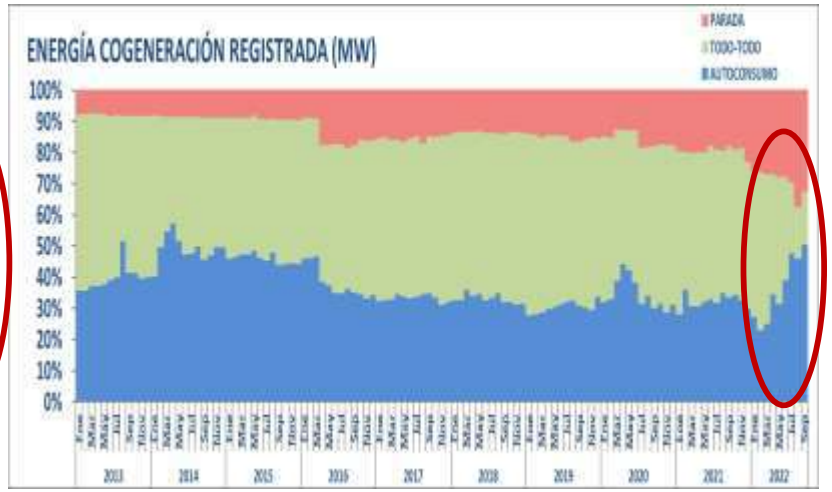
Nota.- 2022 incluye datos hasta octubre

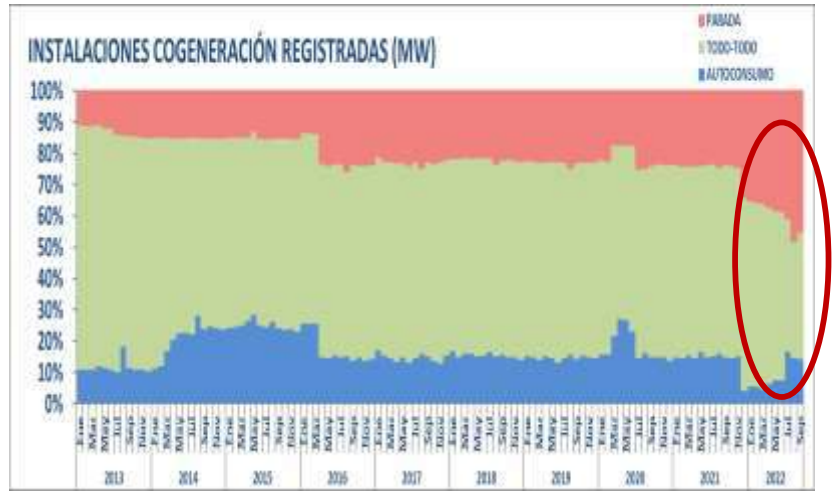
Informe de evolución de la cogeneración
Autoconsumo Cogeneración











Discrepancia datos CNMC oct 2022. Se muestran datos sep 2022 para AC / TT

Informe de evolución de la cogeneración
Autoconsumo Cogeneración

Nota.- Plantas paradas son las que al menos no han operado en los últimos 12 meses

Actualizado sep '22 (CNMC Cuadros sep '22)

AC/Registro (mes y año ant.)

	mes	año	valor
Pot./Ene.	+4,6%	+17,1%	50,8%
Inst.	+3,6%	+33,2%	76,1%
AC/TT	+54%	+34,3%	

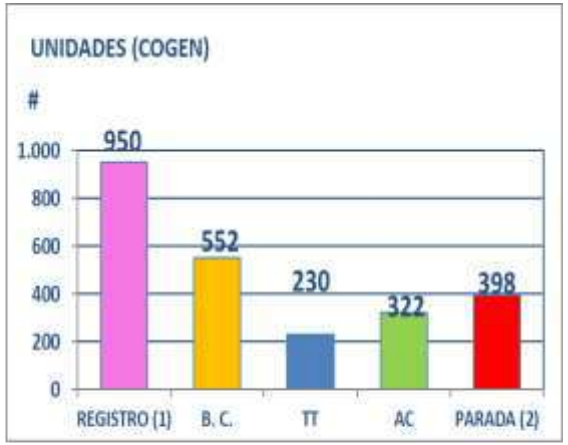
Parado/Registro (mes y año ant.)

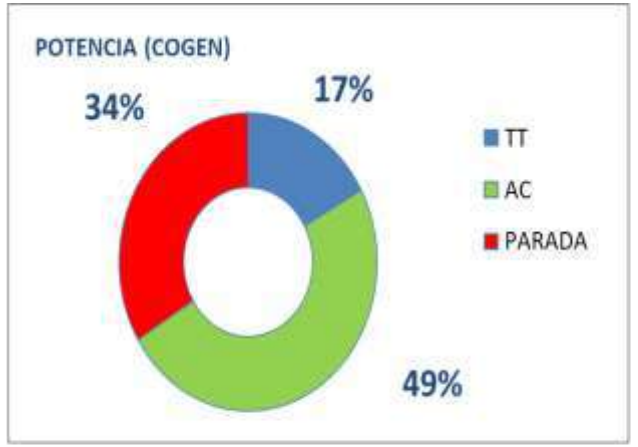
	mes	año	valor
Pot./Ene.	-4,5%	+14,9%	32,5%
Inst.	-3,1%	+21,4%	45,0%
AC/TT	+40,2%	+35,7%	

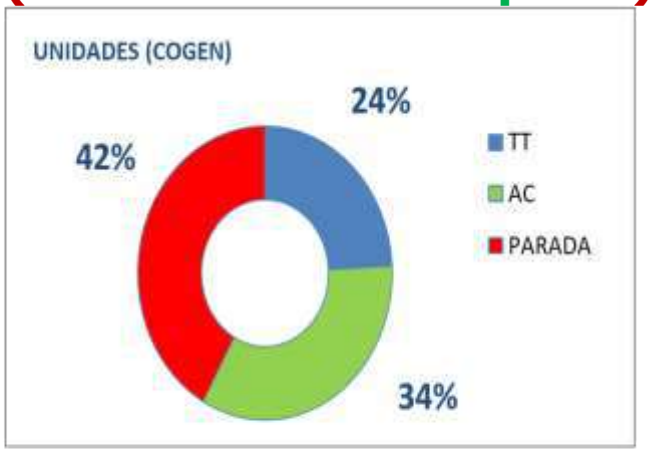
Discrepancia datos CNMC oct 2022. Se muestran datos sep 2022 para AC / TT

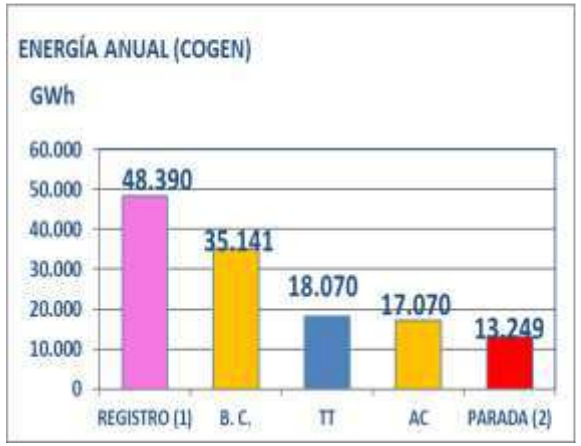
Informe de evolución de la cogeneración
Autoconsumo Cogeneración (II)

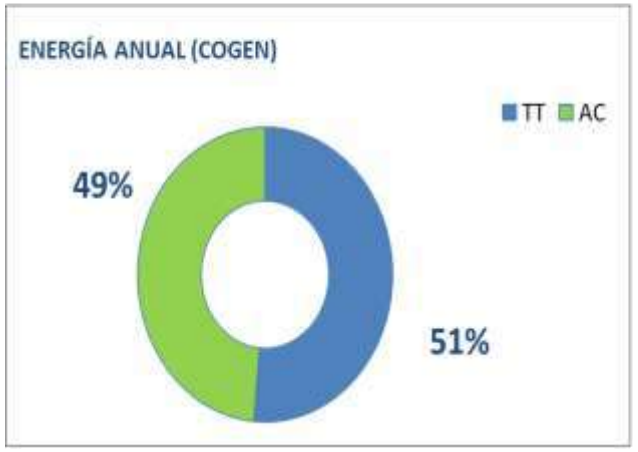
Actualizado sep '22
(CNMC Cuadros sep '22)

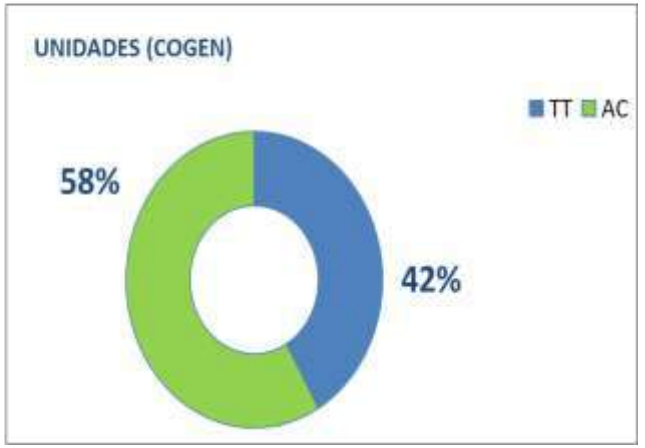










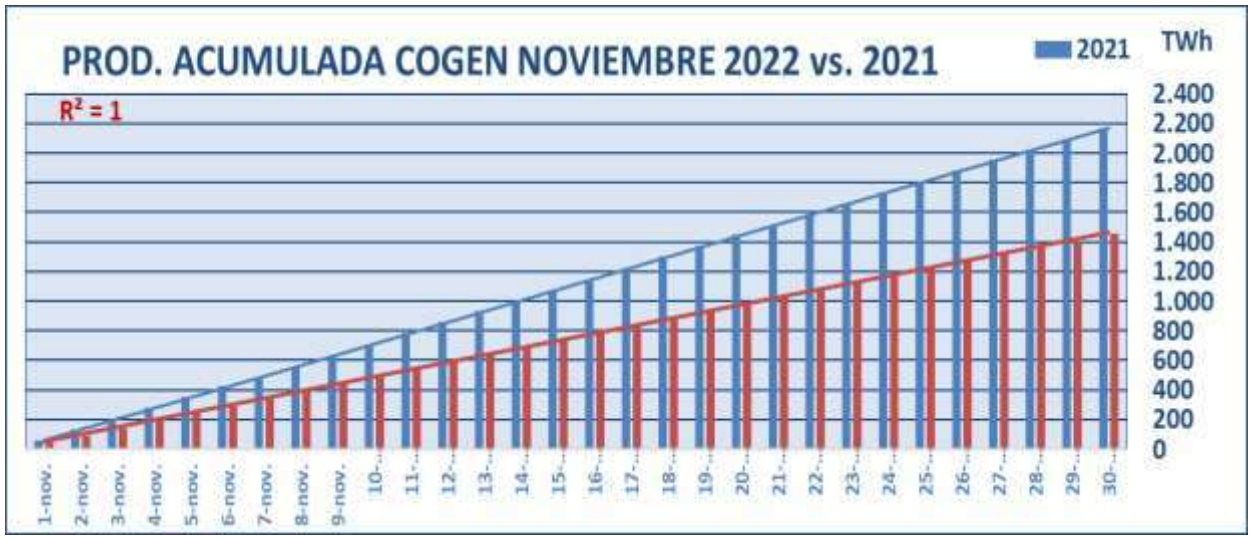


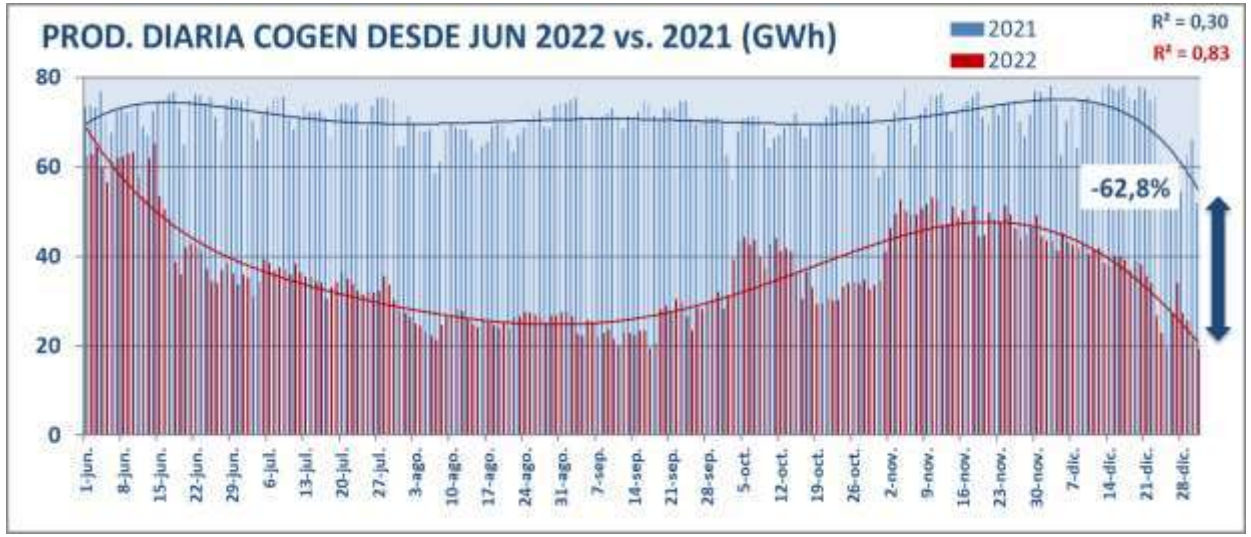
Discrepancia datos CNMC oct 2022. Se muestran datos sep 2022 para AC / TT

Informe situación Cogeneración: Evolución mensual

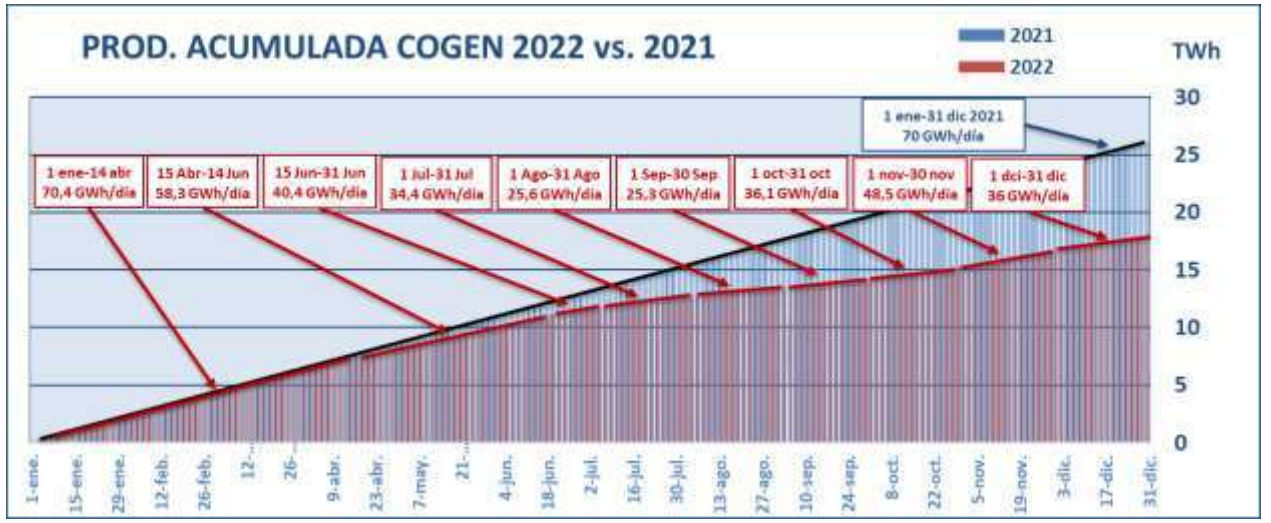
Informe situación Cogeneración: Evolución diaria

Nota.- R^2 = coeficiente de determinación de la regresión múltiple

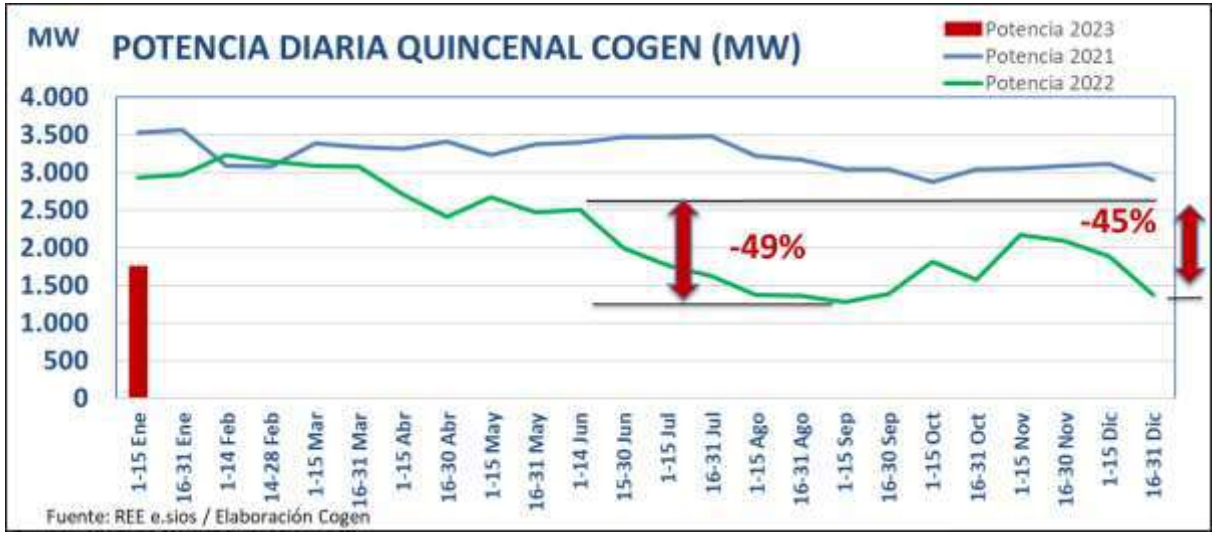


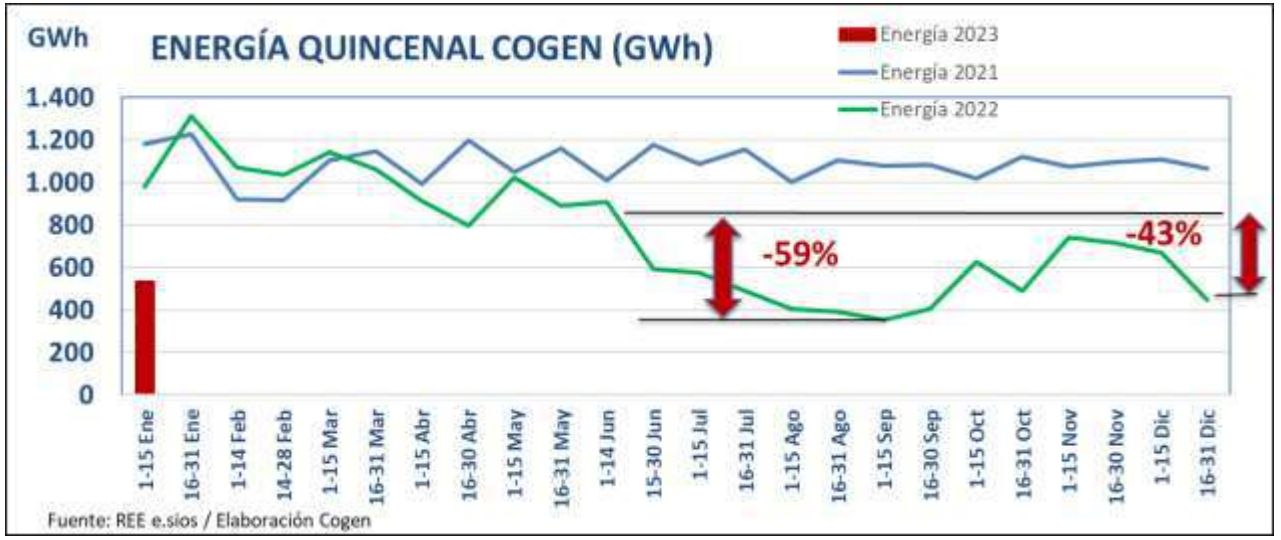


Informe situación Cogeneración: Evolución diaria (II)



Informe situación Cogeneración: Evolución diaria y quincenal años 2021-2023





XI. Grupos de trabajo

XI. Grupos de trabajo REE: GT EMT y GT ED

El GT_EMT se ha desarrollado en 4 reuniones:

- 1ª Reunión: miércoles 21 de septiembre
- 2ª Reunión: miércoles 19 de octubre. RESUMEN
- 3ª Reunión: miércoles 28 de noviembre.
- 4ª Reunión (adicional): 15 de diciembre (acta aun no disponible)

El GT_ED se ha desarrollado en 4 reuniones y está pendiente una quinta reunión adicional:

- 1ª Reunión: jueves 22 de septiembre
- 2ª Reunión: viernes 21 de octubre
- 3ª Reunión: viernes 18 de noviembre
- 4ª Reunión: miércoles 14 de diciembre
- 5ª Reunión (adicional): 17 de enero

XII. Cogen Europe & CWC

XII. Cogen Europe. Agenda 2023

Over the next 12 months, COGEN Europe's lobbying activities will focus on the Fit for 55 negotiations as well as several other files impacting the CHP sector.

Upcoming Proposals

REPowerEU/(Revision) EU's internal electricity market rules (EMR)

Proposals under Discussions

Fit for 55 Package:

- (Recast) Energy Efficiency Directive (EED)
- (Recast) Energy Taxation Directive (ETD)
- (Amendment to) Renewable Energy Directive (RED III)

(Revision) Energy Performance of Buildings Directive

Third Energy Package for Gas

- (Recast) Directive on gas and hydrogen
- (Recast) Regulation on gas and hydrogen

Other legislative/non-legislative files

- (New) EU Hydrogen Bank
- (Revision) Energy Labelling/Ecodesign Space Heaters Regulations Revision (Lot1)
- (Revision) Harmonised Reference Values for CHP Regulation
- (Revision) Industrial Emission Directive (IED)
- (New) Reducing Methane Emissions in Energy Sector
- (New) Digitalisation of Energy Action Plan

Implementation of Existing EU Legislation

- EU Electricity Network Codes Implementation
- Strategic Energy Technologies Plan (SET-Plan) Implementation
- Electricity Market Design
- Sustainable Finance/Taxonomy
- State Aid Guidelines for Climate, Energy and Environmental Protection

2022-2023 Calendar for Upcoming EU Legislative & Non-Legislative Files

Q4 2022 – Q1 2023	* EC publishes its proposal for an Electricity Market Reform (EMR) * Political agreement on EU ETS and Effort Sharing Regulation
H1 2023	* EP, Council & EC reach political agreement on EED and RED III * EP adopts positions on EPBD and Green Gas Package and trilogues are kick-started * EP & Council start internal discussions on EMR * Committee votes on Lot1 Energy Labelling/Ecodesign Regulations & CHP Harmonised Reference Values
H2 2023	* EP, Council & EC reach political agreement on EPBD and Gas Package * EP, Council & EC kick-start trilogues on EMR

XII. Cogen Europe. Novedades regulatorias

- Reglamento (UE) 2022/2578 del Consejo de 22 de diciembre de 2022 por el que se establece un mecanismo de corrección del mercado para proteger a los ciudadanos de la Unión y la economía frente a precios excesivamente elevados.
  - Entrará en vigor el 15 de febrero de 2023 y permanecerá durante 12 meses.
  - Se activará cuando el TTF supere los 180€/MWh durante 3 días consecutivos y al mismo tiempo el TTF month ahead supere en 35€/MWh el precio de referencia del LNG de los mercados globales durante esos mismos 3 días.
- Reglamento (UE) 2022/2577 del Consejo de 22 de diciembre de 2022 por el que se establece un marco para acelerar el despliegue de energías renovables.
  - El Consejo confirmó el objetivo de al menos un 40% de cuota de energía procedente de fuentes renovables en 2030 en el consumo final bruto de la Unión, fijado en su orientación general sobre las revisiones de la Directiva sobre energías renovables, adoptada en junio de 2022. La propuesta de la Comisión en REPowerEU era aumentar el objetivo a al menos el 45% en 2030. El objetivo actual (en la Directiva sobre energías renovables de 2018) es del 32,5 % en 2030.
- Reglamento (UE) 2022/2576 del Consejo de 19 de diciembre de 2022 por el que se refuerza la solidaridad mediante una mejor coordinación de las compras de gas, referencias de precios fiables e intercambios de gas transfronterizos.

XII. Cogen Europe. Eventos

Este acto presencial está organizado por ATEE, la Asociación Técnica Francesa de Energía y Medio Ambiente (miembro de COGEN Europe), en colaboración con otras organizaciones francesas. La sede será el CNAM (Conservatorio Nacional de Artes y Oficios) de París. La sesión de la mañana se dedicará a examinar el panorama normativo de la micro y minicogeneración en Francia y en Europa. Por la tarde se presentarán proyectos de investigación y desarrollo.

Más info: https://atee.fr/actualite/17e-journee-annuelle-dediee-aux-micro-et-mini-cogenerations
Programa: https://atee.fr/system/files/2023-01/2023-02-01_%20Programme%20journ%C3%A9e%20MicroMini%20Cog%C3%A9n%C4%9Brations.pdf

XIII. Eventos y acciones de difusión

XIII. Eventos y acciones de difusión

- **Calendario 2023 (Reuniones presenciales inicialmente)**
- **Congreso 2022 & 2023: Actualización avance**
- **Genera 2023: Avance jornadas 21-23 Feb.**
- **Jornadas de difusión Renove**
- **Asamblea Julio 2023**
- **Proyecto "Newsletter" bimensual 2023**
- **Potencial estudio sectorial "Rutas para descarbonizar la cogeneración"**
- **Proyecto de Informe de subvenciones y mecanismos de apoyo (proyectos piloto IDAE cogeneración con H2,...).**

XIII. Calendario 2023

enero '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30	31					

febrero '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28					

marzo '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30	31		

abril '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30

mayo '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31				

junio '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30		

julio '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30
31						

agosto '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30	31			

septiembre '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	

octubre '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30	31					

noviembre '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30			

diciembre '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31

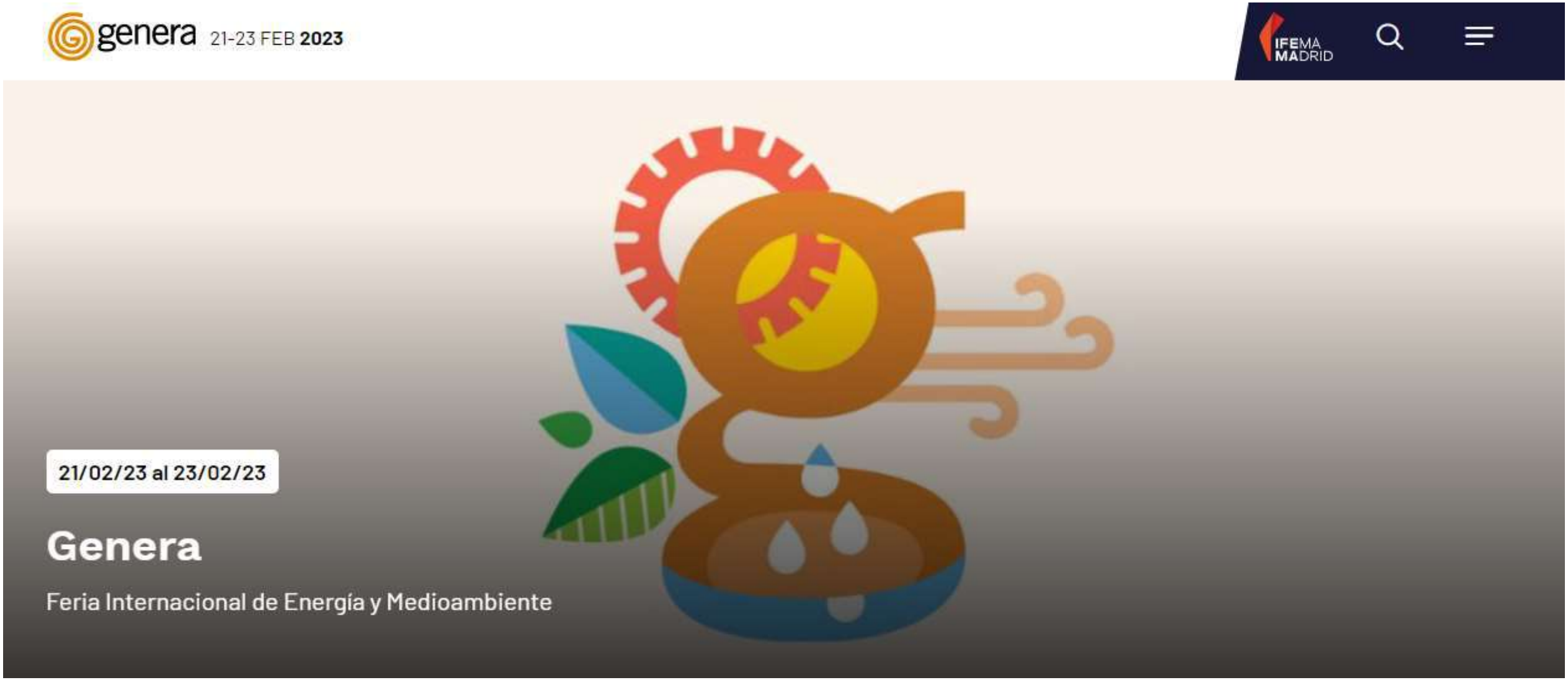
- Reuniones JD Cogen
- Feria Genera
- Asamblea Cogen España
- Congreso Anual Cogeneración
- Congreso Cogen Europa (Pte)

XIII. Congreso 2022 & 2023: Balance final (encuesta) & propuesta Oct. 2023

ENCUESTA "LECCIONES APRENDIDAS" EN CURSO:

https://es.surveymonkey.com/r/C9TNC99

XIII. Genera 2023: Avance jornadas 21-23 Feb.



XIII. Genera 2023: Avance jornadas 21-23 Feb.

International Renewable Energy Conference (SPIREC)

Date: 20 -or 21- Feb.2023 (1h 30').

Program: Cogeneration. Best global efficiency practices for renewal fuels in industrial applications

(10-15 mins) Welcome and Introduction from Julio Artiñano, Pte. Cogen España

(1 h) Round table to cover best implemented projects, benefits to industry of using renewable fuels, industrial application potential, renewable gas potential, technology availability, and economic benefits for industrial competitiveness.

European Market Overview: Alexandra Tudoroiu-Lakavičė, Head of Policy, COGEN Europe

Americas Market Overview: GE (TBD)

Asian Market Overview: Kawasaki (TBD)

African Market Overview: Melika Aali-Taleb, Head of Engineering and Project Management Caterpillar Energy Solutions

3. (10-15 mins) Closing remarks by Javier Rodriguez, GM. Acogen

XIII. Genera 2023: Avance jornadas 21-23 Feb.

21-23 Feb 2023

BORRADOR

"La cogeneración y los retos para la descarbonización de la industria"

21 de Feb. de 2023 (por confirmar)- GENERA 2023 - Recinto Ferial IFEMA –

10h15 – 10h45 Bienvenida:

- **Joan Groizard,** director general del IDAE

10h45 – 11h45 Sesión 1: El futuro de la energía y los RETOS DE LA REGULACIÓN.

- Moderador: Ruben Hernando, presidente de ACOGEN.
- Introductor a la sesión: "La Industria: necesidad de descarbonización y competitividad". Virginia Guinda, VP Foment del Treball & ACOGEN

Turno de preguntas.

11h45 – 12h15 Pausa

12h15 – 14h15' Sesión 2: Nuevas tecnologías para la gestión eficiente de la demanda en la industria, y el ALMACENAMIENTO TÉRMICO Y ELÉCTRICO.

- Moderador: Julio Artiñano, presidente de COGEN España
- Introductor a la sesión: "Aportaciones de la cogeneración al sistema energético en España". Olga Monroy, AESA & Coordinación Regulatoria y Tecnológica COGEN España.

Turno de preguntas.

14h15' – 15h45' Pausa Comida

16h45' – 17h45' Sesión 3: El papel de los GASES RENOVABLES en la descarbonización industrial.

- Moderador: Ana Lopez Tagle, ENAGÁS & Secretaría General de COGEN España.

Turno de preguntas.

15h45' – 16h45' Sesión 4: La reindustrialización verde, nuevos MODELOS DE NEGOCIO y SERVICIOS.

- Moderador: Javier Rodriguez, director general de ACOGEN.

Turno de preguntas.

17h45' Clausura.

XIII. EVENTOS Y ACCIONES DE DIFUSIÓN

POTENCIAL ESTUDIO SECTORIAL "RUTAS PARA DESCARBONIZAR LA COGENERACIÓN"

- **OBJETIVO** de dar una visión más estratégica, con escenarios macro en 2040, para dar una de largo plazo, mostrando las tecnologías disponibles (Foco Renove, para justificar un nuevo ciclo inversor de 10-15 años).
- **ALCANCE**:
  1. Demostrar la necesidad de la cogeneración para el sistema energético a medio y largo plazo (para que no nos dejen morir)
  2. Definir qué cambios deben realizarse en las cogeneraciones para que, efectivamente, la cogeneración sea necesaria (flexibilidad, almacenamiento, diversidad de combustibles, eficiencias necesarias, integración en el sistema energético, digitalización...)
  3. Cambiar la imagen de que la industria necesita la cogeneración para ser competitiva y cambiarla por la idea que el sistema energético necesita la cogeneración para ser más eficiente, reducir emisiones y asegurar el suministro
  4. Cambiar el discurso de que la cogeneración emite si el combustible es fósil y sustituirlo por "el sistema energético emite más y es más caro si no hay cogeneración", tanto hoy con una generación mayoritariamente fósil como mañana, con una generación mayoritariamente renovable.

Recordatorio de los medios de contacto

Nueva Dirección de correo postal:
C/Aragó 383, 4ª planta, 08013 Barcelona

Contacto para asuntos legales, administración, facturación,…:
Mónica García Solanas
mgarcía@cogenspain.org
M: 615 21 65 05

Contacto para asuntos técnicos y regulatorios:
Olga Monroy García
omonroy@cogenspain.org
M: 607 28 30 70

Contacto para asuntos generales:
Julio Artiñano
jarti@iberdrola.es
M: 629 270 490

Os invitamos a seguirnos en redes sociales:

Twitter: @cogenspain

LinkedIn:@cogen-España

web: https://www.cogenspain.org/

cogeneración

la forma más inteligente de ahorrar energía

COGEN España

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

MIEMBROS DE:

COGEN EUROPE

COGEN WORLD COALITION

COGEN España

Impulsando la energía del futuro

Asóciate a COGEN España

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA PARA LA PROMOCIÓN DE LA COGENERACIÓN

Junta Cogen España

14-Febrero-2023

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA PARA LA PROMOCIÓN DE LA COGENERACIÓN

Orden del Día: Agenda

1. Resumen reuniones:
   I. Próximas mantenidas: CNMC (telemática),..
   II. Reuniones solicitadas: Miterd (SdE), CNMC (Consejo), ….

2. Temas regulatorios

   I. Parámetros 1s 2023: Avances Miterd (Abril 2023)
   II. Parámetros retributivos 2022: Presentación de recurso 14-02-23
   III. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021 & 1s 2022: Situación legal
   IV. Nueva metodologia de actualización de parâmetros 2023-2025: Avances Miterd (Feb. 23 borrador)
   V. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): Situación propuestas Miterd
   VI. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización
   VII. Otros temas regulatorios:
      a. Alegaciones ayudas a renovables en cogeneración: Alegado 4 Feb. 23
      b. Situación del sector (*Informe F. Ortega*)
      c. Resumen otros temas regulatorios
   VIII. Temas generales:
      a. Comercio de Emisiones y aspectos medioambientales: Actualización del mercado (Informe *Iker Larrea* de Factor CO2)
      b. Aspectos legales de la nueva normativa publicada y en curso (*Fernando Calancha* participará en los puntos I a IV).
      c. Grupos de trabajo actualización:
         I. REE: Próxima reunión solicitada Feb. 2023
         II. Otros grupos: Proyecto de descarbonización industrial

   IX. COGEN Europe (& CWC): ultimas noticias
   X. Eventos y acciones de difusión:
      a. Genera & Spirec 2023: Agendas actualizadas (Juan Antonio Alonso)
      b. Congreso 2023: Oct. 2023 con Cogen EU
      c. Asamblea Julio 2023
      d. Proyectos 2023

   XI. Presentación nuevos socios: Energy Nest

   XII. Ruegos y preguntas.

Orden del Día: Temas principales

I. Resumen reuniones
II. Parámetros 1s 2023: Avances Miterd (Abril 2023)
III. Parámetros retributivos 2022: Presentación de recurso 14-02-23
IV. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021 & 1s 2022: Situación legal
V. Nueva metodología de actualización de parámetros 2023-2025: Avances MITERD (Feb. 23 borrador)
VI. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización
VII. Propuestas legislativas
VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales
IX. Aspectos legales
X. Informe de evolución de la cogeneración
XI. Grupos de trabajo:
    A. REE: Próxima reunión enero 2023
    B. Otros grupos: Proyecto de descarbonización industrial
XII. COGEN Europe (& CWC)
XIII. Eventos y acciones de difusión

I. Resumen reuniones

I. Resumen reuniones.

Reuniones mantenidas (principales):

- CNMC: Jose Antonio Castro (06/02/23 Telemática)
- IDAE : L. del Amo (04/02/23)
- PP: G. Mariscal (13/02/23)
- Otras:
  - ✓ Varias reguladores, CCAA,….preparación Genera)
  - ✓ Cogen Europe (Genera & Spirec,..)

Próximas reuniones:

- IDAE: Victor Marcos 17 Feb.
- MITERD: Semana del 20 de Feb.
- REE: 2ª quincena Feb.
- CNMC: próximamente

II. Parámetros 1s 2023: Avances MITERD

II. Parámetros 1s 2023: Alegaciones presentadas

1. **PRIMERA Y PRINCIPAL-** LA PROPUESTA DE ORDEN SIGUE SIN DAR UNA ADECUADA RESPUESTA A LA ACTUALIZACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN A LA OPERACIÓN.
2. **ALEGACIÓN ADICIONAL 1:** Fecha de emisión a información pública de la Propuesta..
3. **ALEGACIÓN ADICIONAL 2:** Falta de confianza legítima e inadecuación a los principios de buena regulación de la Propuesta en el marco del RDL 6/2022 de 29 de marzo y el posterior RDL 20/2022 de 27 de diciembre.
4. **ALEGACIÓN ADICIONAL 3:** Sobre la provisionalidad e indeterminación del periodo de vigencia de los valores publicados que impide una gestión efectiva de las cogeneraciones.
5. **ALEGACIÓN ADICIONAL 4:** Sobre la aplicación de la metodología prevista en el art. 22 del RD 413/2014 para la determinación de los valores del precio del mercado estimado para el año 2023 y su distorsión por el "mecanismo de topado de gas" RDL 10/2022
6. **ALEGACIÓN ADICIONAL 5:** Sobre la incongruente aplicación de la metodología prevista en el art. 22 del RD 413/2014 para el coeficiente de apuntamiento del año 2023.
7. **ALEGACIÓN ADICIONAL 6:** Sobre la actualización de los valores correspondientes a instalaciones de biomasa.
8. **ALEGACIÓN ADICIONAL 7:** Sobre la estimación del impacto económico en la memoria de la Propuesta en relación a la cogeneración y su falta de información y realismo que dan una imagen distorsionada.
9. **ALEGACIÓN ADICIONAL 8:** Sobre los peajes de gas
10. **ALEGACIÓN ADICIONAL 9:** Sobre la necesaria trasparencia en los criterios de actualización aplicados y específicamente actualización del precio y valor de referencia o "benchmark" del CO2
11. **ALEGACIÓN ADICIONAL 10:** Sobre la liquidez al límite y la gestión financiera de las cogeneraciones
12. **ALEGACIÓN ADICIONAL 11:** Liquidez en los mercados a plazo
13. **ALEGACIÓN ADICIONAL 12:** Cogeneraciones con combustible gasoil

II. Parámetros 1s 2023: Avances MITERD

	% Mix MW	ENERGIA GWh/día (REE REData Cogeneración y residuos no renovables)	% frente a 2021	% frente a 2019	POTENCIA MW medios día (REE EISIOS Cogeneración y resto)	% frente a 2021	% frente a 2019	POTENCIA MW medios día con prima incorporados al mecanismo (REE EISIOS Cogeneración y resto) (2)	% frente a 2021	% frente a 2019	Notas	
09/10/2019	13,12%	88,22			3.654						(1) (3) Miércoles	
06/10/2021	10,56%	81,64			2.903						(1) (3) Miércoles	
14/06/2022	8,54%	70,88			2.694						Martes (sin topado)	
17/09/2022	4,73%	24,26			1.144						Sabado	
30/09/2022	6,10%	37,09	45%	42%	1.547	53%	42%	787	27%	22%	Viernes	
03/10/2022	7,05%	44,94	55%	51%	1.798	62%	49%	1.038	36%	28%	Lunes	
05/10/2022	7,55%	49,79	61%	56%	1.988	68%	54%	1.228	42%	34%	Miércoles	Max. Oct.
21/10/2022	5,44%	34,55	42%	39%	1.442	50%	39%	682	24%	19%	Viernes	Min. Oct.
01/11/2022	8,74%	45,42	56%	51%	1.851	64%	51%	1.091	38%	30%	Martes	Min. Nov.
10/11/2022	8,91%	57,33	70%	65%	2.334	80%	64%	1.574	54%	43%	Jueves	Max. Nov.
05/12/2022	7,23%	49,41	61%	56%	2.029	70%	56%	1.269	44%	35%	Lunes	Max. Dic.
31/12/2022	4,18%	23,72	29%	27%	916	32%	25%	156	5%	4%	Sábado	Min. Dic.
02/01/2023	5,82%	36,77	45%	42%	1.418	49%	39%	658	23%	18%	Lunes	Min. Ene (Lab.)
30/01/2023	5,22%	51,60	63%	58%	1.976	68%	54%	1.216	42%	33%	Lunes	Max. Enero
31/01/2023	6,99%	58,52	72%	66%	2.205	76%	60%	1.445	50%	40%	Martes	Min. Feb. (Lab.)
10/02/2023	8,31%	67,83	83%	77%	**2.591**	89%	71%	**1.831**	63%	50%	Viernes	Max. Feb.
11/02/2023	9,02%	66,74	82%	76%	2.464	85%	67%	1.704	59%	47%	Sábado	Provisional
12/02/2023	10,05%	67,74	83%	77%	2.426	84%	66%	1.666	57%	46%	Domingo	Provisional

NOTAS:

(1). Día de referencia representativo entre semana

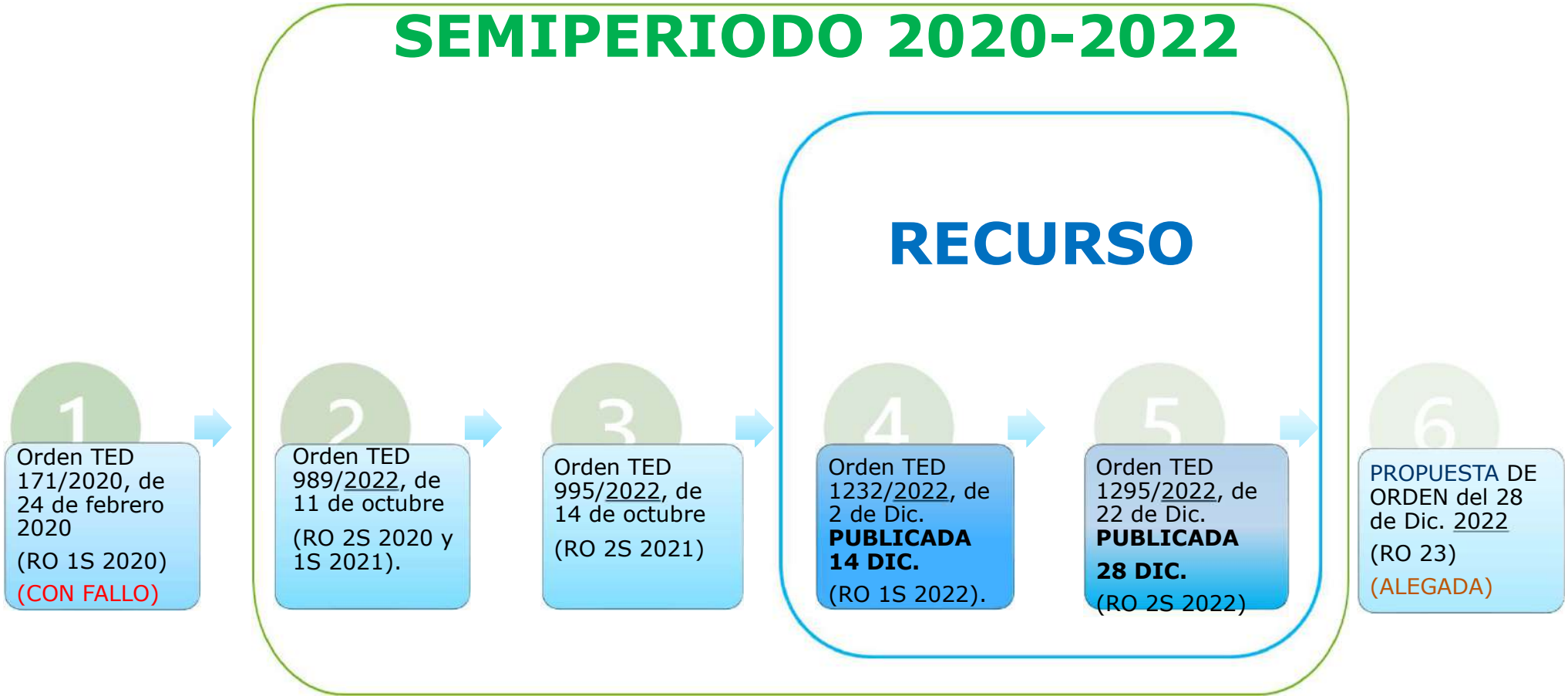
(2). CHP funcionando con derecho a prima (quitados 760 MW sin derecho a prima hasta el 30/09/22)

(3). CHP en autoconsumo no incluida – que REE no mide como energía exportada –

Hay 2600 MW aprox. operando en cogeneración, como antes del RDL 10/2022 del topado, pero solo 1666 MW con RO.

III. Parámetros retributivos 2022: Presentación de recurso 14-02-23

II. Parámetros retributivos 2022: Presentación de recurso 14-02-23



III. Parámetros retributivos 2022: Presentación de recurso 14-02-23

A. ASPECTOS COMUNES DEL SECTOR.

I. Estrategia 2S 2020- 2021

Coste de combustible (y CO2 y O&M y …) incorrectamente reflejado en los parámetros retributivos

II. Estrategia 2022 (y 1S 2023)

Parámetros retributivos no reflejan la intervención del mercado del RDL 10/2022

III. Otros

Benchmark CO2 (y otros temas asociados) en incidente de ejecución de sentencia

B. ASPECTOS ESPECÍFICOS DE CADA INSTALACIÓN.

Daños directos e indirectos (por parada de instalaciones) & lucro cesante

IV. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021 : Situación legal

IV. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021: Situación legal

ESTRATEGIA LEGAL E INFORME PERICIAL:

En preparación la demanda por H&L y FTI para la demanda de ADAP y otros particulares, que incluyen:

- Planta de purines con cogeneración
- Plantas de alpechines con cogeneración
- Cogeneraciones de gas
- Cogeneraciones de fuel
- Otras tecnologías (Biomasas,..)

IV. Parámetros retributivos 2S 2020 & 1S 2021: Alegaciones (20/01/22)

1. ALEGACION ESENCIAL ÚNICA	2. OTRAS ALEGACIONES y COMENTARIOS	2. OTRAS ALEGACIONES y COMENTARIOS
1.1. Eliminación del **índice HH** en la fórmula del RC de la propuesta	2.1 Sobre la actualización de los **peajes de gas** en la propuesta de Orden	2.2 Sobre la actualización de las retribuciones de cogeneraciones **con gasoil**

IV. Parámetros retributivos 2S 2021: Alegaciones (20/04/22)

1 Periodos de actualización

- **Que se acelere la promulgación de las retribuciones pendientes** ante la gravísima situación de mala praxis jurídica e incertidumbre regulatoria como consecuencia de los injustificados retrasos – de hasta 2 años– en la realización y aprobación de las propuestas retributivas de la cogeneración del 2S2020, 1S2021, 2S2021 y singularmente la del 1S2022.

2 Horas equivalentes de funcionamiento mínimo y umbral

- Que se establezcan mecanismos de flexibilidad ante la indefinición y falta de visibilidad regulatoria para el cumplimiento de las **Horas mínimas.**
- Proponemos para 2022 que "Excepcionalmente, los valores del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento aplicables al año 2022 a las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio de los combustibles **queden reducidos en un 50 %** respecto de los valores establecidos en la Orden TED/171/2020"

3 Metodología de revisión de los precios del gas: eliminación del HH

- Que se realicen, con celeridad, los cambios metodológicos que sirvan para equilibrar la metodología de revisión de los precios de los combustibles de aplicación a la cogeneración, que garanticen la cobertura de costes de operación que no puedan recuperar en el mercado y que les permita competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado, según establecido en la Ley 24/2013 y RD 413/2014.
- **Eliminar urgentemente el índice HH** ("Henry Hub") de la metodología establecida en la Orden IET/1345/2015,

4 Revisión de los peajes de gas

- Que se revisen los valores de los **peajes** publicados en la propuesta para los meses de octubre, noviembre y diciembre 2021 ya que no se corresponden con los publicados en la Resolución de 27 de mayo de 2021, de la CNMC y en la Orden TED/1023/2021, de 27 de septiembre.

IV. Alegaciones complementarias por el RDL 10/2022

PRELIMINAR.- Pertinencia de las presentes alegaciones para pedir la consideración de **hechos sobrevenidos** y la valoración global de la propuesta.

Primera.- Las instalaciones de cogeneración **han parado su funcionamiento en un porcentaje muy elevado – hasta el 51%-** en apenas dos semanas desde la aplicación del mecanismo recogido en Real Decreto-ley 10/2022 y las consecuencias son graves no solo para sus titulares, sino también para el sistema, el medioambiente y los consumidores.

Segunda.- Necesidad del establecimiento de un mecanismo de actualización eficaz y a tiempo que permita a las plantas de cogeneración tener una compensación similar y competir en nivel de **igualdad con las instalaciones de generación que consumen gas natural o carbón incluidas en el ámbito del mecanismo del Real Decreto-ley 10/2022**.

Tercera.- Necesidad de establecer una **cesta de combustibles** en la determinación del coste del gas natural que cubran los costes de aprovisionamiento de manera equivalente a cómo se cubren los costes de adquisición del gas natural a los ciclos combinados en el ámbito del mecanismo del RDL10/2022.

IV. Alegaciones retributivos 1S 2022: Alegaciones (24-05-2022)

1. La aplicación del Real Decreto-ley 10/2022 en los términos publicados ha alterado sustancialmente la posición de la cogeneración en el mercado, lo que exige una regulación adecuada de la retribución a la operación
2. Marco jurídico aplicable a la fijación de los parámetros para el año 2022: el Real Decreto-ley 6/2022.
3. No se puede aplicar el Henry Hub como valor de fijación del coste del gas natural
4. Consecuencias de una retribución a la operación insuficiente y afectación a la industria
5. Necesaria actualización del valor de referencia o "benchmark" del CO2
6. Consideración de los instrumentos de contratación a plazo.
7. Incremento de los costes de explotación y variación de otros costes que deben actualizarse correctamente.
8. Sobre la modificación de los límites de horas mínimas y umbrales.
9. Penalización al autoconsumo.
10. Retroactividad de grado máximo.
11. Distinto trato jurídico de las cogeneraciones portuguesas
12. Referencias al Impuesto sobre el Valor de Producción de Energía Eléctrica (IVPEE)
13. Sobre el coste de combustible de las cogeneraciones que funcionan con gasoil o Fuel.

IV. Parámetros retributivos 2S 2022: Alegaciones (26/08/22)

1. La aplicación del Real Decreto-ley 10/2022 en los términos publicados ha alterado sustancialmente la posición de la cogeneración en el mercado, lo que exige una regulación adecuada de la retribución a la operación
2. Marco jurídico aplicable a la fijación de los parámetros para el año 2022: el Real Decreto-ley 6/2022.
3. Consecuencias de una retribución a la operación insuficiente y afectación a la industria y al cambio climático.
4. Necesaria trasparencia en los criterios de actualización aplicados y específicamente actualización del precio y valor de referencia o "benchmark" del CO2
5. Consideración de los instrumentos de contratación a plazo.
6. Incremento de los costes de explotación y variación de otros costes que deben actualizarse correctamente.
7. Actualización del coste de la biomasa.
8. Sobre la actualización de las Ro de biomasa.
9. Penalización al autoconsumo.
10. Distinto trato jurídico de las cogeneraciones portuguesas: las cogeneraciones en España deben poder optar al mismo mecanismo de compensación del Real Decreto-ley 10/2022.
11. Referencias al Impuesto sobre el Valor de Producción de Energía Eléctrica (IVPEE)
12. Peajes de gas
13. Ampliación de la vida útil de las cogeneraciones de fuel y gasoil ante la situación de emergencia en los mercados gasistas

V. Nueva metodología de actualización de parámetros 2023-2025: Avances MITERD

V. Nueva metodología de actualización de parámetros 2023-2025: Avances MITERD

I. Extensión tope de gas 2024

España defenderá la prórroga hasta finales de 2024 de la "excepción ibérica", que topa el gas para generación eléctrica, porque "todavía podemos vivir episodios de alta volatilidad" en los precios, sin que se haya reformado aún el mercado eléctrico europeo

14. Conclusiones

1. **El diseño actual del mercado no es el adecuado** para afrontar los retos de la descarbonización ni la creciente volatilidad de los mercados de materias primas.
2. El diseño del mercado futuro se basará en un **mercado de corto plazo (diario e intradiario)** muy líquido y transparente, combinado con un **mercado a plazo de energía y servicios de capacidad y flexibilidad adaptados a las necesidades particulares de cada mercado nacional / regional.**
3. Para implementar la reforma es necesario **modernizar la directiva** del mercado interior, entre otra normativa europea
4. En tanto se lleva a cabo la reforma se solicitará la **prórroga del Mecanismo Ibérico** para continuar protegiendo a los consumidores ante los elevados precios del gas natural.

https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/espa%C3%B1a-remite-a-la-comisi%C3%B3n-europea-su-propuesta-para-reformar-el-mercado-el%C3%A9ctrico-europeo/tcm:30-550165

V. Nueva metodología de actualización de parámetros 2023-2025: Avances MITERD

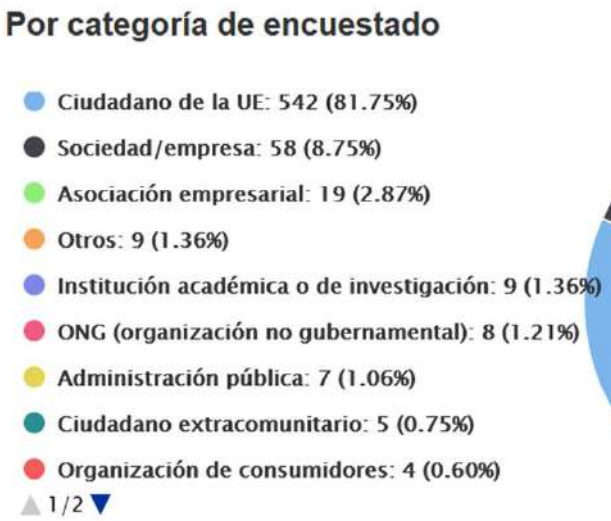
II. Reforma mercado eléctrico (Noticias a partir del día 13)

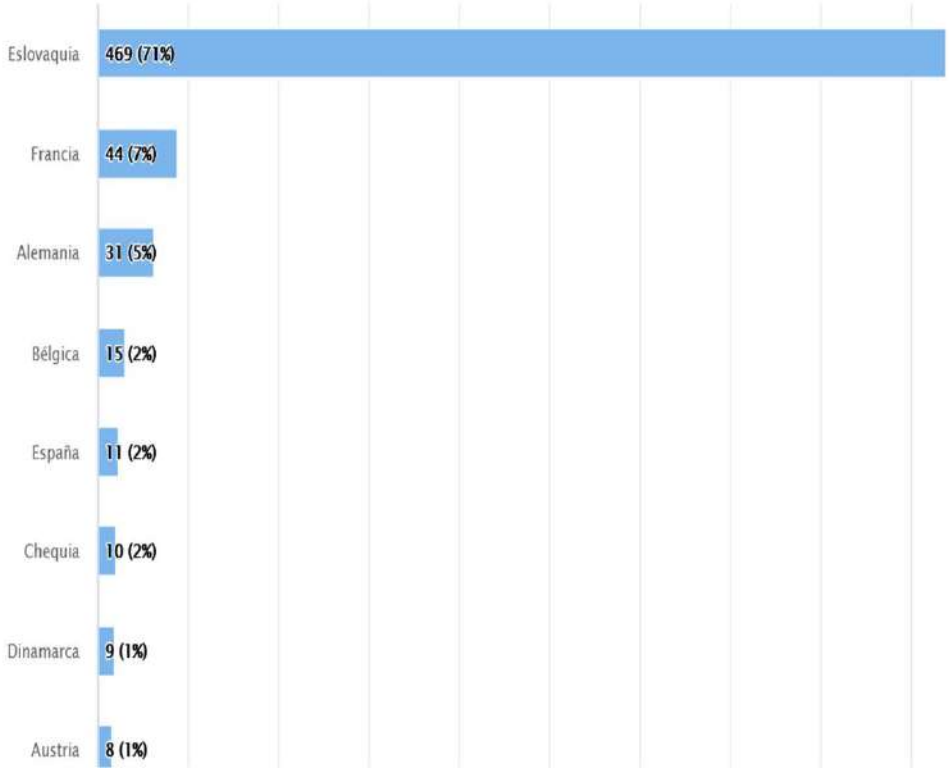
https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/13668/public-consultation_es

V. Nueva metodología de actualización de parámetros 2023-2025: Avances MITERD

MERCADO DE LA ELECTRICIDAD: REFORMA DE LA ORGANIZACIÓN DEL MERCADO DE LA ELECTRICIDAD DE LA UE

Total de casos de comentarios válidos recibidos: 663





V. Nueva metodología de actualización de parámetros 2023-2025: Avances MITERD

A. Índices cesta de combustibles (y su ponderación y multiplicadores en función del contrato de Argelia):
   I. Actualmente: NBP & Brent ~~& HH~~
   II. Propuesta potencial: TTF o NBP o nueva referencia ***(31-Marzo-23)*** & Brent & Mibgas

B. Periodicidad de revisión:
   I. RDL 10/2022: mecanismos de topado diario
   II. Solicitada mensual
   III. Referencia previa al Ley 23/2013 & RD 413/2014 trimestral
   IV. RDL 6/2022 anual

C. Otros temas:
   I. Por definir periodos de referencia de coste de precio de mercado ***(sin definir en el borrador 1S 2023)***
   II. Criterios de comparación costes de mercado ***(Beta eliminar ¿?)***
   III. Plazos de publicación (ex ante): coberturas,…
   IV. Propuesta topado de gas en Europa ***(2024 ¿?)***
   V. **El Ministerio ha anunciado al sector de biomasa esta semana, con quien compartimos metodología, que su idea es tener antes de fin de mes un borrador de la nueva metodología para remitir a la CNMC, de aplicación en 2S 2023.**

VI. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización

VI. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización

TEMAS PENDIENTES

a. Su intención es definir el la nueva metodología y luego sacar la subasta de cogeneración

b. Los temas relevantes pendientes de definir, que el Ministerio ha tomado nota de las recomendaciones de la CNMC y de las peticiones del sector:

I. Autoconsumo: por definir si acepta el mantener el Todo-Todo con autoconsumo mínimo vía PPAs.
II. Definición de planta nueva y renovada.
III. Cupos: Tamaños (biomasa nueva -y renovaciones si entran- y criterios de competencia sobreoferta del 20%)
IV. VUR (10-13 años)
V. Penalizaciones: aclarar criterio de doble penalidad
VI. Lista de equipos elegibles

SEGUIMOS MANTENIENDO ESTE INCENTIVO EN LA AGENDA, COMO COMPLEMENTO AL PLAN DE AYUDAS PARA INTRODUCUIR LAS RENOVABLES EN COGENERACIÓN.

VII. Resumen legislativo

VII. Resumen legislativo

RESUMEN DE LA REGULACIÓN PUBLICADA HASTA FEB. 2023 (otros temas fuera de la info. diaria):

INFORMACIÓN DE INTERÉS:

1. Criterios de la CNMC para el cómputo de plazos y caducidad de los permisos de conexión y acceso a las redes de distribución de las energías renovables previstos en el Real Decreto-Ley 23/2020
2. La deuda del sistema eléctrico se reduce hasta los 10.016 millones en 2022, un 17,8% menos que en 2021
3. La negociación para la interconexión eléctrica entre España y Francia avanza según lo previsto. CNMC
4. Servicios de respuesta activa de demanda (ver doc adjunto 2110_NP_Servicio_respuesta_activa_demanda.pdf)
5. Se ha aprobado en el Consejo de ministros el Plan Anual Normativo 2023 mediante el cual el Gobierno da a conocer las normas que tiene previsto someter a aprobación durante el año 2023.
6. La GECF (Gas Exporting Countries Forum) ha publicado la edición de 2022 del Global Gas Outlook 2050
7. Plan Industrial del Pacto Verde
8. 42 Sesión Comité de Agentes del Mercado Organizado de Gas

VII. Resumen legislativo

RESUMEN DE LA REGULACIÓN PUBLICADA HASTA FEB. 2023 (otros temas fuera de la info. diaria):

NOVEDADES REGULATORIAS:

1. **Resolución de 5 de enero de 2023**, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fija el precio medio de la energía a aplicar en el **cálculo de la retribución del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad prestado por los consumidores de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares** a los que resulta de aplicación la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, durante el primer trimestre de 2023.

2. **Orden TED/81/2023**, de 27 de enero, por la se aprueba el reparto de las cantidades a financiar relativas al **bono social y al coste del suministro de electricidad de los consumidores** a los que hacen referencia los artículos 52.4.j) y 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico, correspondiente al año 2023

3. **Acuerdo por el que se publica el precio medio anual del mercado diario e intradiario para el año 2022** en aplicación del artículo 22.4 del real decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos

4. **Consulta pública** de la Orden por la que se regulan las bases de la línea de ayudas para la compensación de los costes adicionales debidos al aumento excepcional de los precios del gas natural (Hasta el 3 de marzo)

5. **Consulta pública previa** sobre el Real Decreto de condiciones de suministro, contratación de energía y agregadores independientes (hasta el 27 de febrero)

VII. Resumen legislativo: Programa de Incentivos para instalaciones de electricidad y calor renovables

ALEGACIONES a la **ORDEN QUE ESTABLECERÁ LAS BASES REGULADORAS DE CONVOCATORIAS AL PROGRAMA DE INCENTIVOS PARA INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD Y CALOR A PARTIR DE ENERGÍAS RENOVABLES EN SUSTITUCIÓN DE FÓSILES**, en el marco del PRTR y de Resolución de la primera convocatoria

PROYECTO DE ORDEN

1. Aclarar si se incluyen hibridaciones o solo transformación de las instalaciones existentes
2. Aclarar compatibilidad con subastas de renovables/chp
3. **Eliminar la condición de estar inscrito en el RR, la renuncia a este y el criterio del tiempo restante en RR**
4. Adecuar el Nheq a la última regulación publicada
5. Ampliar el plazo de ejecución
6. Permitir la reutilización de activos en buenas condiciones para evitar inversiones innecesarias
7. Eliminar el comprobar un 80% de la capacidad comprometida

REUNIÓN CON IDAE JUEVES 16/02/23

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

1. Aclarar como aplica la puntuación por AEP u otras si se solicita más de un proyecto en la misma instalación
2. Ampliar el plazo de ejecución hasta 30 jun 2026 o 48 meses para biomasa y biogás
3. Aclarar si la subvención es por sociedad o por grupo empresarial
4. Aumentar la dotación inicial de las ayudas
5. Modificaciones en las definiciones de los subtipos de a cuerdo a lo dicho en la Orden (HIDROGENO+ GASES RENOVABLES)+ otras aclaraciones (FV+ACUMULACIÓN,…)
6. Traspaso de los permisos de A&C a la nueva instalación
7. Incluir equipos híbridos
8. Aclarar como se calcula la alta eficiencia en las plantas de purines
9. Incluir residuos de cultivos de alternancia
10. Permitir aumentar la capacidad de tratamiento de residuo
11. Incluir equipos de bio-gasificación de biomasa y bio-reactores de agua supercrítica para procesado de lodos de depuradora
12. Agilizar los tramites de permisos de A&C
13. Revisar los costes elegibles de biomasa
14. Eliminar el criterio de puntos por desmantelamiento

VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales

VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales

Fit for 55 y EU ETS: acuerdos de diciembre de 2022

Novedades regulatorias

En diciembre se fraguó un acuerdo ambicioso para reformar el mercado de derechos de emisión (EU ETS) *Fit for 55*. Las reformas serán aprobadas en febrero y marzo.

Tema	Acuerdo preliminar 18/12/2022
Objetivo a 2030	- 62% sobre 2005 (en la actualidad, - 43%)
Factor de reducción lineal (LRF)	LRF de 4,3% de 2024 a 2027 y 4,4% a partir del 2028 (en la actualidad: 2,2%)
Rebasing y LRF	*Rebasing* de 90 Mt en 2024 y de 27 Mt en 2026
Reserva de estabilidad de mercado (MSR)	Porcentaje de retirada al 24% hasta el 2030. No se tocan los umbrales de 833 y 400 Mt de TNAC. Máximo de 400 Mt en la reserva

Fuentes: Nota de prensa del Consejo Europeo, Carbon Pulse

VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales

REPowerEU

REPowerEU

Se aprobó el plan REPowerEU en los trílogos de diciembre, que asienta medidas para limitar la dependencia del gas y petróleo ruso.

Impacto en el EU ETS

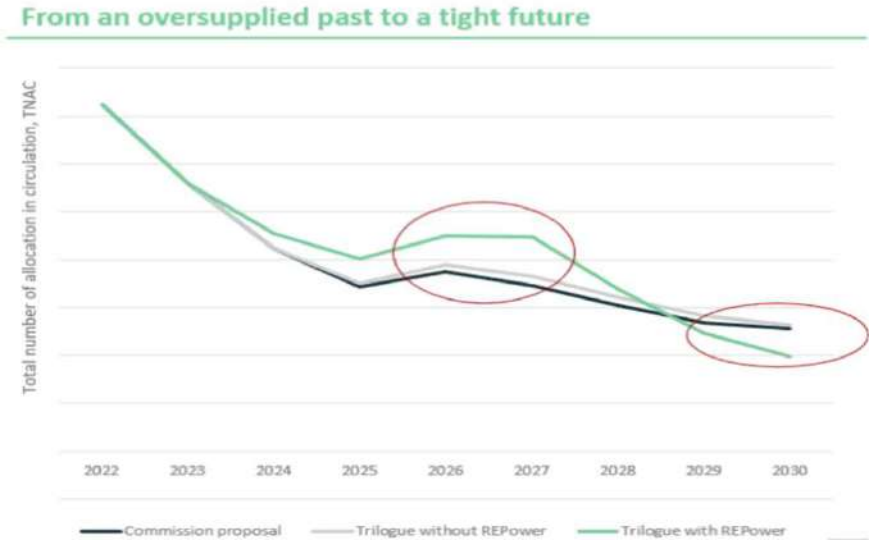
Ventas de 20.000 millones de € de EUAs provenientes del Innovation Fund y de las subastas futuras.

Innovation Fund: 12.000 millones de €. 60%

Subastas futuras: 8.000 millones de €. 40%

A partir del 2030, se recaudarán 2.000 millones de € con la venta de derechos de la reserva (MSR) para volver a financiar el Innovation Fund

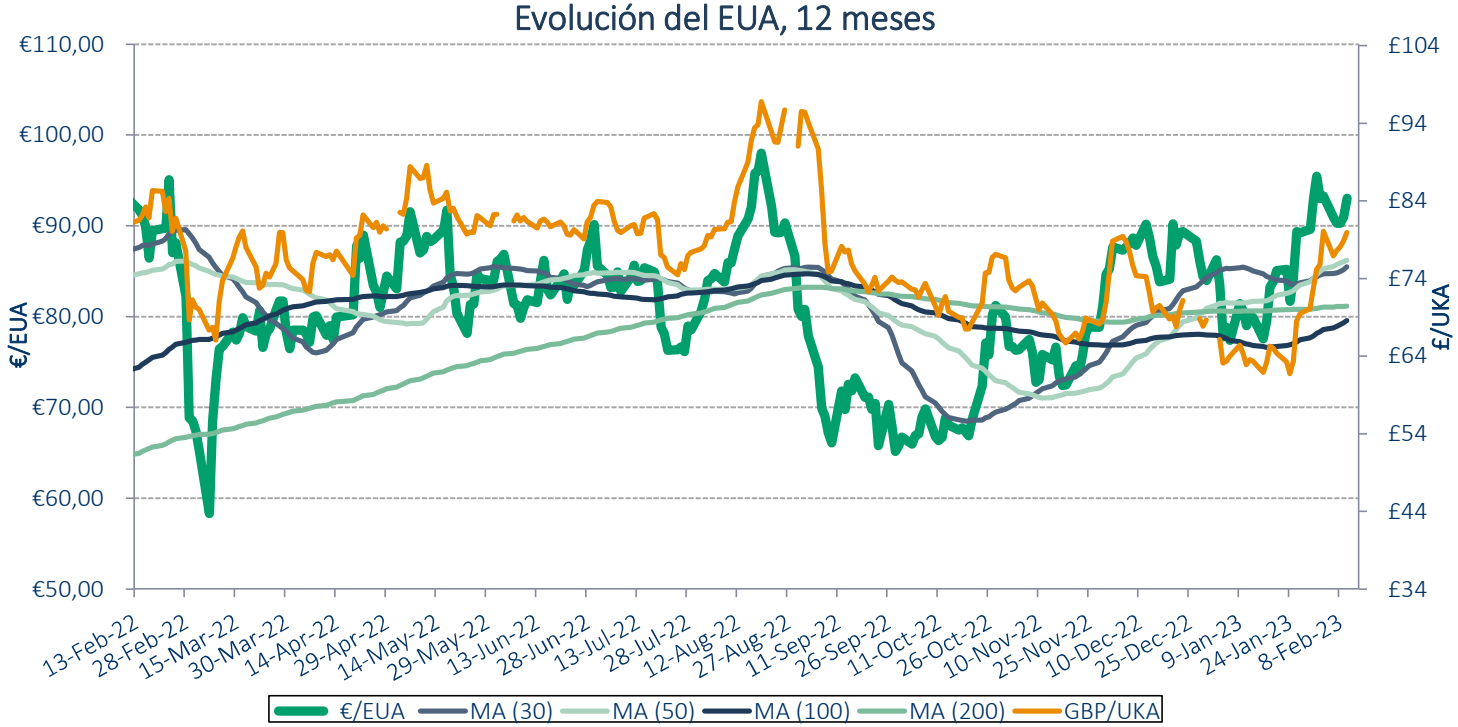
Aumento del exceso de derechos en el mercado a corto plazo, pero la MSR absorberá más derechos al final de la década.



VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales

El EUA supera de nuevo los 90 €/t

El derecho de emisión empezó el año a la baja tras la poca demanda energética. Sin embargo, un movimiento de índole especulativa empujó el precio hasta un cierre del mes por encima de los 90 €/t.
Media enero: 83,03 €/t

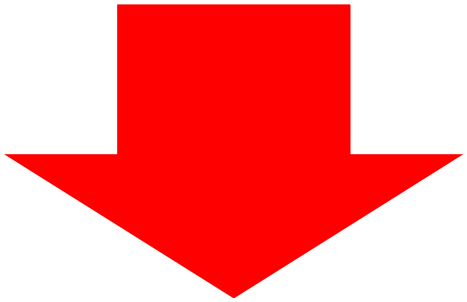


Fuente: Refinitiv

VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales

Determinantes de precio

El RepowerEU y el Fit for 55 son los principales drivers de precios a nivel político, aunque el mercado tiene su propia dinámica.



Corto plazo
- Invierno suave
- Inestabilidad macroeconómica
- RepowerEU

Largo plazo
- Sustitución fósil por renovables.

Corto plazo
- Entrega 30 de abril
- Carbón vs Gas
- Retraso en la asignación gratuita

Largo plazo
- Fit for 55

VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales

Previsiones de precios

Los analistas revisaron sus previsiones al alza para 2023 en un 5,3% respecto a las últimas previsiones de noviembre. Prevén una media del año en 80,95 €/t, similar a la del 2022 (81,24 €/t). Los principales factores son el REPowerEU y el acuerdo sobre Fit for 55 de diciembre.

Price Forecast (30/01/2023)

Analyst	Q1 2023	H1 2023	2023	2024	2025	2026	2030	Phase IV
BloombergNEF	N/A	N/A	79,00 €	106,00 €	106,00 €	119,00 €	147,00 €	107,00 €
Brannvoll ApS	78,00 €	88,00 €	85,00 €	95,00 €	110,00 €	130,00 €	160,00 €	130,00 €
Commerzbank*	80,00 €	85,00 €	95,00 €	100,00 €	N/A	N/A	N/A	N/A
Energy Aspects	82,90 €	83,10 €	86,90 €	94,80 €	97,20 €	108,60 €	150,20 €	106,10 €
Lawson Steele	90,00 €	106,00 €	126,00 €	150,00 €	168,00 €	176,00 €	200,00 €	152,00 €
Macquarie	75,00 €	75,00 €	75,00 €	85,00 €	95,00 €	110,00 €	131,51 €	99,24 €
Morgan Stanley*	N/A	N/A	84,00 €	104,00 €	130,00 €	141,00 €	140,00 €	116,77 €
Refinitiv	78,00 €	72,00 €	74,00 €	75,00 €	79,00 €	88,00 €	135,00 €	92,00 €
S&P Global	80,00 €	N/A	78,00 €	N/A	87,00 €	N/A	101,00 €	84,00 €
Volue Insight	74,00 €	63,00 €	68,00 €	60,00 €	N/A	N/A	N/A	N/A
AVERAGE	**80,00 €**	**82,20 €**	**80,95 €**	**93,80 €**	**99,80 €**	**121,35 €**	**142,30 €**	**109,55 €**
High-Low Range	16,00 €	43,00 €	58,00 €	90,00 €	89,00 €	88,00 €	99,00 €	68,00 €
Last poll	70,85 €	70,35 €	76,90 €	89,55 €	103,00 €	120,20 €	139,50 €	108,35 €
Evolution / last poll	12.9%	16.8%	5.3%	4.7%	-3.1%	1.0%	2.0%	1.1%

(*) These analysts submitted end-of-year forecasts instead of average.

Fuente: Carbon Pulse

IX. Aspectos legales

IX. Aspectos legales

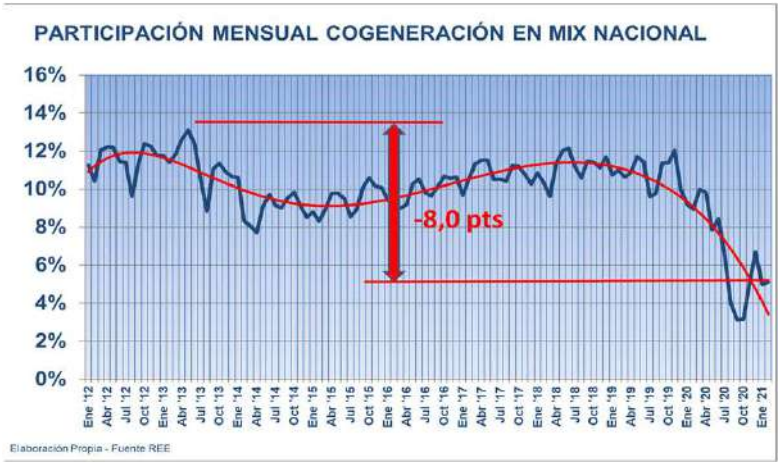
- Se propone anunciar el recurso el día 14 de Feb. contra los parámetros retributivos del 22, de las Orden **TED 1232/2022**, de 2 de Dic. y la **Orden TED 1295/2022**, de 22 de Dic., para defender que la cogeneración necesita adecuar su metodología que la haga viable tanto a corto plazo como a largo plazo, y donde la retribución a la operación (RO) complemente al precio de mercado que refleje el precio del combustible.

- El objetivo no es recurrir el precio del gas desde 2020, sino la **metodología de actualización** que en 2022 se ha aprobado, y dar de esta manera soporte al sector y a los asociados que lo necesiten, y apoyar con argumentos legales las vías anteriores que ya iniciamos en Europa, conjuntamente con el resto de asociaciones del sector (Adap, Acogen,,..).

- Este anuncio en función de cómo vayan las negociaciones se podría retirar o complementar con los parámetros del 1S 23, que también abarca la propuesta de H&L. Previsiblemente se aprobaran en Abril los parámetros transitorios de este año, plazo que necesita la CNMC para emitir su informe (y el Ministerio para ver cómo han funcionado).

X. Informe de evolución de la cogeneración

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución producción nacional cogeneración REE



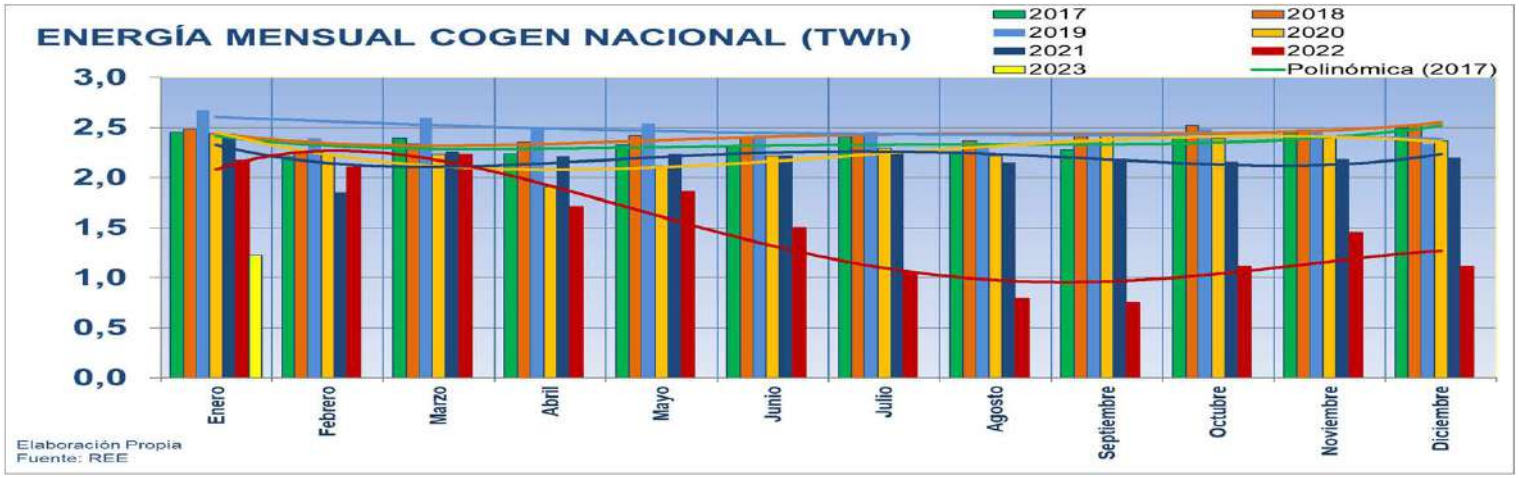
Actualizado ene '23
(REE cierre ene '23)

ene ’23(*) vs. máximos

-58,1%	Energía mensual 1,22 vs. 2,92 TWh (ene 2013)
-8,0 pts	Participación mensual en mix 5,1 vs. 13,1% (May 2013)
-5,4 pts	Participación anual en mix 6,1 vs. 11,5% (2012)

(*) 2023 año móvil

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución producción nacional Cogeneración REE (II)



Actualizado ene '23
(REE cierre ene '23)

Mensual ene '23 vs. dic '21

-43,8% Energía
1,22 vs. 2,17 TWh
=> -0,95 TWh

-3,8 pts Participación en mix
5,1% vs. 8,9%

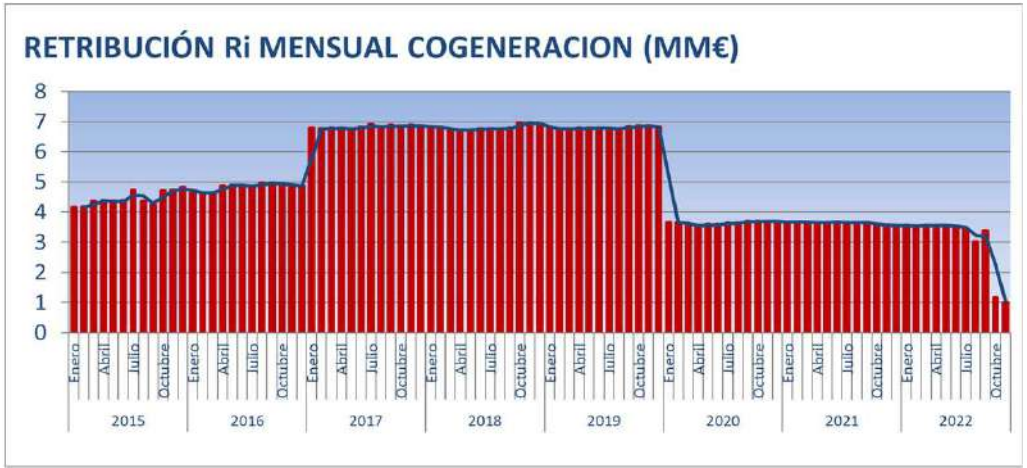
Anual '22 vs. máx año móvil

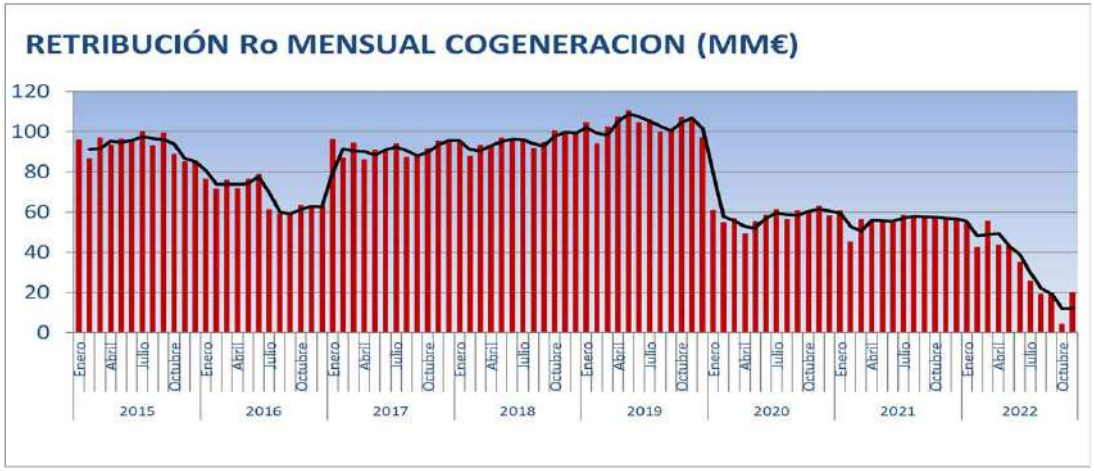
-48,3% Energía
16,93 vs. 32,76 TWh

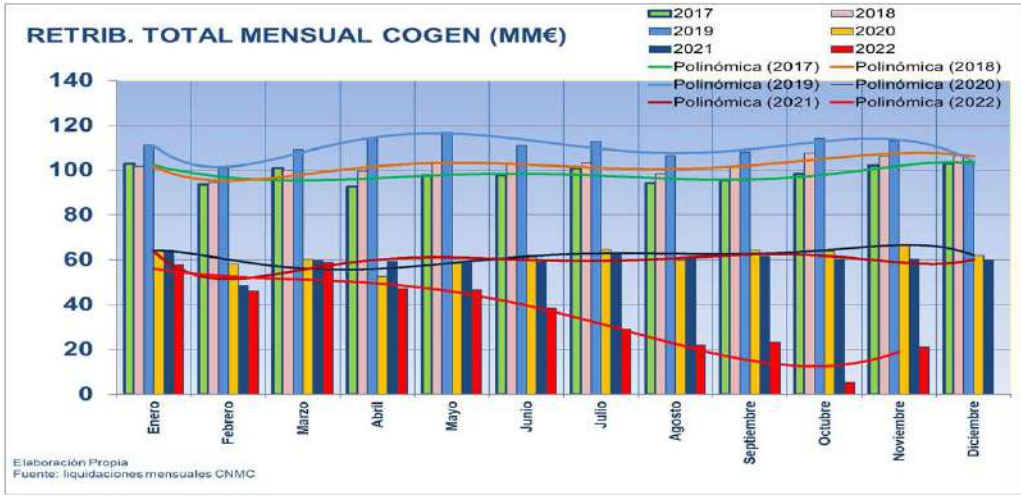
-7,0 pts Participación en mix
6,1% vs. 13,1%

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución liquidación cogeneración CNMC

Datos de liquidación 11/22







Comparación año móvil nov '22(*) vs. 2021

-42,6% Energía vendida (1,05 TWh vs. 1,82 TWh)

-15,8% Retribución Ri anual (36,80 M€ vs. 43,70M€)

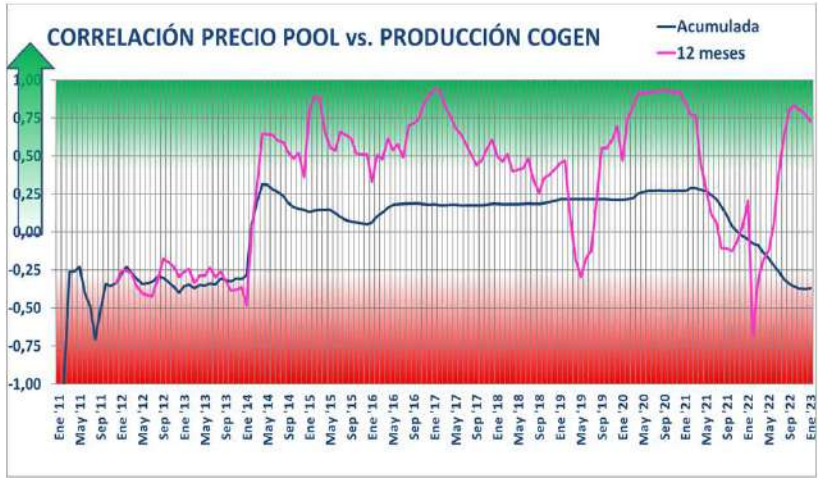
-37,9% Retribución Ro anual (418,16 M€ vs. 673,29 M€)

-36,5% Retribución Total anual (454,96 M€ vs. 716,98 M€)

(*) Año móvil

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución liquidación Cogeneración CNMC (II)

Datos de liquidación 11/22



Actualizado nov '22 (CNMC Cuadros nov '22 y liquid. 11/22)

2022 (*) vs. 2013

-42,2% Energía vendida (**14,52** TWh vs. 25,12 TWh)

-69,3% Potencia primada (**1,68** GW vs. 5,46 GW)

24,9% Potencia NO OPERATIVA (**1,372 de 5,511** MW)

41,5% Instalaciones NO OPERATIVAS (**388 de 936**)

(*) Año móvil

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución del parque de Cogeneración

TODAS LAS PLANTAS	POTENCIA INSTALADA (MW)											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	DIF '22-'21	DIF '22-'13
REGISTRADA	5.979	6.089	6.102	5.997	5.757	5.640	5.651	5.612	5.554	5.511	-42	-468
NO OPERA ÚLTIMOS 12 MESES (TIPO I)	182	91	582	140	24	56	23	32	236	113	-123	-69
NO OPERA ÚLTIMOS 24 MESES (TIPO II)	30	1.172	86	429	27	17	41	26	10	159	150	129
NO OPERA ÚLTIMOS 36 MESES (TIPO III)	259	n/d	1.034	969	1.214	1.076	1.115	1.107	1.046	1.100	53	841
NO OPERA EN CONTÍNUO	471	1.263	1.702	1.538	1.264	1.150	1.180	1.165	1.292	1.372	80	901
OPERANDO EN CONTÍNUO	5.508	4.826	4.400	4.459	4.493	4.490	4.471	4.447	4.262	4.139	-122	-1.369
% no opera de forma contínua	7,9%	20,7%	27,9%	25,6%	22,0%	20,4%	20,9%	20,8%	23,3%	24,9%		
% no operativo últimos +12 meses	3,0%	1,5%	9,5%	2,3%	0,4%	1,0%	0,4%	0,6%	4,3%	2,1%		
% no operativo últimos +24 meses	0,5%	19,2%	1,4%	7,1%	0,5%	0,3%	0,7%	0,5%	0,2%	2,9%		
% no operativo últimos 36 meses	4,3%	n/d	16,9%	16,2%	21,1%	19,1%	19,7%	19,7%	18,8%	20,0%		

Nota.- Ficheros CNMC detalle sólo disponibles desde Ago'13. Datos cierre 2014 para Tipo I no disponibles y para Tipo II incompletos.
Nota.- En el cierre de 2014 los datos del Tipo II incluyen también los del Tipo I (según nota anterior)

TODAS LAS PLANTAS	NÚMERO DE INSTALACIONES											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	DIF '22-'21	DIF '22-'13
REGISTRADA	996	1.060	1.064	1.056	1.023	1.011	1.005	983	960	936	-24	-60
NO OPERA ÚLTIMOS 12 MESES (TIPO I)	24	27	117	24	12	15	14	19	20	23	3	-1
NO OPERA ÚLTIMOS 24 MESES (TIPO II)	8	280	26	100	17	8	11	15	9	10	1	2
NO OPERA ÚLTIMOS 36 MESES (TIPO III)	76	n/d	266	278	339	342	344	346	336	355	19	279
NO OPERA EN CONTÍNUO	108	307	409	402	368	365	369	380	365	388	23	280
OPERANDO EN CONTÍNUO	888	753	655	654	655	646	636	603	595	548	-47	-340
% no opera de forma contínua	10,8%	29,0%	38,4%	38,1%	36,0%	36,1%	36,7%	38,7%	38,0%	41,5%		
% no operativo últimos +12 meses	2,4%	2,5%	11,0%	2,3%	1,2%	1,5%	1,4%	1,9%	2,1%	2,5%		
% no operativo últimos +24 meses	0,8%	26,4%	2,4%	9,5%	1,7%	0,8%	1,1%	1,5%	0,9%	1,1%		
% no operativo últimos 36 meses	7,6%	n/d	25,0%	26,3%	33,1%	33,8%	34,2%	35,2%	35,0%	37,9%		

Actualizado nov '22 (CNMC Cuadros nov '22)

2022 vs. 2021

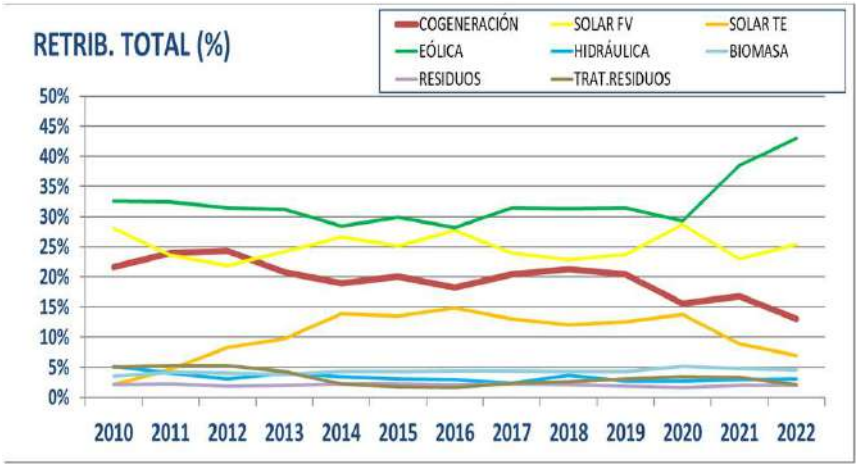
42 MW — Potencia dada de baja en registro en 2022

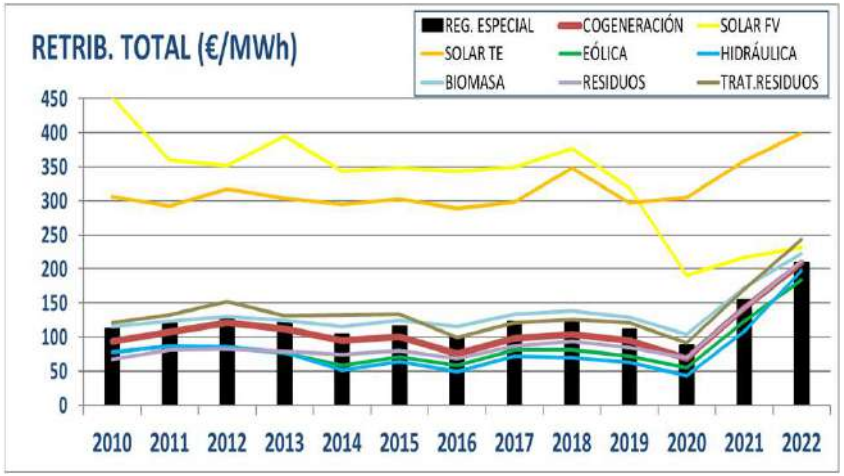
80 MW — Potencia adicional que no opera en continuo en 2022

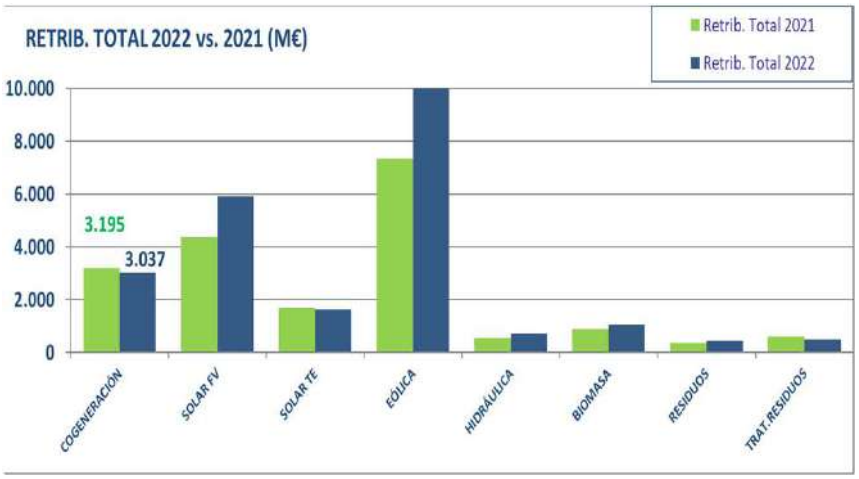
1,372 MW — Potencia que no opera en continuo (24,9%)

388 — Instalaciones que no operan en continuo (41,5%)

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución de la retribución total cogeneración



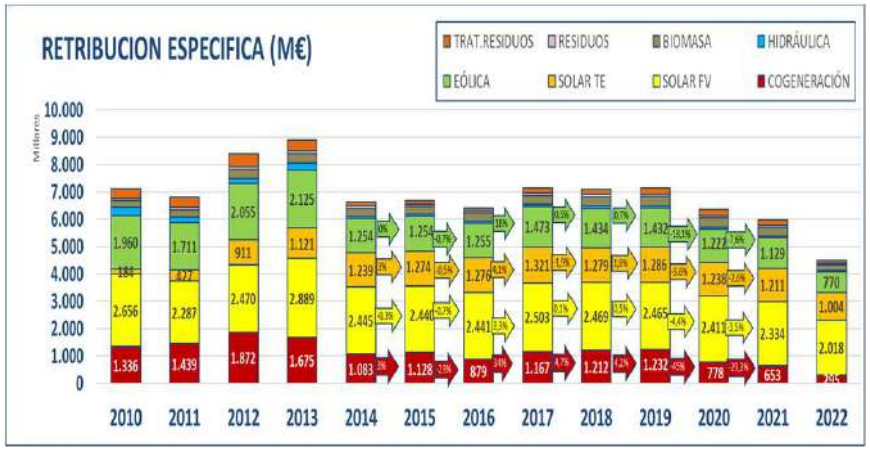


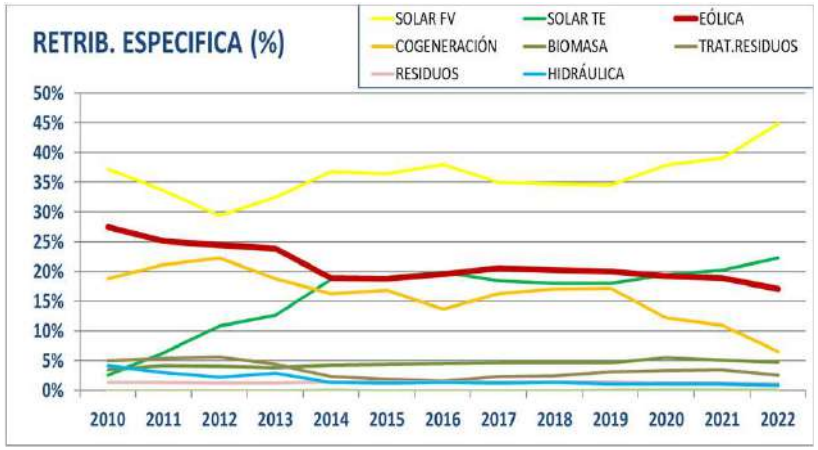


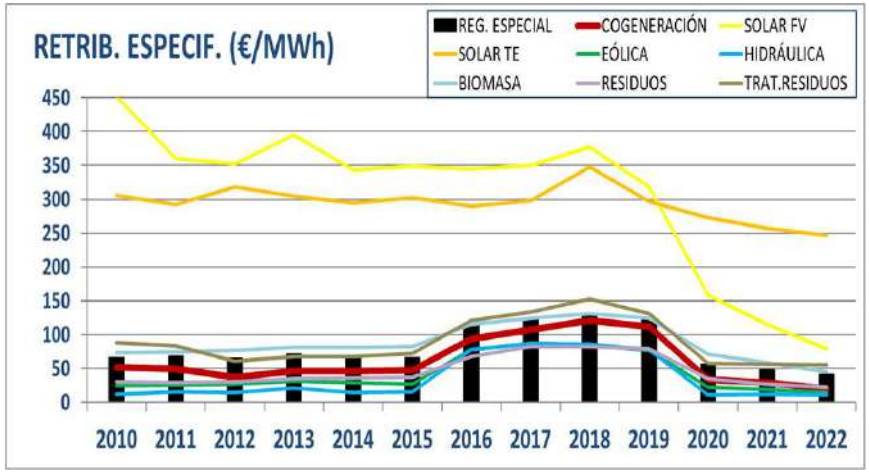
Actualizado nov '22
(Cuadros nov '22)

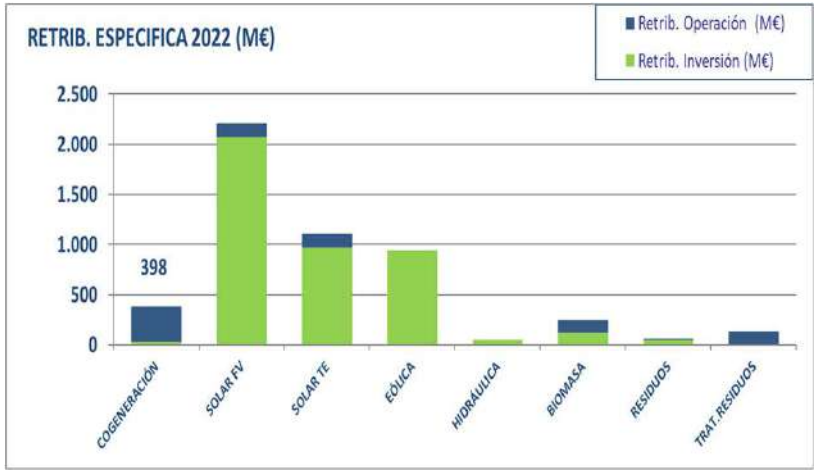
Nota.- 2022 incluye datos hasta noviembre

X. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución de la retribución específica cogeneración







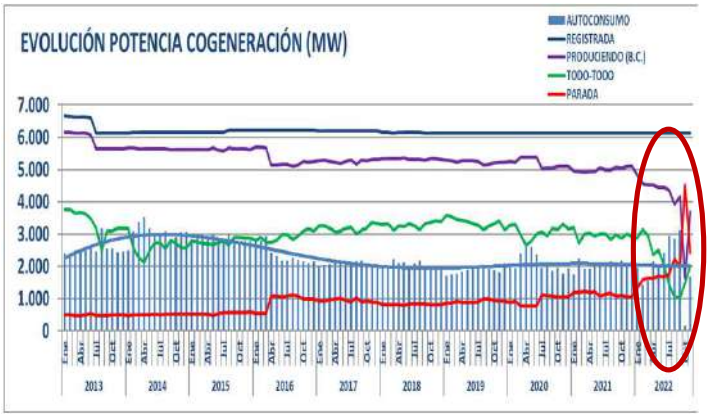


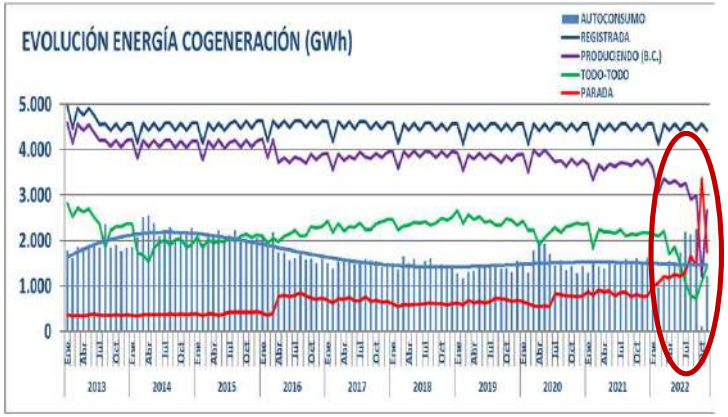
Actualizado nov '22 (Cuadros nov '22)

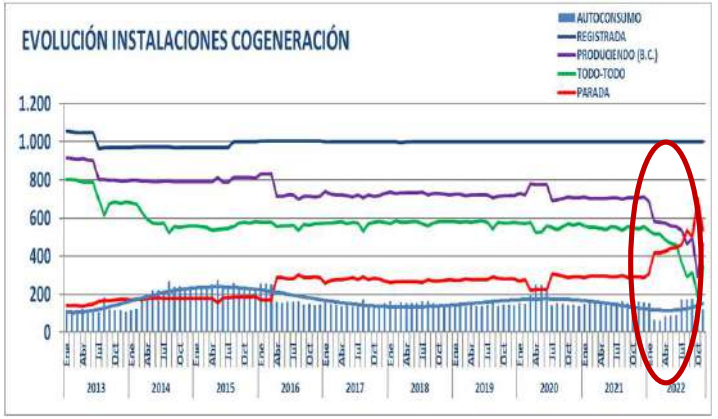
Nota.- 2022 incluye datos hasta noviembre

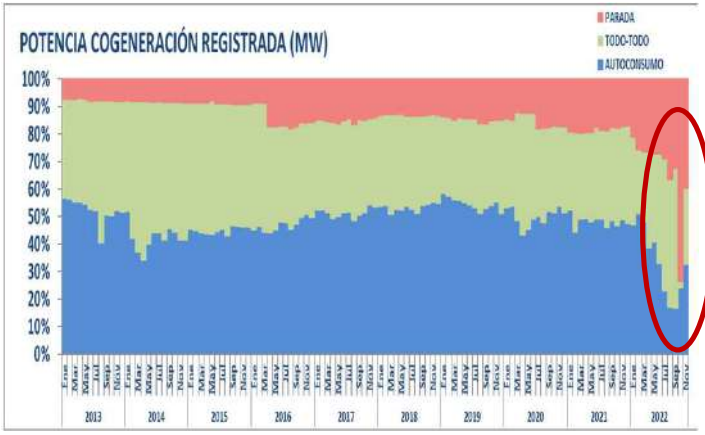
X. Informe de evolución de la cogeneración
Autoconsumo Cogeneración

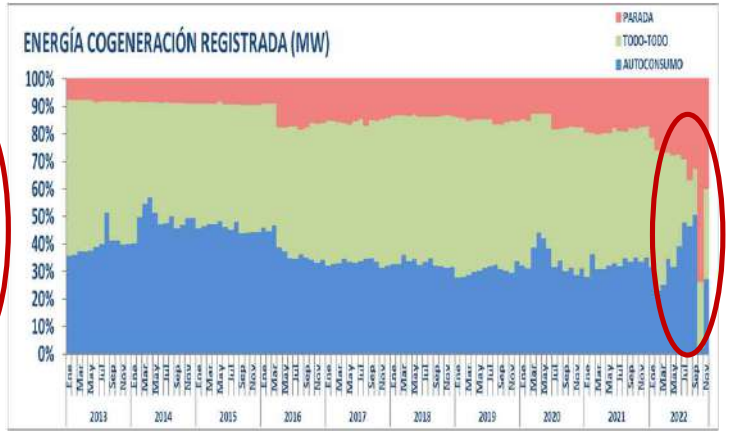
Actualizado nov `22
(Cuadros nov `22)

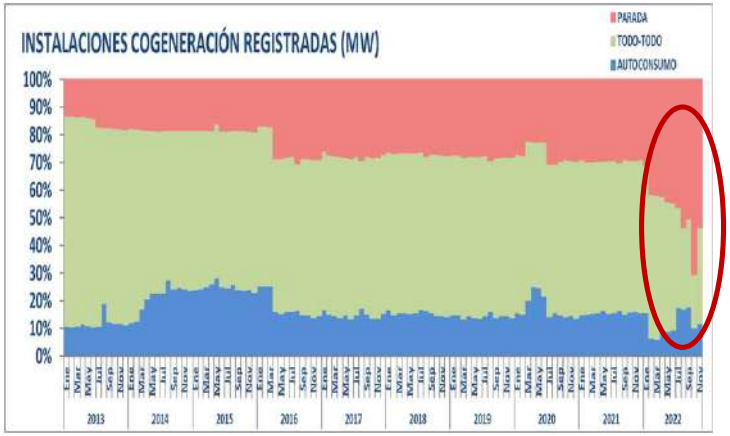






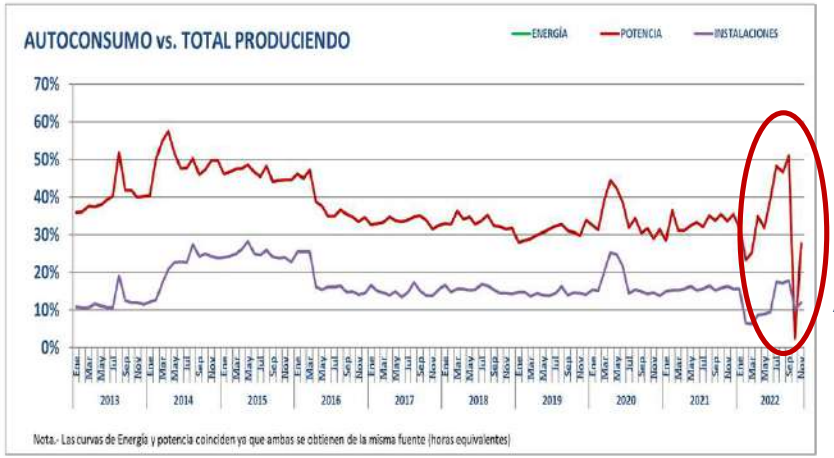






X. Informe de evolución de la cogeneración
Autoconsumo Cogeneración

Nota.- Plantas paradas son las que al menos no han operado en los últimos 12 meses



Actualizado nov '22
(CNMC Cuadros nov '22)

AC/Registro (mes y año ant.)

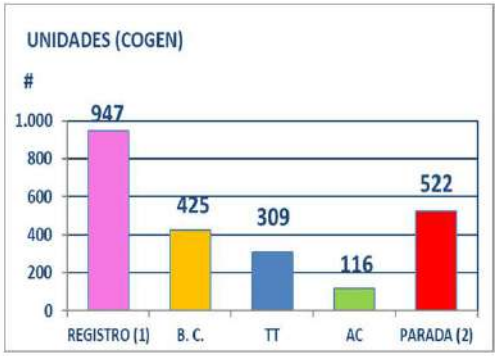
	mes	año	valor
Pot./Ene.	+25,1%	-6,1%	27,6%
Inst.	+36,4%	+5,0%	45,8%
AC/TT	+74%	+5,0%	

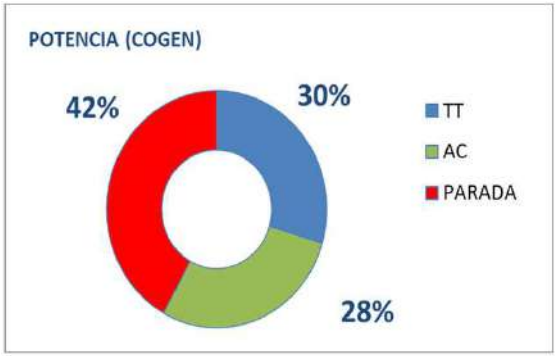
Parado/Registro (mes y año ant.)

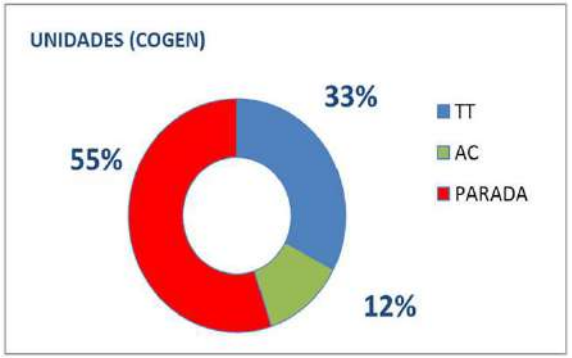
	mes	año	valor
Pot./Ene.	-33,8%	+22,4%	39,7%
Inst.	-17,0%	+24,2%	53,5%
AC/TT	-19,4%	+4,5%	

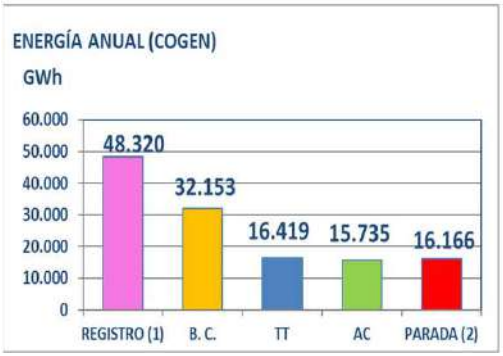
X. Informe de evolución de la cogeneración
Autoconsumo Cogeneración (II)

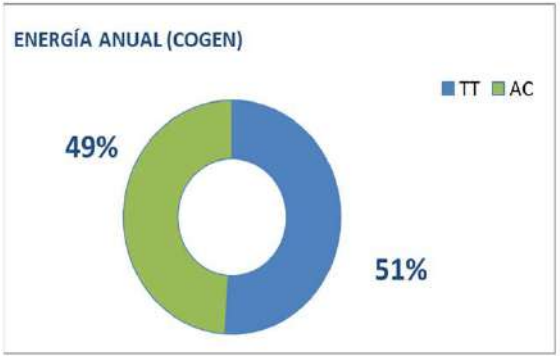
Actualizado nov '22
(CNMC Cuadros nov '22)

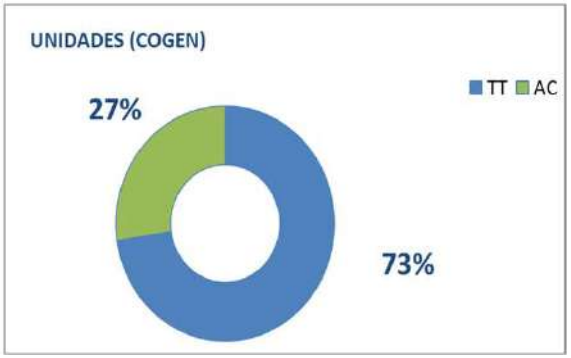








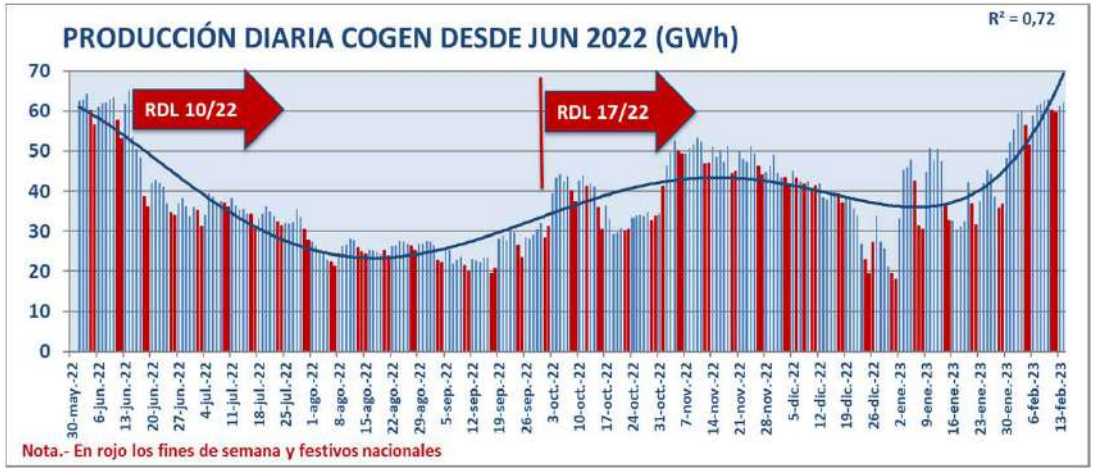


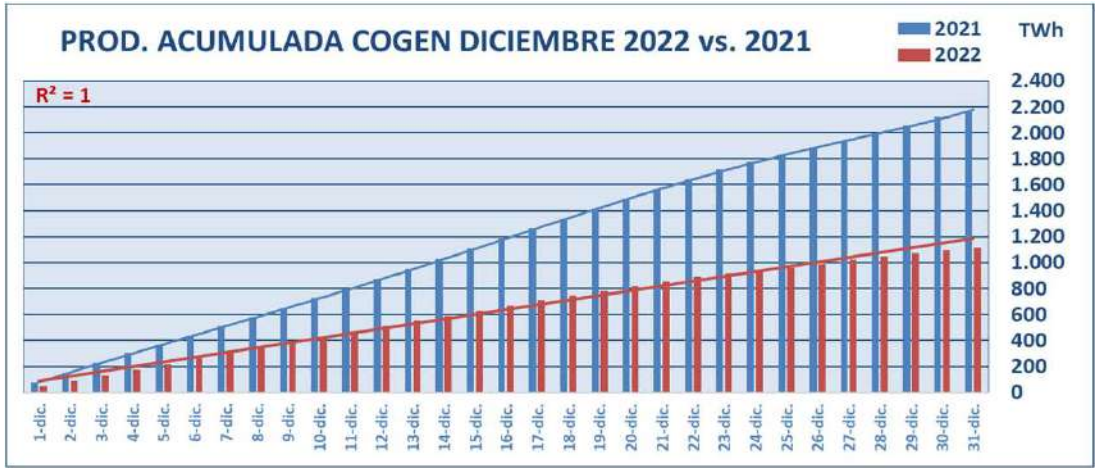


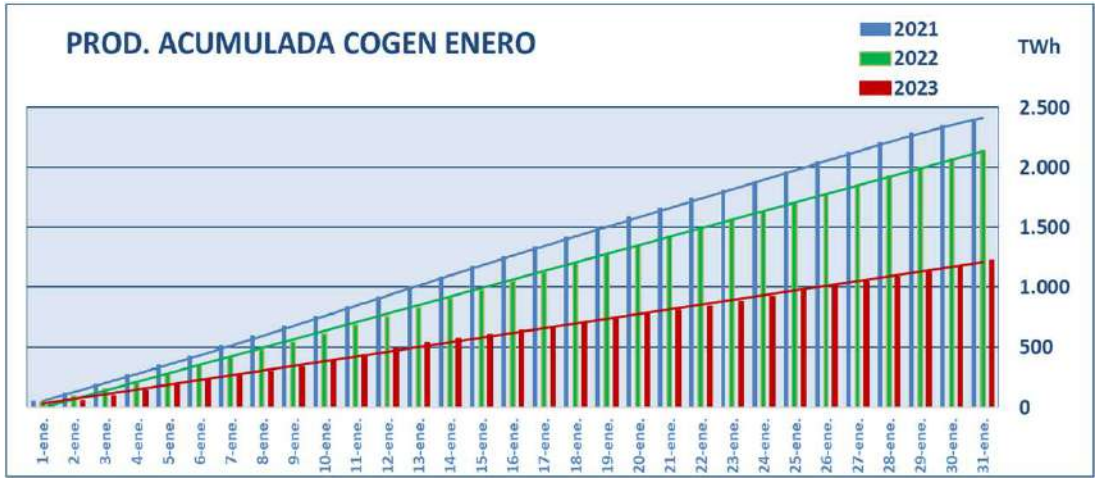
X. Informe situación Cogeneración: Evolución mensual

X. Informe situación Cogeneración: Evolución diaria

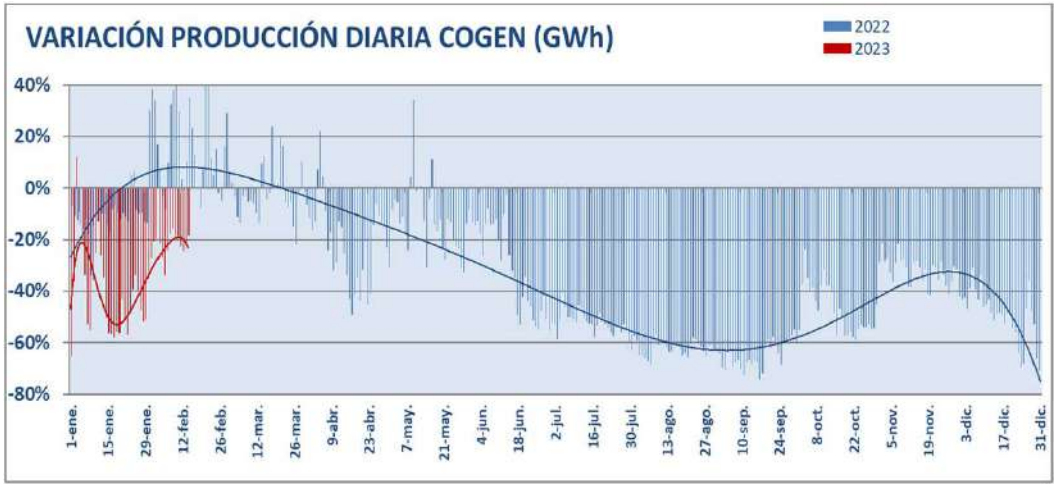
Nota.- R^2 = coeficiente de determinación de la regresión múltiple

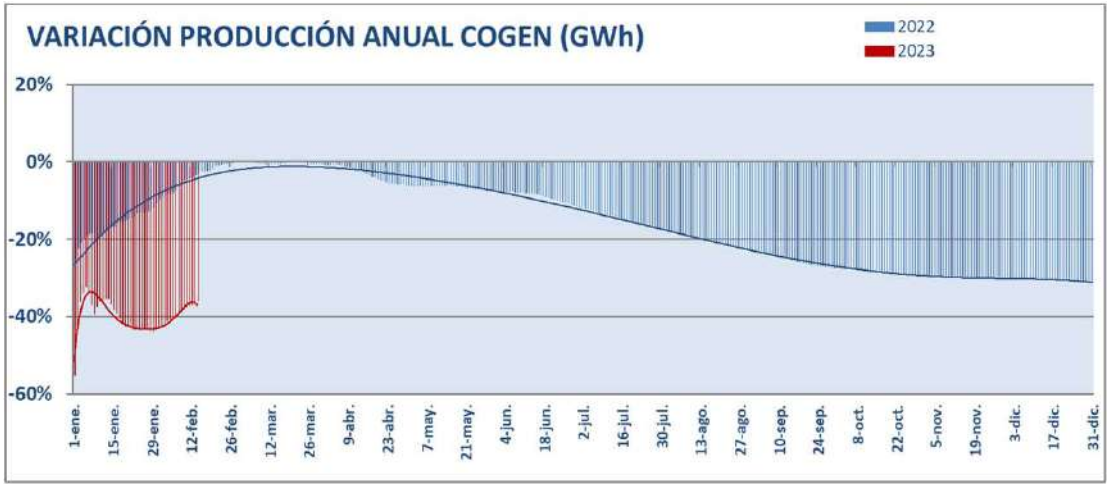


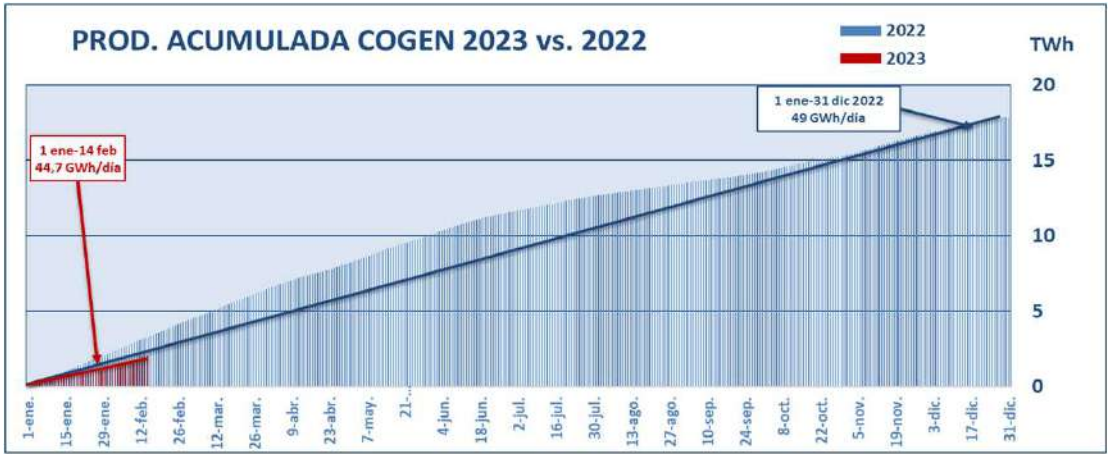




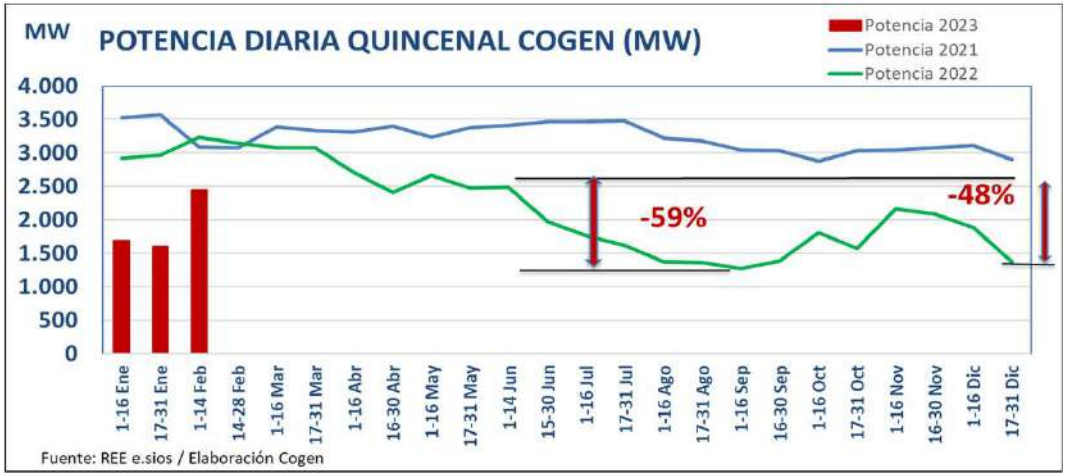
X. Informe situación Cogeneración: Evolución diaria (II)

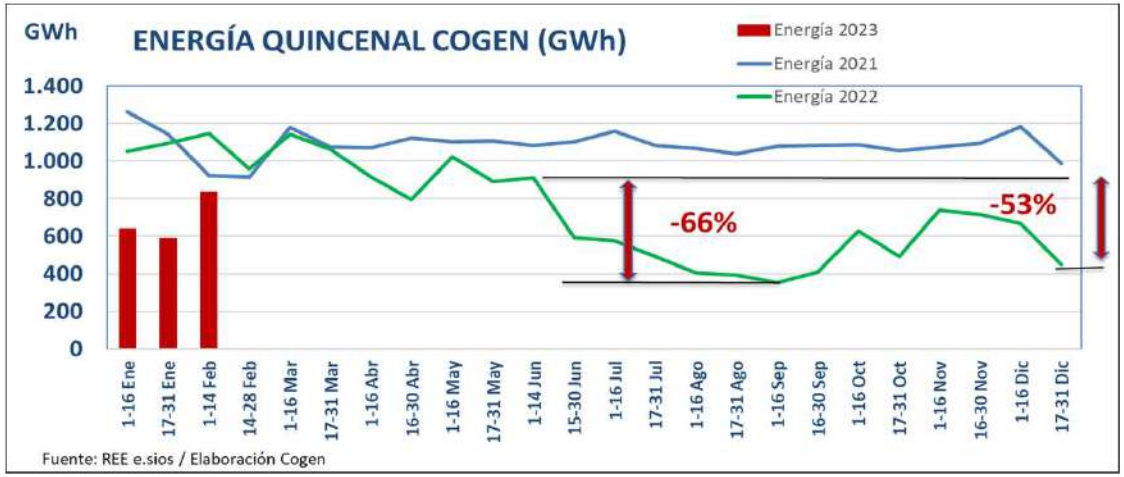






X. Informe situación Cogeneración: Evolución diaria y quincenal años 2021-2023





XII. Cogen Europe & CWC

XII. Cogen Europe

La Comisión Europea presenta propuestas para un " Green Deal Industrial Plan" (1 de febrero)

OBJETIVO: proporcionar un entorno más propicio para aumentar la capacidad de la UE para producir las tecnologías y los productos necesarios para cumplir los ambiciosos objetivos climáticos europeos.

Pretende simplificar, acelerar y alinear los incentivos para preservar la competitividad y el atractivo de la UE como lugar para invertir en el desarrollo y en la producción de tecnologías limpias y ecológicas.

Se basa en cuatro pilares:

1. **Simplificación de la normativa**: Nueva Ley de Industria "Net-Zero", con objetivos de capacidad industrial para 2030, reducción los plazos de autorización, promoción de proyectos multinacionales, nuevas normas europeas para el despliegue de tecnologías clave y aumentar la competitividad de las industrias de alto consumo energético.
2. **Acceso a la financiación**: Un nuevo Marco Temporal de Crisis y Transición aportará más flexibilidad a los países de la UE en materia de ayudas estatales a las industrias verdes, ampliando las actuales normas de crisis a todas las energías renovables, incluido el hidrógeno. Además, la CE facilitará el uso de los fondos de la UE existentes para financiar la innovación, fabricación y despliegue.
3. **Skills**: La CE está preocupada por la escasez de trabajadores cualificados en los sectores clave de la transición ecológica. Con la creación de las Academias la Comisión confían en especializar a los trabajadores en los ámbitos más importantes, desde las bombas de calor hasta las baterías.
4. **Abrir el comercio:** Por último, el establecimiento de nuevas asociaciones será importante para promover las nuevas tecnologías limpias emergentes. Entre las iniciativas para impulsar el libre comercio en este sentido figuran las asociaciones industriales Clean Tech/Net-zero y un Club de Materias Primas Críticas.

XII. Cogen Europe

La Comisión Europea propone actualizar el Factor de Energía Primaria de la UE para la electricidad

El 15 de diciembre, la Comisión Europea publicó un **proyecto de Reglamento Delegado**, **que rebaja el Factor de Energía Primaria de la UE para la electricidad (PEF de la UE) de 2,1 a 1,9.**

El objetivo de la revisión es revisar el PEF de la UE "para reflejar el progreso tecnológico y la creciente participación de las fuentes de energía renovables en el sector de la generación de electricidad desde 2018".

El valor 1,9 es prospectivo, ya que se basa en proyecciones de la combinación media de electricidad en la UE y Noruega en 2025. El estudio realizado para la revisión utiliza escenarios actualizados, que tienen en cuenta los elevadísimos precios de la energía que afectan actualmente a Europa, anticipando así mayores tasas de energía renovable y eficiencia energética.

Las proyecciones del PEF de la UE hasta 2050 prevén nuevas reducciones hasta el 1,5. Una consecuencia prevista de la reducción del PEF para la electricidad es que las bombas de calor eléctricas serán percibidas más favorablemente que las soluciones de calefacción basadas en la energía térmica.

El proyecto de Reglamento Delegado es de carácter técnico, lo que ha permitido a la Comisión Europea evitar lanzar una consulta pública al respecto o realizar una evaluación de impacto. Se ha presentado al Consejo Europeo y al Parlamento para que lo examinen durante 4 meses. Es probable que los colegisladores adopten el reglamento tal cual, ya que el procedimiento no permite introducir cambios.

COGEN Europa participó en las reuniones celebradas antes de la publicación. En sus comentarios hicieron hincapié en que, desde un punto de vista jurídico, **el PEF de la UE debe basarse en datos observados, y no en escenarios futuros**. La próxima reunión, que se celebrará el 22 de febrero, se centrará en el papel del PEF de la UE en el contexto de la DEE y la EPBD, así como en el futuro desarrollo de la metodología.

XII. Cogen Europe

COGEN Europa pide a la UE que fije un objetivo vinculante de EE para la energía primaria

COGEN Europa ha unido fuerzas con otras 9 asociaciones europeas para hacer un llamamiento conjunto a las instituciones de la UE, pidiéndoles que aumenten sustancialmente la ambición en la refundición de la DEE y **establezcan un objetivo del 14,5% para la eficiencia energética en 2030**, con objetivos vinculantes tanto para el consumo de energía primaria como final y contribuciones nacionales vinculantes.

Según los firmantes "*La comunidad empresarial necesita señales firmes de los gobiernos para afrontar los retos económicos actuales, invertir y crear los puestos de trabajo necesarios para hacer posible la transición energética. Unos objetivos ambiciosos y vinculantes en materia de eficiencia energética crearían claridad en el mercado y previsibilidad a largo plazo para atraer inversiones allí donde más se necesitan*".

COGEN Europa se une a la coalición que pide un diseño del mercado eléctrico centrado en el consumidor

COGEN Europe ha firmado una carta abierta al Comisario de Energía de la UE, Kadri Simson, en la que pide a la Comisión que elabore propuestas para revisar el diseño del mercado de la electricidad de la UE de forma que los consumidores (incluidos los hogares y las empresas) sean los protagonistas.

"La revisión del Diseño del Mercado de la Electricidad (DME) ofrece una oportunidad preciosa para abordar de forma estructural las actuales crisis de resiliencia energética y asequibilidad de la energía, apoyando al mismo tiempo la transición hacia una energía limpia con los consumidores a la cabeza (desde los hogares a las industrias intensivas en energía, actuando individual o colectivamente)."

"Gracias a un amplio conjunto de Recursos Energéticos Distribuidos (DER), que incluyen la gestión de la demanda, el almacenamiento de energía, los vehículos eléctricos y la generación distribuida de energía eficiente y renovable, todos los consumidores pueden convertirse en proveedores de flexibilidad. A medida que el sistema eléctrico se transforme, se convertirán en actores esenciales de un sistema eléctrico eficiente, habilitado digitalmente, interoperable y basado en las energías renovables."

XII. Cogen Europe

COGEN España ha co-firmado una carta de Cogen Europa para el reconocimiento de la CHP como solución clave para la modernización de DHC eficientes.

En el contexto de las negociaciones del diálogo tripartito sobre la refundición de la DEE, Cogen Europa ha preparado una carta en la que destaca las enmiendas clave que son necesarias para que la cogeneración reciba el apoyo adecuado en la DEE.

Las peticiones clave se basan en las enmiendas propuestas por el Parlamento o el Consejo, entre las que se incluyen:

- Reconocer la cogeneración como parte de la "DHC eficiente" más allá de 2035
- Aplazar 2 años el calendario de la "DHC eficiente", de 2025 a 2027
- Mantener el umbral reducido de 5 MW para la prueba de la cogeneración en el caso de las nuevas centrales eléctricas.
- Aplicar los nuevos requisitos de CO2 sólo a las CHP nuevas y renovadas, en lugar de a todas las CHP

El próximo diálogo a tres bandas de la EED está previsto para principios de marzo.

XII. Cogen Europe

Conferencia Anual 30 aniversario y Cena de Gala: 29 de Junio 2023

XIII. Eventos y acciones de difusión

XIII. Eventos y acciones de difusión

- **Calendario 2023** (Reuniones presenciales inicialmente a partir de Mar.23)
- **Genera 2023** (21-23 febrero)
- **Jornada Cogeneración Genera 2023:** 21 de febrero
- **SPIREC (20 de febrero)**
- **Congreso 2022 & 2023:** Actualización avance
- **Jornadas de difusión Renove & Descarbonización**
- **Asamblea General:** Julio 2023
- **Proyecto "Newsletter" bimensual 2023**
- **Potencial estudio sectorial "Rutas para descarbonizar la cogeneración"**
- **Proyecto de Informe de subvenciones y mecanismos de apoyo (proyectos piloto IDAE cogeneración con H2,…).**

XIII. Calendario 2023

ACTUALIZADO

enero '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30	31					

febrero '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28					

marzo '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30	31		

abril '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30

mayo '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31				

junio '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30		

julio '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30
31						

agosto '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30	31			

septiembre '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	

octubre '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30	31					

noviembre '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30			

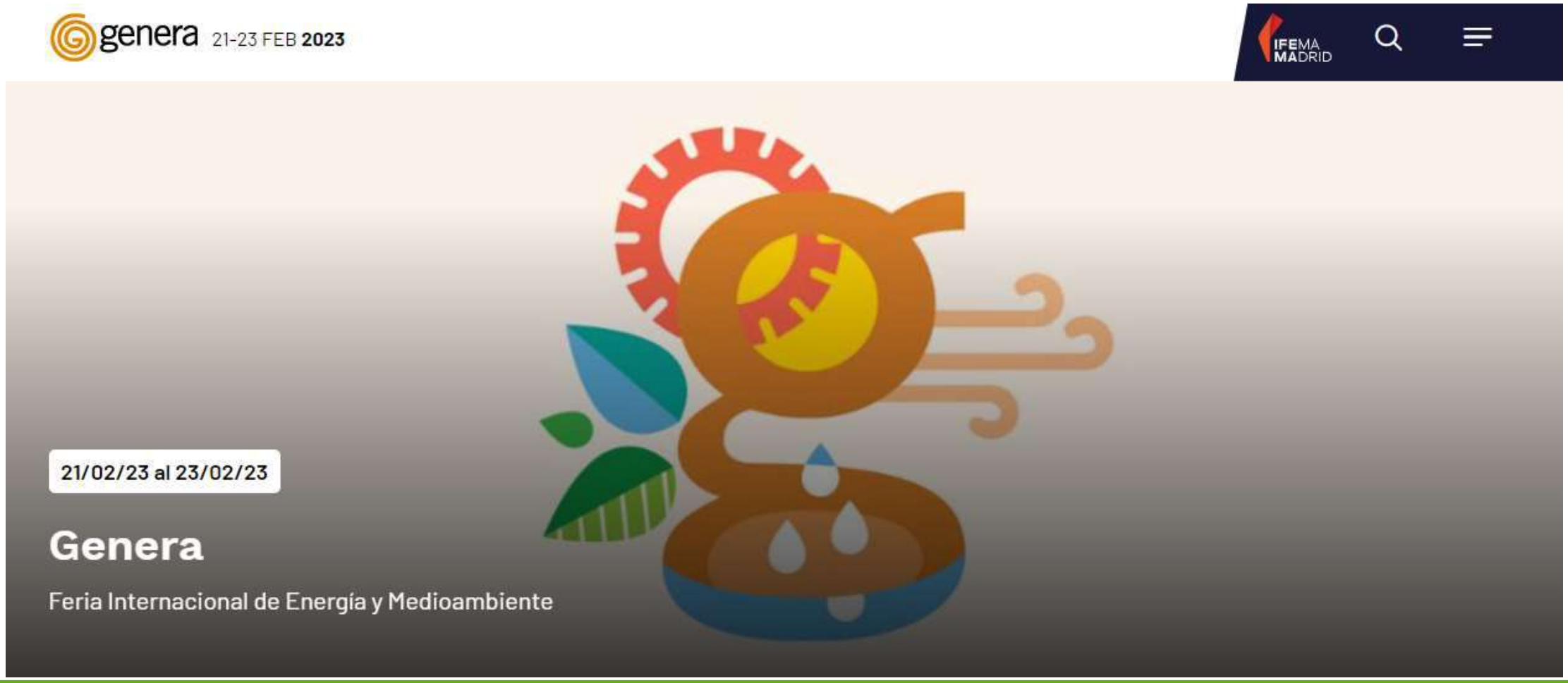
diciembre '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31

- Reuniones JD Cogen
- Feria Genera
- Asamblea Cogen España
- Congreso Anual Cogeneración
- Congreso Cogen Europa

XIII. Congreso 2022 & 2023: Balance final & propuesta Oct. 2023

NOS VEMOS EN OCT. 2023

XIII. Genera & SPIREC 2023: Avance jornadas 20-23 Feb.



XIII. SPIREC 2023: Avance jornada 20 Feb.

International Renewable Energy Conference (SPIREC)

Date: 20 -Feb.2023 2 pm (1h 30').

Renewables for Industry

Industry is responsible for roughly one-third of the world's final energy consumption. Industry is a crucial end-use sector that must be engaged to achieve high shares of renewables to drive the energy transition. It is also facing serious challenges related to energy security and rising energy costs. Renewable energy, in its different forms, is a solution to these challenges. This session will showcase pioneering solutions for industries with different needs, explore the relationship between energy and industrial policies, and look at what needs to happen to mainstream renewable energy solutions in industry, ranging from small to large scale.

Name	Surname	Organisation	Country	Stakeholder group
Sabine	Froning	Communication Works	DEU	Industry and business
Kathy	Reimann	Agora Energiewende International	DEU	Science, academia and think tanks
Iskander	Buranov	Larsen & Toubro Construction	Uzbekistan	Industry and business
Antonio	López-Nicolás Baza	European Commission	EU	0
Gokce	Mete	Global Hydrogen Stakeholder Platform	0	0
Phillip	Stephenson	Electrified Thermal Solutions, Inc.	0	0
ACOGEN & COGEN Spain	Alexandra Tudoroiu	Cogen Europe	Rumania	
AELEC				

XIII. GENERA 2023: Avance jornada 21 Feb.
"La CHP y los retos para descarbonizar la indústria"

10h15 – 10h45 Bienvenida:

- **Joan Groizard,** Director General del IDAE

10h45 – 11h45 Sesión 1: El futuro de la energía y los RETOS DE LA REGULACIÓN.

- Moderador: Ruben Hernando, Presidente de ACOGEN.
- Introductor a la sesión: "La Industria: necesidad de descarbonización y competitividad". Virginia Guinda, VP Foment del Treball & ACOGEN
  - I. La visión de las CCAA:
    - a) Carmen Montañés Fernández. Subdirectora General de Energía. D. G. de Descarbonización y Transición Energética
    - b) Enric Juan Alcocer DG de Transición Ecológica de la Comunidad valenciana
    - c) Alfonso Arroyo, DG de Energía y Minas de la Junta de Castilla y León.
  - II. La visión de organismos del sector:
    - a) Ayudas a la inversión en renovables: Lope del Amo, Jefe del Departamento de Transformación de la Energía y Promoción de Nuevos Proyectos del IDAE.
    - b) Certificados de Origen: Maite Nonay Directora de Desarrollo en el GTS (Enagas)

  Turno de preguntas.

11h45 – 12h15 Pausa

12h15 – 14h15' Sesión 2: Nuevas tecnologías para la gestión eficiente de la demanda en la industria, y el ALMACENAMIENTO TÉRMICO Y ELÉCTRICO.

- Moderador: Julio Artiñano, Presidente de COGEN España
- Introductor a la sesión: "Aportaciones de la cogeneración al sistema energético en España". Olga Monroy, AESA & Coordinación Regulatoria y Tecnológica COGEN España.
  - I. Almacenamiento térmico:
    - a) Solidos:
      - i. Julia Reig, Integrated Energy Solutions en Green Enesys
      - ii. Alberto Crespo, Energy Nest,
      - iii. Eric Trusiewicz, Rondo
    - b. Sales: Pedro Montoro Sanchez, Kyoto group
  - II. Almacenamiento eléctrico y gestión de la demanda: Melika Aali-Taleb, Caterpillar Energy Solutions

  Turno de preguntas.

14h15' – 15h45' Pausa Comida

15h45' – 16h45' Sesión 3: El papel de los GASES RENOVABLES en la descarbonización industrial.

- Moderador: Ana Lopez Tagle, ENAGÁS & Secretaría General de COGEN España.
- Introducción: Perspectivas del mercado de gases renovables: Silvia Sanjoaquín Vives, Directora de Nuevos Negocios
  - I. Biogás/biometano: Judit Serra, 2G
  - II. Otros gases renovables/gasificación: Francisco Sarto. Director de desarrollo de CT3 Ingeniería
  - III. H2 en motores:
    - a) Victoria Macia Martí, Bergen Engines (Iberica)
    - b) Alfonso Fernandez, Jenbacher Gas Engines
    - c) Alejandro Marí, Caterpillar Energy Solutions
    - d) Javier Lopez Sotomayor, MAN Power Plants and New Technologies

  Turno de preguntas.

16h45' – 17h45' Sesión 4: La reindustrialización verde, nuevos MODELOS DE NEGOCIO y SERVICIOS.

- Moderador: Javier Rodriguez, Director General de ACOGEN.
  - I. Joseba Hernaiz Esteban, Sacyr Gestión Energía y mercados
  - II. Cristina Viyuela, Coordinación de Despacho Delegado de AXPO Iberia
  - III. Oscar Sacristan, Zero Waste
  - IV. Jesus Bartolome, Ateneo de Energía
  - V. Surus, "La segunda vida de la cogeneración"

  Turno de preguntas.

17h45' Clausura.

XIII. EVENTOS Y ACCIONES DE DIFUSIÓN

POTENCIAL ESTUDIO SECTORIAL "RUTAS PARA DESCARBONIZAR LA COGENERACIÓN"

- **OBJETIVO** de dar una visión más estratégica, con escenarios macro en 2040, para dar una de largo plazo, mostrando las tecnologías disponibles (Foco Renove, para justificar un nuevo ciclo inversor de 10-15 años, y reforzar los programas de ayuda a la descarbonización de la cogeneración).
- **ALCANCE**:
  1. Demostrar la necesidad de la cogeneración para el sistema energético a medio y largo plazo (para que no nos dejen morir)
  2. Definir qué cambios deben realizarse en las cogeneraciones para que, efectivamente, la cogeneración sea necesaria (flexibilidad, almacenamiento, diversidad de combustibles, eficiencias necesarias, integración en el sistema energético, digitalización...)
  3. Cambiar la imagen de que la industria necesita la cogeneración para ser competitiva y cambiarla por la idea que el sistema energético necesita la cogeneración para ser más eficiente, reducir emisiones y asegurar el suministro
  4. Cambiar el discurso de que la cogeneración emite si el combustible es fósil y sustituirlo por "el sistema energético emite más y es más caro si no hay cogeneración", tanto hoy con una generación mayoritariamente fósil como mañana, con una generación mayoritariamente renovable.

Recordatorio de los medios de contacto

Nueva Dirección de correo postal:

C/Aragó 383, 4ª planta, 08013 Barcelona

Contacto para asuntos legales, administración, facturación,…:

Mónica García Solanas
mgarcía@cogenspain.org
M: 615 21 65 05

Contacto para asuntos técnicos y regulatorios:

Olga Monroy García
omonroy@cogenspain.org
M: 607 28 30 70

Contacto para asuntos generales:

Julio Artiñano
jarti@iberdrola.es
M: 629 270 490

Os invitamos a seguirnos en redes sociales:

Twitter: @cogenspain

LinkedIn:@cogen-España

web: https://www.cogenspain.org/

cogeneración

la forma más inteligente de ahorrar energía

COGEN España

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

MIEMBROS DE:

COGEN EUROPE

COGEN WORLD COALITION

COGEN España

Impulsando la energía del futuro

Asóciate a COGEN España

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA PARA LA PROMOCIÓN DE LA COGENERACIÓN

Junta Cogen España

14-Marzo-2023

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA PARA LA PROMOCIÓN DE LA COGENERACIÓN

Orden del Día: Agenda

1. **APROBACIÓN DEL ACTA - REUNIÓN DE JUNTA DIRECTIVA DEL 14 DE FEB DE 2023**
2. **RESUMEN REUNIONES**
   I. Próximas reuniones: IDAE, Miterd
   II. Reuniones solicitadas: Miterd (DG), CNMC (Consejo), ….
3. **TEMAS REGULATORIOS**
   I. Parámetros retributivos en curso:
      A. 1s 2023: Avances Miterd (Abril 2023)
      B. 2S 2023-2025: Nueva metodología
   II. Parámetros retributivos recurridos:
      A. 2S 2022: Avance estrategia recurso
      B. 2S 2020 & 2021 & 1S 2022: situación legal
      C. 1S 2020: Ejecución de sentencia
   III. Propuestas regulatorias relevantes:
      A. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): limitado al 2023
      B. Diseño del mercado: expectativas
   IV. Subastas y ayudas a la cogeneración:
      A. Incentivos producción electricidad y calor renovable en sustitución de combustibles fósiles
      B. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización
   V. Otros temas regulatorios:
      A. Propuesta de orden de ayudas consumidores gas intensivos: Alegaciones
      B. Redes cerradas: situación en Consejo de estado
      C. Resumen otros temas regulatorios
   VI. Temas generales:
      A. Cierre de Feb. 2023 y situación del sector (*Informe* ***Fernando Ortega***)
      B. Novedades regulatorias para los mercados de carbono 2023 - incluyendo la biomasa- (Informe ***Iker Larrea*** de Factor CO2)
      C. Aspectos legales de la nueva normativa publicada y en curso (***Fernando Calancha*** de H&L & **Yeray Perez** de FTI participará en los puntos I a IV).
      D. Grupos de trabajo actualización:
         i. REE: Próxima reunión solicitada Marzo. 2023
         ii. Otros grupos: Proyecto de descarbonización industrial
4. COGEN EUROPE (& CWC): RESUMEN TEMAS EN CURSO
5. EVENTOS Y ACCIONES DE DIFUSIÓN:
   I. Genera & Spirec 2023: Balance y próximas citas (Jornada Ayudas Descarbonización Mayo 2023)
   II. Asamblea Julio 2023
   III. Congreso 2023: Oct. 2023 con Cogen EU
6. RUEGOS Y PREGUNTAS.

Orden del Día: Desarrollo de los temas principales

I. RESUMEN REUNIONES

II. PARÁMETROS RETRIBUTIVOS EN CURSO

III. PARÁMETROS RETRIBUTIVOS RECURRIDOS

IV. MECANISMO DE TOPADO DE GAS

V. DISEÑO DEL MERCADO

VI. INCENTIVOS PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD Y CALOR RENOVABLE EN SUSTITUCIÓN DE COMBUSTIBLES FÓSILES

VII. PROPUESTA DE ORDEN (Y RD) DE SUBASTAS DE COGENERACIÓN

VIII. PROPUESTA DE ORDEN DE AYUDAS CONSUMIDORES GAS INTENSIVOS

IX. REDES CERRADAS

X. RESUMEN OTROS TEMAS REGULATORIOS

XI. CIERRE DE FEB. 2023 Y SITUACIÓN DEL SECTOR

XII. NOVEDADES REGULATORIAS PARA LOS MERCADOS DE CARBONO 2023

XIII. GRUPOS DE TRABAJO

XIV. COGEN EUROPE (& CWC)

XV. EVENTOS Y ACCIONES DE DIFUSIÓN

I. Resumen reuniones

I. Resumen reuniones.

Reuniones mantenidas (principales):

- IDAE (Victor Marcos 17 Feb.)
- Partidos políticos (PP, Vox,..)
- Otras:
  - ✓ Varias con reguladores (CNMC, OMIE,…)
  - ✓ Cogen Europe

Próximas reuniones:

- MITERD: Marzo 2023 (DG & SdG)
- CNMC: Marzo 2023 (VP SSR Angel Torres Torres)
- IDAE: Marzo 2023
- REE & CNMC: 2ª quincena marzo 2023

II. PARÁMETROS RETRIBUTIVOS EN CURSO

II. PARÁMETROS RETRIBUTIVOS EN CURSO: A.1s 2023: Avances Miterd (Abril 2023)

1. **1.PRIMERA Y PRINCIPAL-** LA PROPUESTA DE ORDEN SIGUE SIN DAR UNA ADECUADA RESPUESTA A LA ACTUALIZACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN A LA OPERACIÓN.
2. **ALEGACIÓN ADICIONAL 1:** Fecha de emisión a información pública de la Propuesta..
3. **ALEGACIÓN ADICIONAL 2:** Falta de confianza legítima e inadecuación a los principios de buena regulación de la Propuesta en el marco del RDL 6/2022 de 29 de marzo y el posterior RDL 20/2022 de 27 de diciembre.
4. **ALEGACIÓN ADICIONAL 3:** Sobre la provisionalidad e indeterminación del periodo de vigencia de los valores publicados que impide una gestión efectiva de las cogeneraciones.
5. **ALEGACIÓN ADICIONAL 4:** Sobre la aplicación de la metodología prevista en el art. 22 del RD 413/2014 para la determinación de los valores del precio del mercado estimado para el año 2023 y su distorsión por el "mecanismo de topado de gas" RDL 10/2022
6. **ALEGACIÓN ADICIONAL 5:** Sobre la incongruente aplicación de la metodología prevista en el art. 22 del RD 413/2014 para el coeficiente de apuntamiento del año 2023.
7. **ALEGACIÓN ADICIONAL 6:** Sobre la actualización de los valores correspondientes a instalaciones de biomasa.
8. **ALEGACIÓN ADICIONAL 7:** Sobre la estimación del impacto económico en la memoria de la Propuesta en relación a la cogeneración y su falta de información y realismo que dan una imagen distorsionada.
9. **ALEGACIÓN ADICIONAL 8:** Sobre los peajes de gas
10. **ALEGACIÓN ADICIONAL 9:** Sobre la necesaria trasparencia en los criterios de actualización aplicados y específicamente actualización del precio y valor de referencia o "benchmark" del CO2
11. **ALEGACIÓN ADICIONAL 10:** Sobre la liquidez al límite y la gestión financiera de las cogeneraciones
12. **ALEGACIÓN ADICIONAL 11:** Liquidez en los mercados a plazo
13. **ALEGACIÓN ADICIONAL 12:** Cogeneraciones con combustible gasoil

II. PARÁMETROS RETRIBUTIVOS EN CURSO: A.1s 2023: Avances Miterd (Abril 2023)

- Revisión en función del **apuntamiento** final indicado por CNMC en el *"Acuerdo por el que se publica el precio medio anual del mercado diario e intradiario para el año 2022 en aplicación del artículo 22.4 del real decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos" :*

  El apuntamiento para 2023 pasaría de 1,0657 a 1,0959, con lo cual la media de los tres años 2020-2022 aplicable al 2023 cambiaria de 1,0350 a 1,0451

  implica una variación a la baja del RO del borrador de unos 2 €/MWh.

- Revisión del **precio del mercado**: Definida por la DF 18º del RDL 6/2022, por la cual el *promedio de futuros de pool 2023 del 1/06/2022 al 30/11/2022 es 206,7 €/MWh (y el usado en el borrador es de 207,9 €/MWh):*

  La diferencia es un incremento del RO de 1 €/MWh aprox.

- Revisión del **precio del combustible**: Sin definir por la regulación, aunque en un escenario hasta Dic.22:

  la variación del RO podría bajar entre 4 (para cogeneración a gas) y 8 €/MWh (purines,...)

- Revisión del **precio del CO2**: No se espera se cambie la estimación de 63,19 €/t del 2022 para el 2023:

  posible recurso.

II. PARÁMETROS RETRIBUTIVOS EN CURSO: B.2S 2023-2025: Nueva metodología

A. Índices cesta de combustibles (y su ponderación y multiplicadores en función del contrato de Argelia):
   I. Actualmente: NBP & Brent ~~& HH~~
   II. Propuesta potencial: TTF o NBP o nueva referencia ***(31-Marzo-23 –Ver anexo-)*** & Brent & Mibgas

B. Periodicidad de revisión:
   I. RDL 10/2022: mecanismos de topado diario
   II. Solicitada: mensual
   III. Referencia previa a la Ley 23/2013 & RD 413/2014: trimestral
   IV. RDL 6/2022: anual

C. Otros temas:
   I. Por definir los periodos de referencia de coste de precio de mercado ***(sin definir en el borrador 1S 2023)***
   II. Criterios de comparación de costes de mercado ***(¿eliminar la Beta?)***
   III. Plazos de publicación (ex ante): coberturas,…
   IV. Propuesta topado de gas en Europa ***(se asume el 2023 max.)***

II. PARÁMETROS RETRIBUTIVOS EN CURSO: B.2S 2023-2025: Nueva metodología

A.II. Propuesta potencial: TTF o NBP o nueva referencia *(31-Marzo-23)* & Brent & Mibgas

Latest news: 6 March 2023

ACER updates the LNG price assessment methodology ahead of the launch of its LNG benchmark

On 8 March, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) will start applying an updated version (Beta 2.0) of the methodology for its Liquefied Natural Gas (LNG) price assessments.

Why update the methodology and what are the main changes?

- The aim of the Council Regulation (EU) 2022/2576 is for ACER to produce an objective price assessment that reflects the price of LNG spot transactions.
- On some days, there were insufficient eligible LNG spot transactions to calculate the price assessment as per the established methodology.
- ACER's Beta 1.0 methodology used a 5-day rolling window to aggregate transactions to determine a price reflecting market conditions. Beta 2.0 shifts the weight of the calculation to the most recent transactions and at the same time extending the calculation window to 10 days.
- A single EU LNG price will be calculated on top of the current practice of prices for 2 zones (North-West Europe and South Europe).

The Regulation also requires ACER to publish an LNG benchmark by 31 March 2023. ACER intends to start applying the new LNG price methodology as of 8 March in order to verify it until the benchmark's go-live on 31 March 2023.

Read more.

III. PARÁMETROS RETRIBUTIVOS RECURRIDOS

III. PARÁMETROS RETRIBUTIVOS RECURRIDOS: GENERAL

A. ASPECTOS COMUNES DEL SECTOR

I. Estrategia 2S 2020 – 2021

Coste de combustible (+ CO2, O&M, …) incorrectamente reflejado en los parámetros retributivos

II. Estrategia 2022 (y 1S 2023)

Parámetros retributivos no reflejan la **intervención del mercado** del RDL 10/2022

III. Otros

- **Benchmark CO2** (y otros temas asociados) en incidente de ejecución de sentencia
- **Extemporaneidad** (en curso conversaciones en el sector)

B. ASPECTOS ESPECÍFICOS DE CADA INSTALACIÓN

Daños directos e indirectos (por parada de instalaciones) & lucro cesante

III. PARÁMETROS RETRIBUTIVOS RECURRIDOS
A.2S 2022: Intervención del mercado

SEMIPERIODO 2020-2022

RECURSO COGEN

1. Orden TED 171/2020, de 24 de febrero 2020 (RO 1S 2020) **(CON FALLO)**
2. Orden TED 989/2022, de 11 de octubre (RO 2S 2020 y 1S 2021).
3. Orden TED 995/2022, de 14 de octubre (RO 2S 2021)
4. Orden TED 1232/2022, de 2 de Dic. **PUBLICADA 14 DIC.** (RO 1S 2022).
5. Orden TED 1295/2022, de 22 de Dic. **PUBLICADA 28 DIC.** (RO 2S 2022)
6. PROPUESTA DE ORDEN del 28 de Dic. 2022 (RO 23) **(ALEGADA)**

III. PARÁMETROS RETRIBUTIVOS RECURRIDOS B.2S 2020 & 2021 & 1S 2022: situación legal

ESTRATEGIA LEGAL E INFORME PERICIAL

En preparación la demanda por H&L y FTI para la demanda de ADAP y otros particulares, que incluyen:

- Cogeneración de gas
- Plantas de purines con cogeneración
- Plantas de alpechines con cogeneración
- Cogeneración de fuel
- Otras tecnologías (Biomasas,..)

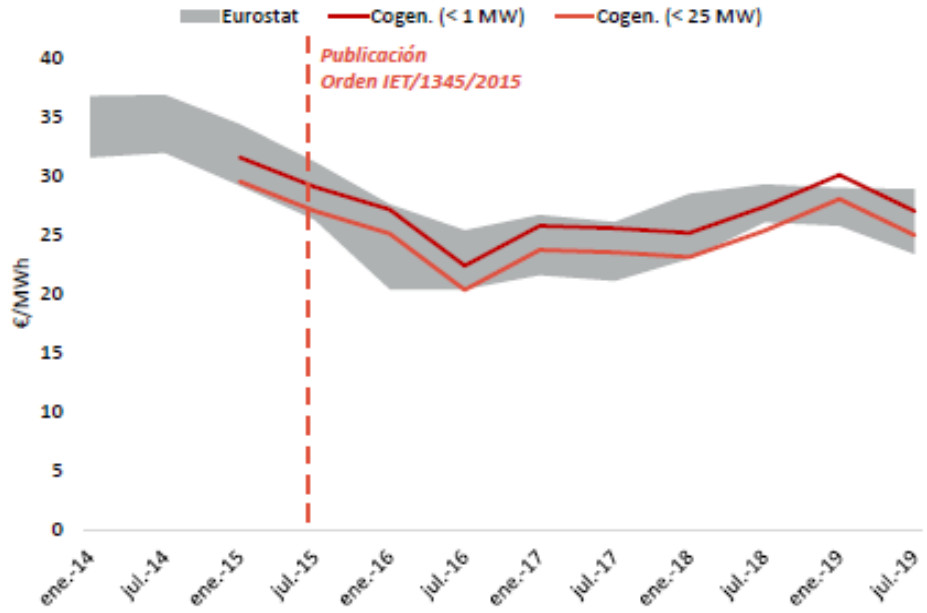
III. PARÁMETROS RETRIBUTIVOS RECURRIDOS
B.2S 2020 & 2021 & 1S 2022: situación legal

EVOLUCIÓN DEL COSTE DE GAS EN ESPAÑA

La indexación del coste de gas de la Orden 1345/2015 reflejaba las condiciones del mercado en España

La información pública sobre el coste de gas natural para consumidores industriales estaba alineado con el coste de del gas aprobado hasta 2020

Coste reconocido vs. Índices públicos entre 2014 y 2020



- La información publicada por Eurostat muestra el coste final para clientes industriales por bandas de consumo. En la gráfica se muestra el rango de precio para tres bandas de consumo:
  - Consumo entre 3 GWh y 28 GWh: Para planta < 1 MW
  - Consumo entre 28 GWh y 278: Para planta entre 1 y 10 MW
  - Consumo entre 278 GWh y 1.100 GWh: Para plantas > 10 MW
- Estas bandas de consumo no se asemejan a los grupos tarifarios recogidos en la regulación española. En la gráfica mostramos:
  - Precio para una planta de la tarifa 2.2: Planta < 1 MW
  - Precio para una planta de la tarifa 2.5: Planta < 25 MW
- Las bandas con un menor consumo tienen un mayor nivel de coste de peajes de acceso, por lo que menores consumos conllevan un nivel de precios superior

Fuente: Análisis FTI a partir de Órdenes Ministeriales fijando parámetros retributivos de cogeneración y Eurostat, *Gas prices for non-household consumers - bi-annual data*. Bandas I3, I4 e I5.

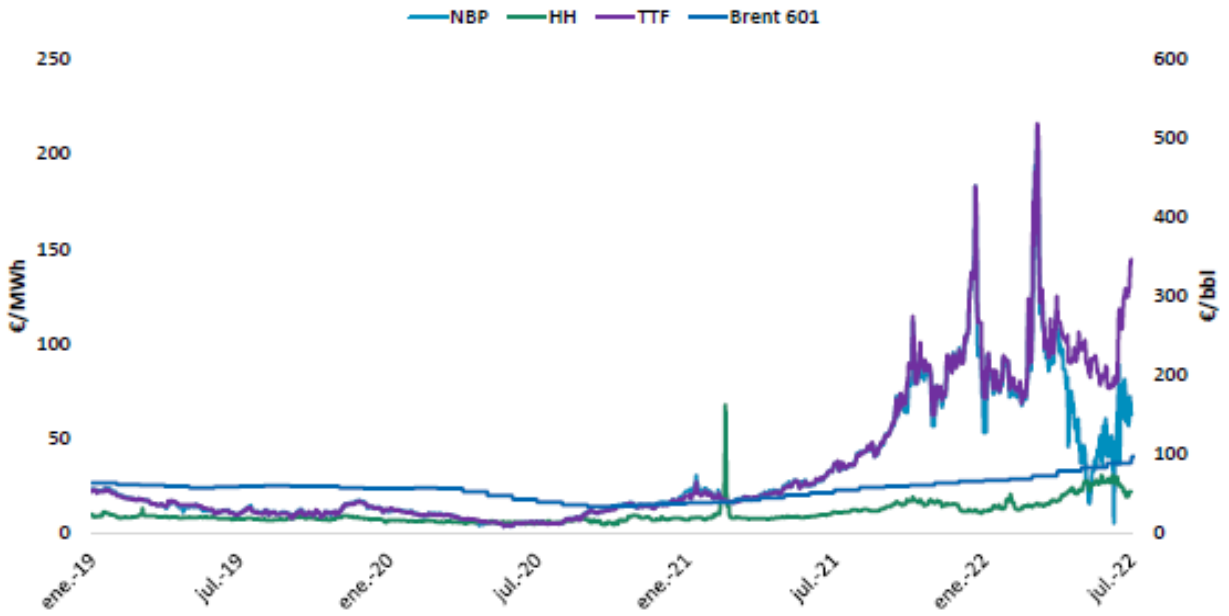
III. PARÁMETROS RETRIBUTIVOS RECURRIDOS
B.2S 2020 & 2021 & 1S 2022: situación legal

EVOLUCIÓN DEL COSTE DE GAS EN ESPAÑA

El mercado de gas ha cambiado significativamente desde 2015, el Brent y el HH ya no son buenos indicadores sobre el coste de gas del mercado español, cuya referencia era TTF durante 2022

El coste del gas en España y el resto de mercados europeos está menos relacionado con el precio del petróleo (*decoupling* del gas y el petróleo, explicado en parte por el aumento GNL spot y desindexación de contratos a brent)

Precio de gas en España vs Componentes de fórmula regulatoria vs NBP



- El Brent y el Henry Hub dejaron de ser útiles para explicar la evolución del coste soportado por los clientes de gas natural en el mercado español
- El incremento soportado por los clientes no se ve reflejado en incrementos de estos índices, que han permanecido más estables
- El Henry Hub tuvo un pico de precios en febrero de 2021 por una tormenta invernal que redujo la producción de gas natural en Estados Unidos, que no podía hacer frente a la demanda

Fuente: Análisis FTI a partir de CNMC, Informes supervisión mercado mayorista y aprovisionamiento entre Diciembre de 2014 y Septiembre de 2022; Energy Market Prices y MIBGAS.

10

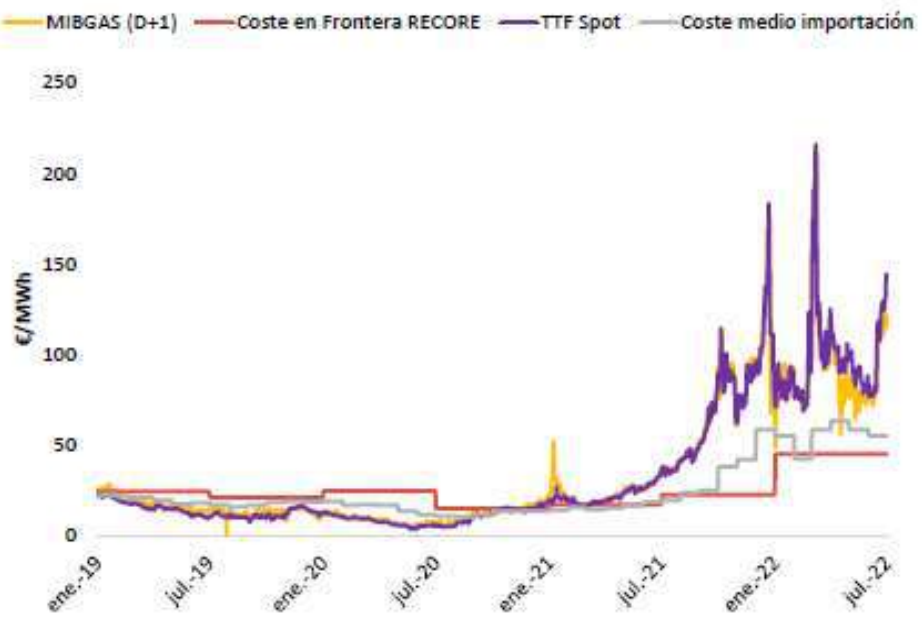
III. PARÁMETROS RETRIBUTIVOS RECURRIDOS
B.2S 2020 & 2021 & 1S 2022: situación legal

EVOLUCIÓN DEL COSTE DE GAS EN ESPAÑA

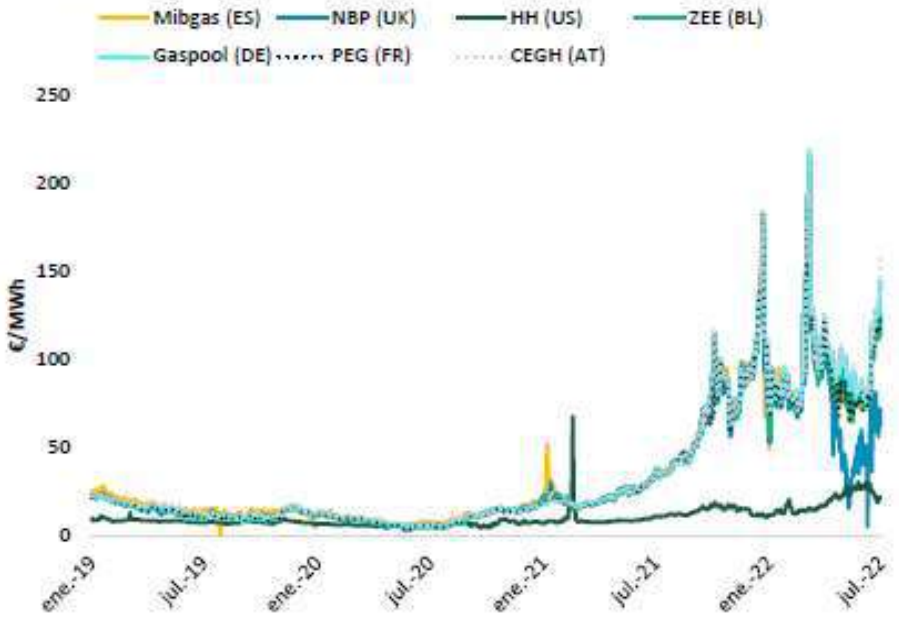
La indexación del coste de gas de la Orden IET/1345/2015 ya NO refleja las condiciones del mercado español actual

El coste de importación no es un buen indicador sobre el coste soportado por generadores eléctricos y clientes industriales, cuyos contratos estaban principalmente indexados a TTF hasta junio de 2022

Coste de gas en frontera vs. Coste importación vs. Índices de mercado



Coste de gas en mercados europeos



Fuente: Análisis FTI a partir de Órdenes Ministeriales fijando parámetros retributivos de cogeneración. CNMC, Informes supervisión mercado mayorista y aprovisionamiento entre Diciembre de 2014 y Septiembre de 202, MIBGAS y Energy Market Prices.

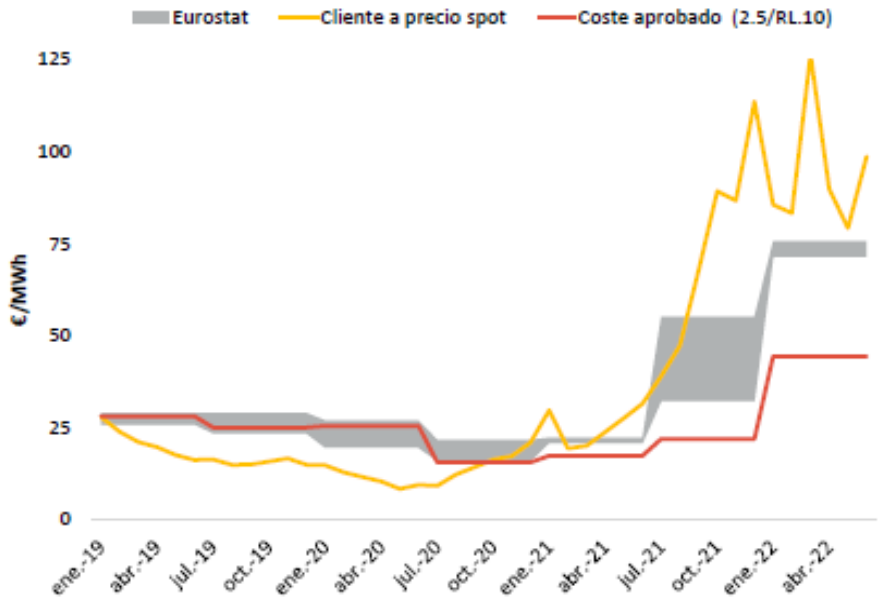
III. PARÁMETROS RETRIBUTIVOS RECURRIDOS
B.2S 2020 & 2021 & 1S 2022: situación legal

EVOLUCIÓN DEL COSTE DE GAS EN ESPAÑA

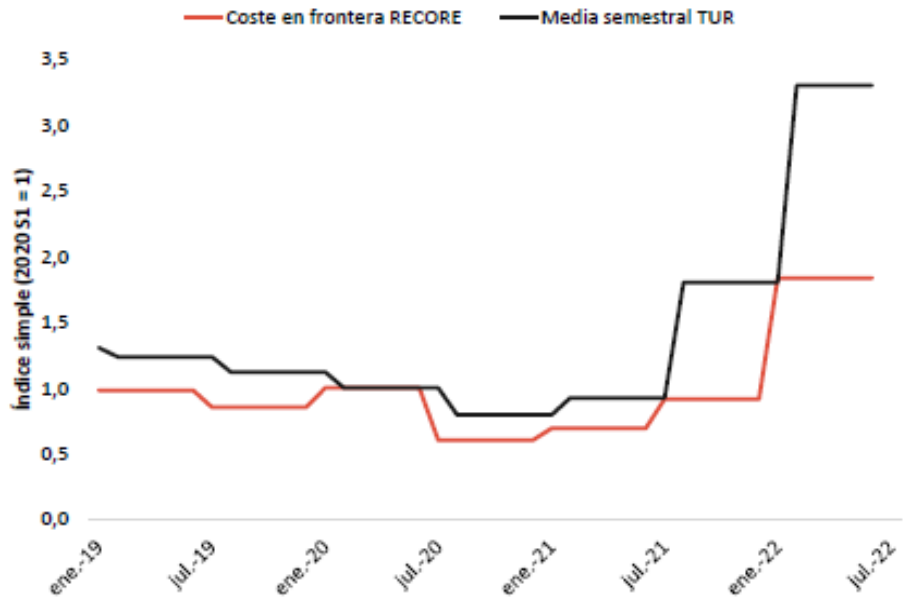
La metodología de la Orden IET/1345/2015 para el coste de gas reconocido es inferior al coste medio de los consumidores industriales

Los costes del gas natural soportado por clientes industriales y el aprobado para el componente de la TUR están por encima del coste de gas aprobado para la cogeneración

Coste de gas para clientes industriales y cogeneración



Coste de materia prima en cogeneración vs. TUR



Fuente: Análisis FTI a partir de MIBGAS, Órdenes Ministeriales fijando parámetros retributivos de cogeneración y Eurostat, *Gas prices for non-household consumers - bi-annual data*. Banda de cliente entre 3 y 250 GWh/año: I4. Banda de cliente entre 250 GWh/año y 1 TWh/año: I5. Los términos de la TUR se han calculado a partir de las resoluciones de la DG de Planificación energética y Minas publicando los componentes de esta tarifa.

12

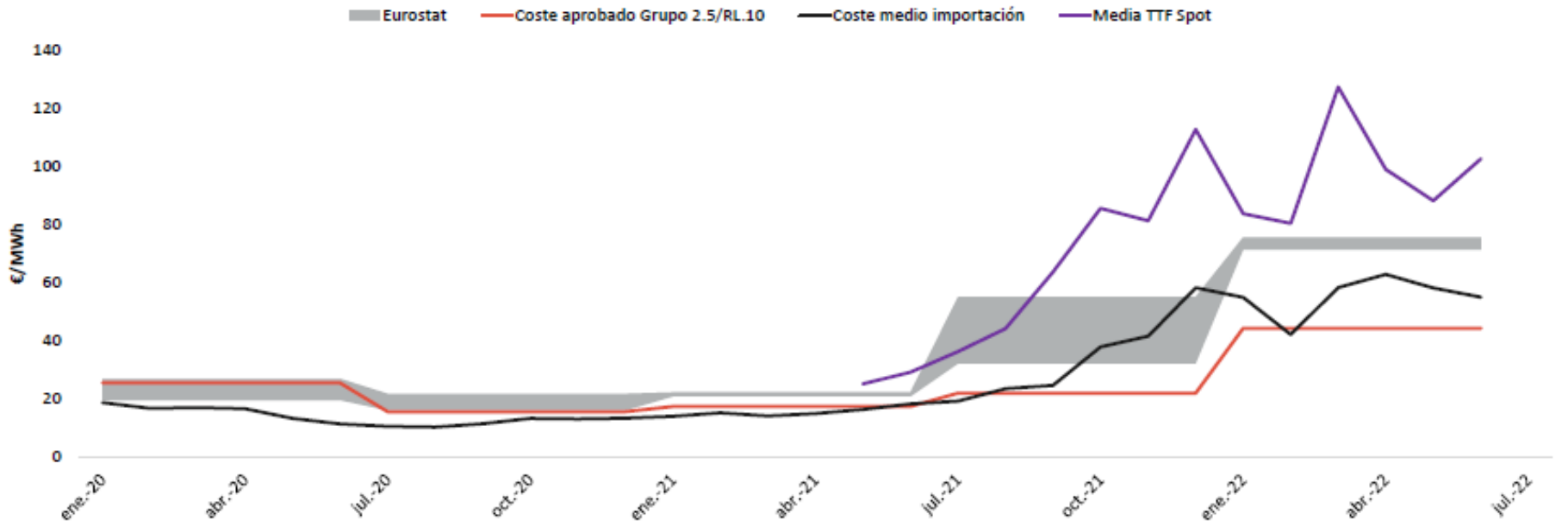
III. PARÁMETROS RETRIBUTIVOS RECURRIDOS
B.2S 2020 & 2021 & 1S 2022: situación legal

EVOLUCIÓN DEL COSTE DE GAS EN ESPAÑA

El coste de gas natural aprobado para la RO está por debajo de los indicadores del mercado gasista español entre junio de 2020 y junio de 2022

La información pública sobre la indexación de contratos de gas natural industriales muestra que estaban principalmente indexados a TTF, cuya evolución se desvinculó de las referencias empleadas por el RECORE durante 2021 y 2022

Media mensual de los indicadores del coste de gas natural



III. PARÁMETROS RETRIBUTIVOS RECURRIDOS
B.2S 2020 & 2021 & 1S 2022: situación legal

IMPACTO DEL MECANISMO DE AJUSTE

El Mecanismo del Ajuste del Precio del Gas redujo significativamente el precio de mercado, sin que el cálculo de la RO reflejara este cambio

Precio medio diario de la electricidad en 2022

Fuente: Análisis FTI a partir de OMIE y siguiendo la formulación del Real Decreto-ley 10/2022.

15

III. PARÁMETROS RETRIBUTIVOS RECURRIDOS
B.2S 2020 & 2021 & 1S 2022: situación legal

IMPACTO DEL MECANISMO DE AJUSTE

Las centrales de cogeneración detuvieron su actividad al no poder acceder al Mecanismo de Ajuste por el gran incremento del precio del gas en el mercado entre julio y octubre

Generación diaria de la cogeneración de gas natural (incl. purines y lodos) frente al precio del gas

Fuente: Análisis FTI a partir de ESIOS y Órdenes Ministeriales.

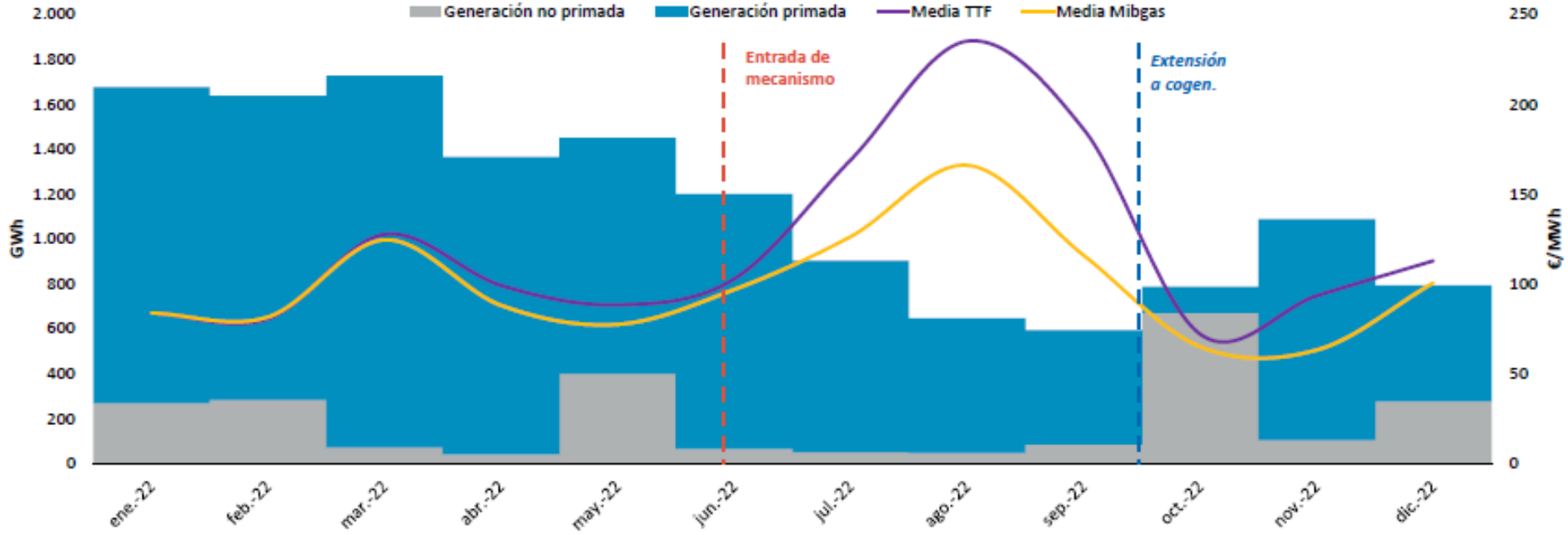
III. PARÁMETROS RETRIBUTIVOS RECURRIDOS
B.2S 2020 & 2021 & 1S 2022: situación legal

IMPACTO DEL MECANISMO DE AJUSTE

Las plantas de cogeneración de gas natural se acogieron al mecanismo de ajuste en octubre y diciembre debido al incremento del precio del gas natural

En el periodo en el que no pudieron acogerse, el incremento del precio del gas natural, ligado a un menor ingreso de mercado, provocó que las plantas pararan

Generación mensual de cogeneración de gas natural (NO incl. purines y lodos)



Fuente: Análisis FTI a partir de CNMC, Información mensual de estadísticas sobre ventas del RECORE, información hasta diciembre de 2022.

19

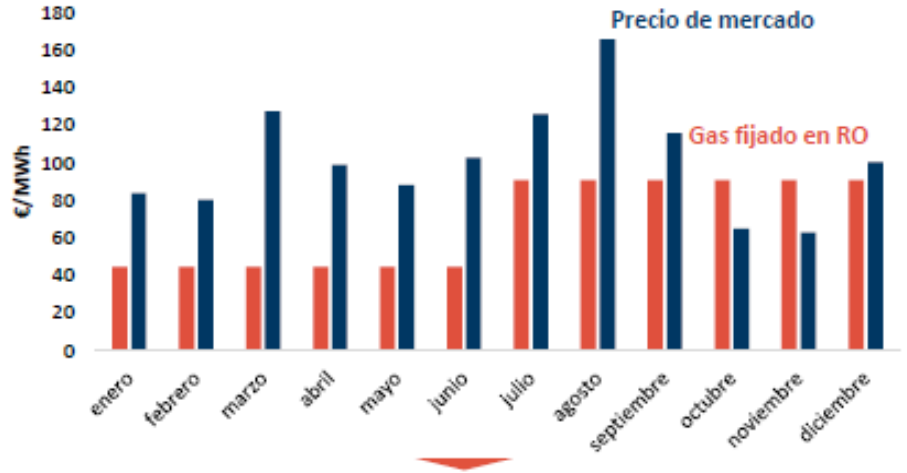
III. PARÁMETROS RETRIBUTIVOS RECURRIDOS
B.2S 2020 & 2021 & 1S 2022: situación legal

IMPACTO DEL MECANISMO DE AJUSTE

El reconocimiento del coste de gas semestral no permite la operación continuada, por la volatilidad del precio y las decisiones mensuales sobre acceso al mecanismo o mantener la RO

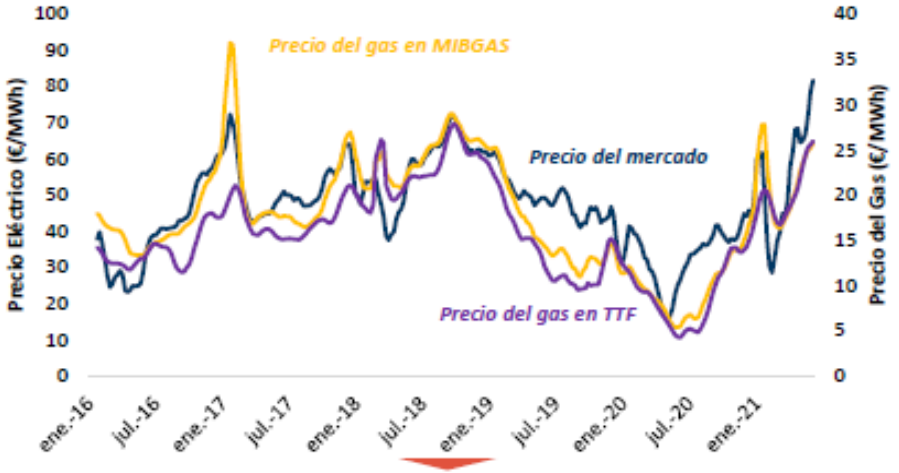
Generalmente las plantas de cogeneración y de tratamiento de purines pueden operar a pesar de la RO semestral ya que sus mayores costes de gas se compensan con un mayor precio de mercado

Ilustración de precio de gas natural real vs. fijado para RO en 2022



- El coste de gas natural incluído en la RO es semestral, mientras que el precio soportado por las plantas de generación es volatil

Relación precio del gas y precio del mercado eléctrico histórico



- Sin embargo, la diferencia entre el coste de gas natural de la RO y el soportado por las plantas puede ser cubierto por incrementos en el precio del mercado eléctrico
- Históricamente, el precio del mercado eléctrico permitía cubrir los costes de gas voláties

Fuente: Análisis FTI a partir de OMIE, MIBGAS y Energy Market Prices. Se presenta el valor de la media móvil de 4 semanas.

21

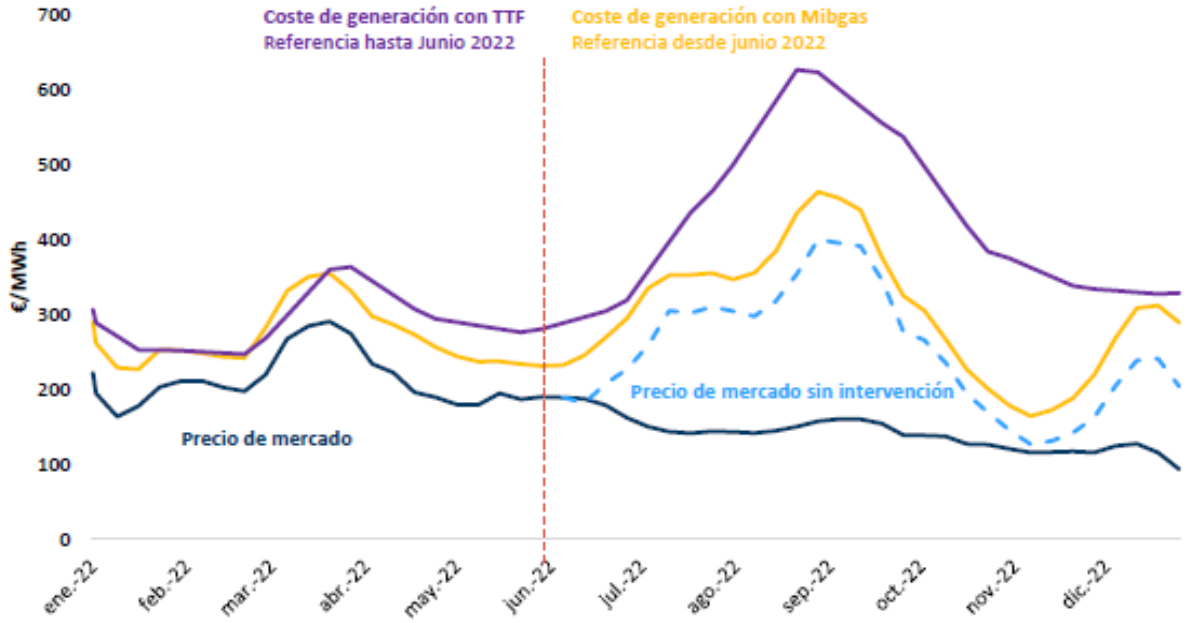
III. PARÁMETROS RETRIBUTIVOS RECURRIDOS
B.2S 2020 & 2021 & 1S 2022: situación legal

IMPACTO DEL MECANISMO DE AJUSTE

La introducción del mecanismo de ajuste eliminó la cobertura natural del precio del gas natural que permite operar a las plantas de cogeneración y de tratamiento de purines

La volatilidad del precio de gas natural soportado por las plantas no ha podido ser cubierto por unos mayores ingresos en el mercado eléctrico, lo que haría parar a las plantas

Relación precio del gas y precio del mercado eléctrico en 2022



- El mecanismo de ajuste del precio del gas reduce el nivel y la volatilidad del precio del mercado eléctrico
- Así, en el Segundo semestre de 2022 las plantas de generación:
  - No han podido cubrir la volatilidad del coste de combustible
  - No han podido acogerse hasta octubre al mecanismo, parando al menos 3 meses

Fuente: Análisis FTI a partir de OMIE, MIBGAS y Energy Market Prices. Se presenta el valor de la media móvil de 4 semanas.

22

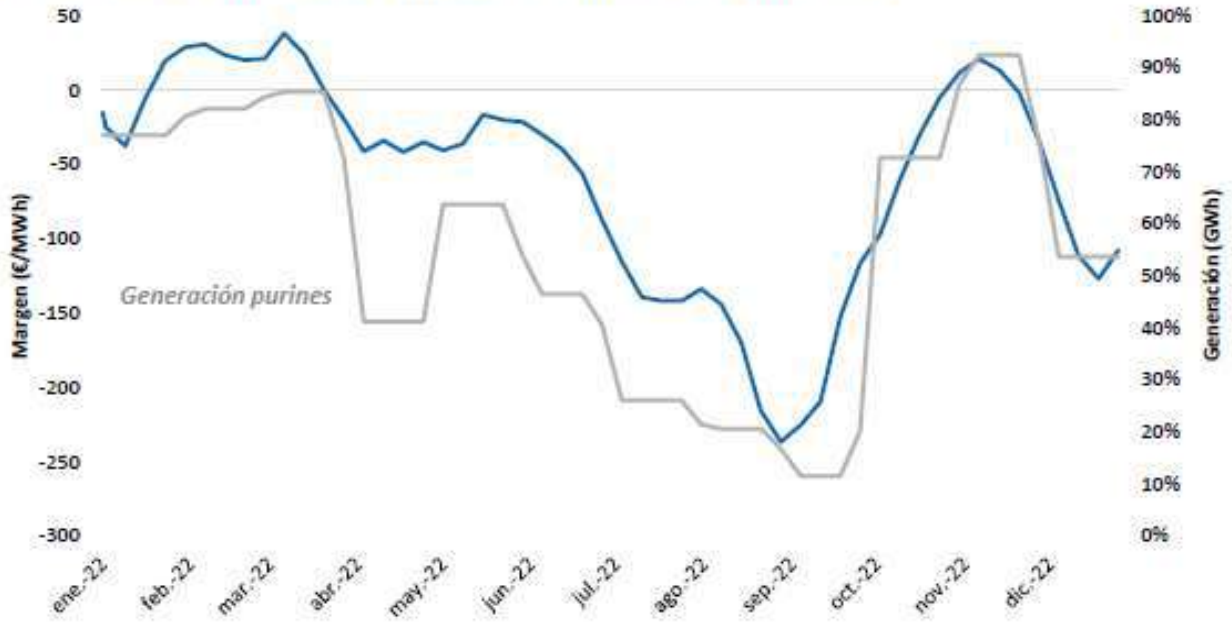
III. PARÁMETROS RETRIBUTIVOS RECURRIDOS
B.2S 2020 & 2021 & 1S 2022: situación legal

IMPACTO DEL MECANISMO DE AJUSTE

Las plantas de tratamiento de purines dejaron de funcionar al obtener un margen negativo

Los ingresos obtenidos bajo el regimen retributivo no eran suficientes para obtener un margen operativo 0 debido al retraso en la publicación de los parámetros

Márgen operativo para una planta de tratamiento de purines del Código IT-01424



- Hemos analizado el margen diario observado por una planta de tratamiento de purines considerando los ingresos liquidados por el RECORE menos los costes de generación de una planta de tratamiento de purines IT-01424)
- La exclusión del mecanismo de ajuste provocó el deterioro del margen de las plantas
- Las plantas de purines detuvieron su actividad en el momento en que su margen iba empeorando al crecer el precio del gas
- La negociación de contratos indexados a MIBGAS podría explicar la reactivación de los purines en octubre y noviembre, al reducir el precio del gas

Fuente: Análisis FTI a partir de OMIE, MIBGAS, CNMC y Órdenes Ministeriales. Se emplea TTF M+1 como coste de gas representativo hasta junio de 2022, Mibgas spot hasta final de año.

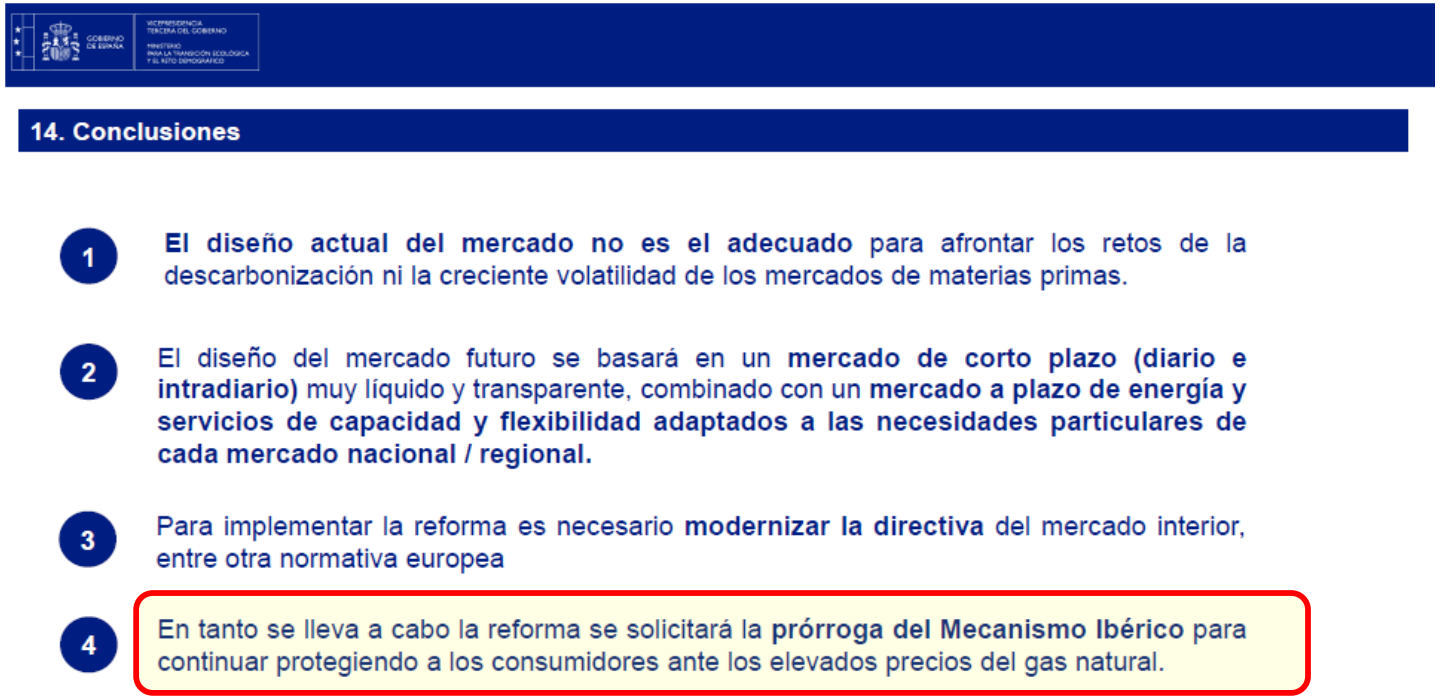
Pendiente ejecución de sentencia

IV. MECANISMO DE TOPADO DE GAS

IV. MECANISMO DE TOPADO DE GAS

Extensión tope de gas 2024

España defenderá la prórroga hasta finales de 2024 de la "excepción ibérica", que topa el gas para generación eléctrica, porque "todavía podemos vivir episodios de alta volatilidad" en los precios, sin que se haya reformado aún el mercado eléctrico europeo



14. Conclusiones

1. **El diseño actual del mercado no es el adecuado** para afrontar los retos de la descarbonización ni la creciente volatilidad de los mercados de materias primas.
2. El diseño del mercado futuro se basará en un **mercado de corto plazo (diario e intradiario)** muy líquido y transparente, combinado con un **mercado a plazo de energía y servicios de capacidad y flexibilidad adaptados a las necesidades particulares de cada mercado nacional / regional.**
3. Para implementar la reforma es necesario **modernizar la directiva** del mercado interior, entre otra normativa europea
4. En tanto se lleva a cabo la reforma se solicitará la **prórroga del Mecanismo Ibérico** para continuar protegiendo a los consumidores ante los elevados precios del gas natural.

https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/espa%C3%B1a-remite-a-la-comisi%C3%B3n-europea-su-propuesta-para-reformar-el-mercado-el%C3%A9ctrico-europeo/tcm:30-550165

Objetivo actualizado 2023

V. DISEÑO DEL MERCADO

V. DISEÑO DEL MERCADO: PROPUESTA DE LA COMISIÓN

LA COMISIÓN EUROPEA HA PREPARADO UN DOCUMENTO COMO UNA EVOLUCIÓN DEL ACTUAL MERCADO

EUROPEAN
COMMISSION

Brussels, XXX
[…](2023) XXX draft

SENSITIVE*
UNTIL ADOPTION

Proposal for a

REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL

amending Regulation (EU) 2019/943, Directive (EU) 2019/944, Directive (EU) 2018/2001 and Regulation (EU) 2019/942 to improve the EU's electricity market design

V. DISEÑO DEL MERCADO: PROPUESTA DE LA COMISIÓN

PLANTEAMIENTO GENERAL.

Es una evolución del marginalismo que retoca, potencia, mejora, da mayor protagonismo a algunos nuevos agentes pero nada de romper la unidad de mercado:

> *"Establecer principios fundamentales para el buen funcionamiento de los mercados de electricidad integrados, que permitan a todos los proveedores de recursos y clientes de electricidad un acceso al mercado no discriminatorio, incentivar el desarrollo de mercados a plazo para permitir a los proveedores y consumidores protegerse contra el riesgo de volatilidad futura en precios de la electricidad, empoderar a los consumidores, garantizar la competitividad (a los grandes consumidores industriales) en el mercado mundial, mejorar la flexibilidad a través de la respuesta a la demanda, el almacenamiento de energía y otras soluciones de flexibilidad, garantizar la eficiencia energética y facilitar la agregación de la oferta y la demanda distribuidas, y permitir la integración sectorial y de mercado y la remuneración basada en el mercado de electricidad generada a partir de fuentes renovables".*

V. DISEÑO DEL MERCADO: PROPUESTA DE LA COMISIÓN

LAS PROPUESTAS PRINCIPALES SON:

I. **CfDs solo para nuevas inversiones en generación** eólica, solar, geotérmica, hidráulica fluyente y nuclear **(no existentes)**. Los ingresos o pagos a los que den lugar los CfDs se trasladan por igual a toda la demanda.

II. **PPAs: apoya desarrollo y eliminación de barreras** como el riesgo de contraparte.

III. Mercados organizados a plazo: establecimiento de ***virtual hubs*** *(mercados que abarcan más de una zona de oferta – España es una zona de oferta)* para incrementar la liquidez de los mercados a plazo.

IV. **Mecanismos de apoyo específicos para nuevas inversiones en gestión de la demanda y el almacenamiento, con objetivos nacionales**

V. **Producto ahorro demanda pico** (peak shaving product) **exclusivo para la demanda**

VI. **Obligación de los comercializadores de ofrecer precio fijo de duración de al menos 1 año.**

VII. **Precios regulados** en caso de crisis declarada por la Comisión Europea, extensibles a PYMES, **por debajo de costes** y por una cantidad de energía limitada. Se obliga a compensar a las comercializadoras que suministren por debajo de costes.

VIII. **Autoconsumo compartido:** Posibilidad de compartir energía asociada al autoconsumo limitado a 100 MW y sin límite de distancia en España (misma zona de oferta), sin perjuicio de que se apliquen los impuestos y peajes correspondientes.

IX. **La retribución de los gestores de red de transporte y distribución ha de considerar costes de capital y operación para incentivarles a usar servicios de flexibilidad**

V. DISEÑO DEL MERCADO: PROPUESTA DE LA COMISIÓN

ESQUEMA GENERAL:

- NO INCLUYE MEDIDAS RETROACTIVAS que afecten a generación existente como solicitaba España. De hecho, ni siquiera se contempla que los CfDs pueden utilizarse para renovables existentes, solo para nuevas inversiones.
- La propuesta recoge muchas propuestas de mercado como valor de los PPAs y eliminar barreras, obligación de los comercializadores a ofrecer precio fijo, mayor transparencia al consumidor y responsabilidad de los comercializadores para contar con coberturas.
- **No contempla que las medidas de intervención sobre la generación** (cap a las inframarginales, cap al gas) sean parte del diseño de mercado**, pero sí permite precios regulados por debajo de coste en caso de crisis declarada por la CE, compensando a comercializadores.**
- **No incluye el mercado de capacidad como parte del diseño de mercado** (seguiría siendo ayuda de estado). Sin embargo, **sí propone un mecanismo ad hoc para el almacenamiento**.
- Si no hay liquidez sufriente en los mercados a plazo, los estados podrían tomar medidas adicionales, lo que puede implicar riesgos de medidas *"market maker"* a operadores

V. DISEÑO DEL MERCADO: PROPUESTA DE LA COMISIÓN

I. MARGINALISMO:

"Deben preservarse los mercados a corto plazo y el mecanismo de fijación de precios basado en precios marginales, ya que funcionan bien y proporcionan las señales de precios correctas. Los mercados a corto plazo (diario e intradiario) están bien desarrollados y son el resultado de años de implementación de la legislación energética de la UE", asegura en el documento de 50 páginas.

II. PPAS Y CFDS:

Pretende precios asequibles a los consumidores, incluyendo a la gran industria consumidora de electricidad, y fomenta los mercados a plazo de tal manera que el precio sea más estable y menos volátil tal y como se ha visto en esta crisis energética:

- Promueve los PPAs, se propone reducir los riesgos financieros asociados al impago del comprador incluyendo garantías estatales, permitiendo a los promotores de proyectos de energía renovable que participan en una licitación de apoyo público reservar una parte de la generación para la venta a través de un PPA y dando preferencia a los oferentes que presenten un compromiso de un comprador potencial para firmar un PPA.
- Sobre los CfDs debe estructurarse como un contrato por diferencias bidireccional.

V. DISEÑO DEL MERCADO: PROPUESTA DE LA COMISIÓN

III. PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR.

Se resalta la importancia de proteger más al consumidor, por lo que apuesta por mercados a plazo con coberturas y destaca la importancia de que los proveedores puedan ofrecer precios fijos así como precios dinámicos.

También aboga porque el consumidor doméstico se empodere y tenga un mayor protagonismo en el mercado eléctrico europeo.

IV. MAYOR FLEXIBILIDAD

"El despliegue acelerado de las energías renovables requiere una disponibilidad cada vez mayor de soluciones de flexibilidad para garantizar su integración en la red y permitir que el sistema eléctrico y la red se ajusten a la variabilidad de la generación y el consumo de electricidad en diferentes horizontes temporales.

La evaluación de las necesidades de flexibilidad del sistema eléctrico debe tener en cuenta todas las inversiones existentes y previstas en fuentes de flexibilidad como la generación flexible de electricidad, interconectores, respuesta del lado de la demanda, almacenamiento de energía o producción de combustibles renovables, en vista de la necesidad de descarbonizar el sistema energético

VI. INCENTIVOS PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD Y CALOR RENOVABLE EN SUSTITUCIÓN DE COMBUSTIBLES FÓSILES

VI. INCENTIVOS PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD Y CALOR RENOVABLE EN SUSTITUCIÓN DE COMBUSTIBLES FÓSILES

Avance de las conversaciones con los reguladores tras la cita de GENERA 2023, del ***PROYECTO DE ORDEN (Y DE LA RESOLUCION) por la que se establecen las bases reguladoras para las convocatorias del programa de incentivos para instalaciones de producción de electricidad y calor a partir de energías renovables en sustitución de producción a partir de combustibles fósiles, en el marco del plan de recuperación, transformación y resiliencia***

ALEGACIONES PRINCIPALES		
1	**Permitir participar plantas sin RO**	Este tema es muy complicado, por ser el objeto de las ayudas principalmente la disminución de costes al sistema, lo cual se argumenta no se puede eliminar ya que entraría con otros fondos que también buscan como objetivo la descarbonización industrial.
2	**Permitir incentivos parciales -hibridaciones- (por RIPRES, o equipos de generación dados de baja)**	Complicado, por la complejidad jurídica que implica la diversidad de permisos existentes, además de la dificultad de coordinar con los recursos en curso. No obstante, se ha vuelto a insistir en su necesidad, para hacer una evolución progresiva en la integración de tecnologías (y por incluir no solo plantas pequeñas y medianas).
3	**Permitir seguir cobrando ROs en algunas tecnologías (parciamente al menos: p.e residuos)**	Sin comentarios. Muy complicado, y sigue sin avance.
4	**Plazos de puesta en marcha (48 meses y/o Junio 2026)**	Los plazos máximos siguen pendiente análisis. Ver nota con el calendario tentativo previsto (*).
5	**Ayudas superiores a 50 M€**	Con buenas perspectivas de incremento significativo, condicionado por el objetivo de que se mantenga la competencia en el concurso. Se mantiene el limite del Reglamento esencial de categorías (**).

(*) Planificación tentativa: Para primavera sacar la Orden (MITERD), y 1 semana más tarde la resolución (CNMC). Y en 6 meses aprox. tener la propuesta de adjudicación (que incluye plazo de subsanaciones).
(**) https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014R0651&from=es

VI. INCENTIVOS PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD Y CALOR RENOVABLE EN SUSTITUCIÓN DE COMBUSTIBLES FÓSILES

OTRAS ALEGACIONES		
1	**Compatibilidad otras subvenciones (subastas renove,..)**	Se aplicará la regulación vigente. Muestran receptividad a la petición de poder seguir cobrando el RO hasta la puesta en marcha (PEM).
2	**Participar ESEs**	Sin comentarios (por analizar internamente CE criterios de subrogación -o subcontratación-).
3	**No limites horas de funcionamiento**	No ven cambiarlo. Alegan que muchas plantas llevan muchos años sin funcionar.
4	**Poder usar equipos existentes (renovables o no) y no puntuar desmantelar (no elegibles) y así mantener el acceso y conexión**	Sin comentarios. Lo revisarán. Reiteran que no es obligatorio desmantelar, para no perder el acceso y conexión. Lo revisarán, pero no ven cambiar el RD de acceso y conexión.
5	**80% capacidad nominal de proyecto, no de operación (no encaja en biogás,...)**	Se comprueba una única vez tras la PEM que se ha ejecutado la inversión de proyecto. No hay inspecciones posteriores en operación.
6	**Como se ofertan y valoran varios proyectos en una misma instalación (PES)**	Sin comentarios. Lo están revisando internamente.
7	**Proyectos por sociedad o grupo empresarial**	Lo tienen claro. Por sociedad.
8	**Meter otras tecnologías (H2, biomasa en todos los estados, FV+Acc+CE, syngas de biogasificación y reactores supercríticos)**	En general se mantiene la idea de aceptarán todas las propuestas (acumulación y/o caldera eléctrica y PPA eléctricos renovables, syngas,…..) , y con receptividad a incluir el H2.
9	**Incluir cultivos, y específicamente de alternancia**	Sin comentarios.
10	**Como medir la ET en purines (825 Kcal/Kg) y poder aumentar la capacidad de tratamiento (no elegible) y VUR**	Lo revisarán.
11	**No perder garantías si no dan ampliación acceso**	Sin comentarios.
12	**Aclarar mantener <95% de EP**	Lo tienen que analizar
13	**Biomasa: poner criterios de inversión por Energía Térmica y no por Energía Eléctrica**	Tienen que revisar internamente el concepto, pero se arrastran valores de otros esquemas de ayudas.

VII. PROPUESTA DE ORDEN (Y RD) DE SUBASTAS DE COGENERACIÓN

VII. PROPUESTA DE ORDEN (Y RD) DE SUBASTAS DE COGENERACIÓN

TEMAS PENDIENTES

a. Su intención es definir la nueva metodología **(Junio 2023)** y luego sacar la subasta de cogeneración **(Dic. 2023)**

b. Los temas relevantes pendientes de definir, que el Ministerio ha tomado nota de las recomendaciones de la CNMC y de las peticiones del sector:

   I. Autoconsumo: por definir si acepta el mantener el Todo-Todo con autoconsumo mínimo vía PPAs.

   II. Definición de planta nueva y renovada.

   III. Cupos: Tamaños (biomasa nueva -y renovaciones si entran- y criterios de competencia sobreoferta del 20%)

   IV. VUR (10-13 años)

   V. Penalizaciones: aclarar criterio de doble penalidad

   VI. Lista de equipos elegibles

SUBASTA DEL RENOVE Y PLAN DE AYUDAS PARA INTRODUCUIR LAS RENOVABLES EN COGENERACIÓN SON MECANISMOS COMPLEMENTARIOS .

VIII. PROPUESTA DE ORDEN DE AYUDAS CONSUMIDORES GAS INTENSIVOS

VIII. PROPUESTA DE ORDEN DE AYUDAS CONSUMIDORES GAS INTENSIVOS (Alegaciones 3 de marzo)

ALEGACIÓN 1

Se propone que se incluya para la concesión de las subvenciones a la cogeneración asociada a las instalaciones con los códigos CNAE incluidos en el RD 20/2022.

Artículo 4. Beneficiarios.

1. Podrán acogerse a las ayudas reguladas en esta orden las personas jurídicas del sector privado, cualquiera que sea su forma jurídica, titulares de una o varias instalaciones ~~**industriales y**~~ que reúnan los siguientes requisitos:

a) Estar válidamente constituidas en el momento de presentar la solicitud.

b) Realizar en cada una de las instalaciones industriales ~~**para las que solicite la subvención**~~ **o en las cogeneraciones que presten servicios de suministro de energía a dichas instalaciones** una o varias actividades correspondientes a los códigos de la Clasificación Nacional de Actividades Económicas (CNAE) incluidos en el anexo del Real Decreto-ley 20/2022, de 27 de diciembre.

Artículo 8, punto 2

En el caso de instalaciones industriales que operen centrales de cogeneración para suministrar energía térmica a sus procesos **o aquellas cogeneraciones con CNAE del GRUPO D "Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado" que suministren energía térmica a los sectores del anexo del Real Decreto-ley 20/2022**, solo se podrá tener en cuenta la parte del gas natural utilizado para cubrir la demanda térmica de la instalación, utilizando las reglas para la asignación gratuita de derechos de emisión establecidas en el Reglamento Delegado (UE) 2019/331 de la Comisión. ~~**No se podrá compensar la energía generada en instalaciones de las que el solicitante no sea titular.**~~

ALEGACIÓN 2

Se propone que además de las subvenciones directas a la compra del Gas Natural que propone la orden, se arbitren fórmulas por las cuales algún organismo público, como CESCE, emita estas garantías de compra de gas a largo plazo

IX. REDES CERRADAS

IX. REDES CERRADAS. Alegaciones al Consejo de Estado

El pasado mes de Febrero el Miterd se mandó al Consejo de Estado el REAL DECRETO POR EL QUE SE DESARROLLA EL PROCEDIMIENTO Y LOS REQUISITOS QUE DEBERÁN CUMPLIRSE PARA EL OTORGAMIENTO DE LA AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA DE LAS **REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CERRADA.**

- Este RD es importante para el sector de la cogeneración para que las cogeneraciones con redes interiores actuales (y futuras) puedan integrarse dentro de las redes cerradas, como un caso particular.

- Uno de cambios más relevantes en la última versión ha sido la inclusión explicita del autoconsumo, donde precisamente la cogeneración tendría cabida, y con ello las redes interiores asociadas:

  "24. Los consumidores acogidos a una red de distribución de energía eléctrica cerrada tendrán derecho a realizar autoconsumo en las mismas condiciones que el resto de los consumidores, excepto en lo relativo a las particularidades introducidas por este real decreto."

- El plazo para alegaciones terminó el pasado 28 de Febrero, y a el se presentaban alegaciones de índole estrictamente jurídicas.

IX. REDES CERRADAS. Alegaciones al Consejo de Estado

TEMAS SECTORIALES EN LOS QUE SE ESTA TRABAJANDO:

- INADECUADA DEFINICIÓN DE CONSUMIDOR INDUSTRIAL (artículo 3.1.a de la Propuesta de RD):
  - *Necesidad de inclusión de los CNAES del Grupo D (Para suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado)*
  - *Necesidad de inclusión de los CNAES Grupo E (Para suministro de agua, actividades de saneamiento, gestión de residuos y descontaminación)*
- Definición de la integración y la exigencia de que más del 50% DEL CONSUMO ELÉCTRICO anual sea realizado por los consumidores industriales (art. 3.1.c de la Propuesta de RD).
- REDES INTERIORES PREEXISTENTES: procedencia de una norma de derecho transitorio que establezca particularidades procedimentales.
- CONEXIÓN ÚNICA CON EL DISTRIVIBUIDOR: No es justificable la necesidad de que las acometidas que pueda tener la red cerrada con una red de distribución deban hacerse a la red de un único distribuidor. La existencia de más de un distribuidor depende de la zona.
- CAUSAS DE REVOCACIÓN: deben estar relacionadas con causas atribuibles al consumidor, al gestor de la red de distribución o al título.

X. RESUMEN OTROS TEMAS REGULATORIOS

X. RESUMEN OTROS TEMAS REGULATORIOS: Nuevas reglas del mercado

Resolución de 23 de febrero de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de energía eléctrica para su adaptación al régimen económico de energías renovables y evolución del comité de agentes del mercado.

https://us02web.zoom.us/webinar/register/WN_KTaoF_H1T5WkEMoFHJ5iGw

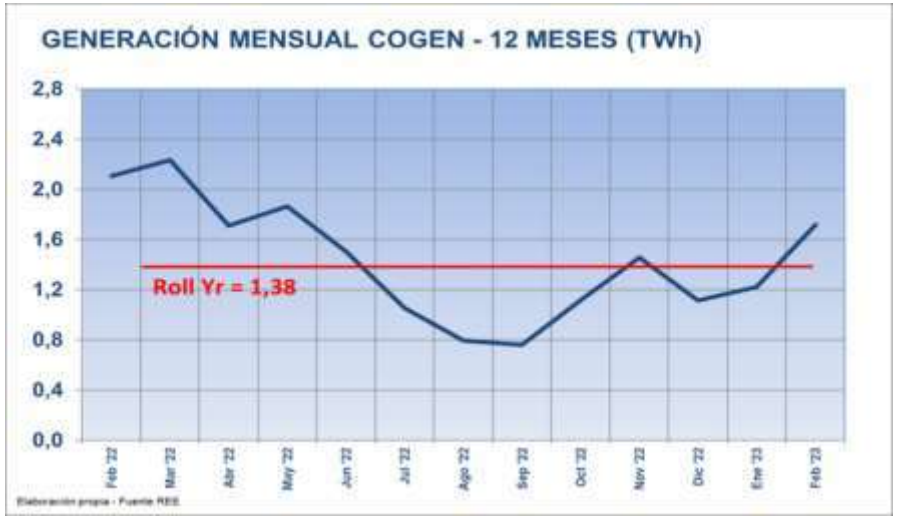
X. RESUMEN OTROS TEMAS REGULATORIOS

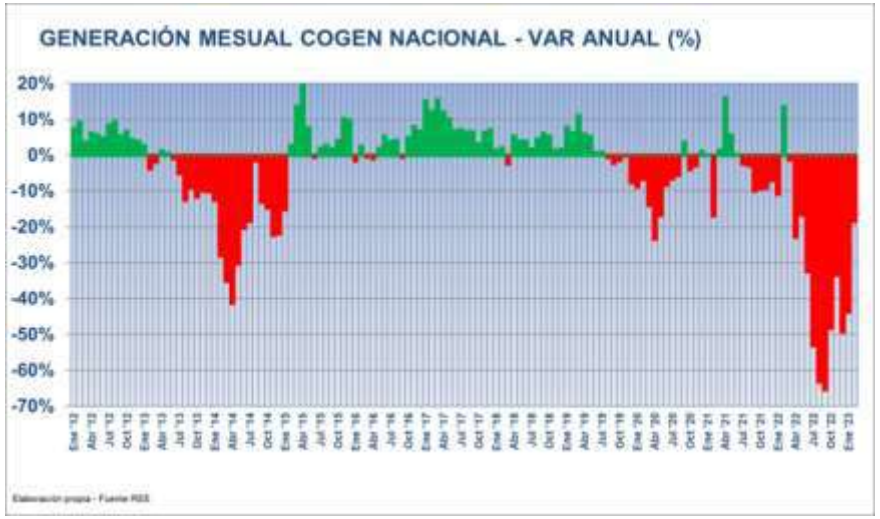
RESUMEN DE LA REGULACIÓN PUBLICADA HASTA MARZO. 2023

- Orden TED/189/2023, de 21 de febrero, por la que se crea la División de Proyectos de Energía Eléctrica.
- Decreto-ley 1/2023, de 11 de enero, por el que se declara de interés general la producción de hidrógeno a partir de energía eléctrica procedente de instalaciones aisladas de generación de energías renovables en Extremadura.
- *Resolución de 23 de febrero de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de energía eléctrica para su adaptación al régimen económico de energías renovables y evolución del comité de agentes del mercado*.

XI. CIERRE DE FEB. 2023 Y SITUACIÓN DEL SECTOR

XI. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución producción nacional cogeneración REE





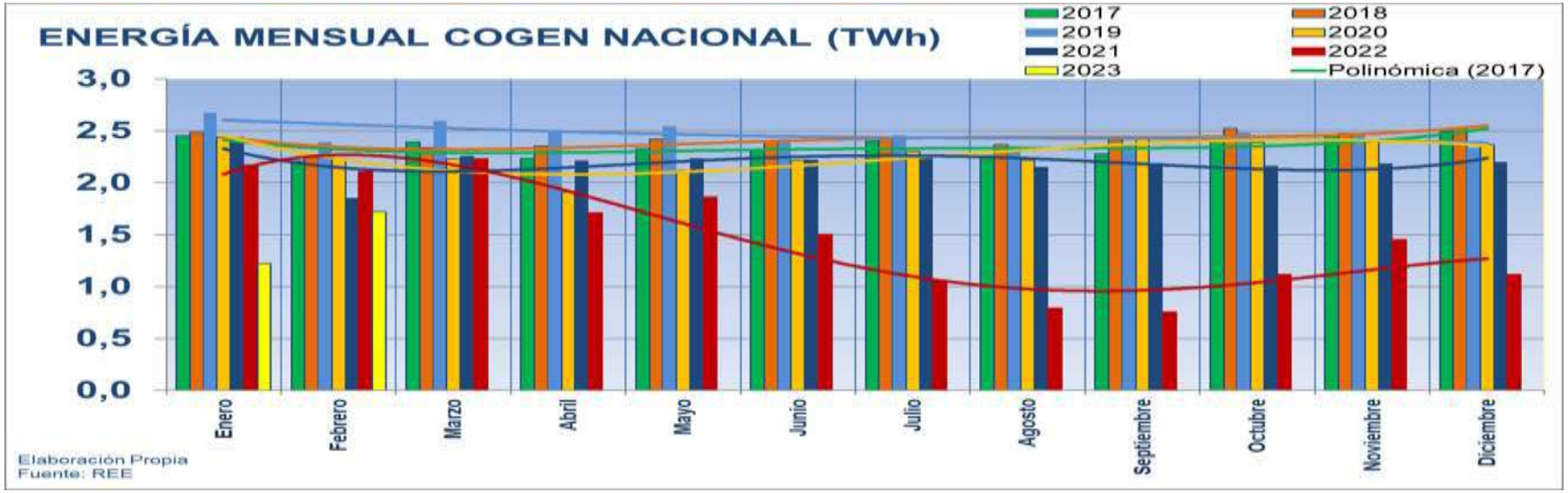
Actualizado feb '23 (REE cierre feb '23)

feb ’23(*) vs. máximos

-41,1%	Energía mensual 1,72 vs. 2,92 TWh (ene 2013)
-8,0 pts	Participación mensual en mix 5,1 vs. 13,1% (May 2013)
-5,5 pts	Participación anual en mix 5,9 vs. 11,5% (2012)

(*) 2023 año móvil

XI. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución producción nacional Cogeneración REE (II)



Actualizado feb '23
(REE cierre feb '23)

Mensual feb '23 vs. feb '22

-18,3% Energía
1,72 vs. 2,11 TWh
=> -0,39 TWh

-2,1 pts Participación en mix
7,9% vs. 10,0%

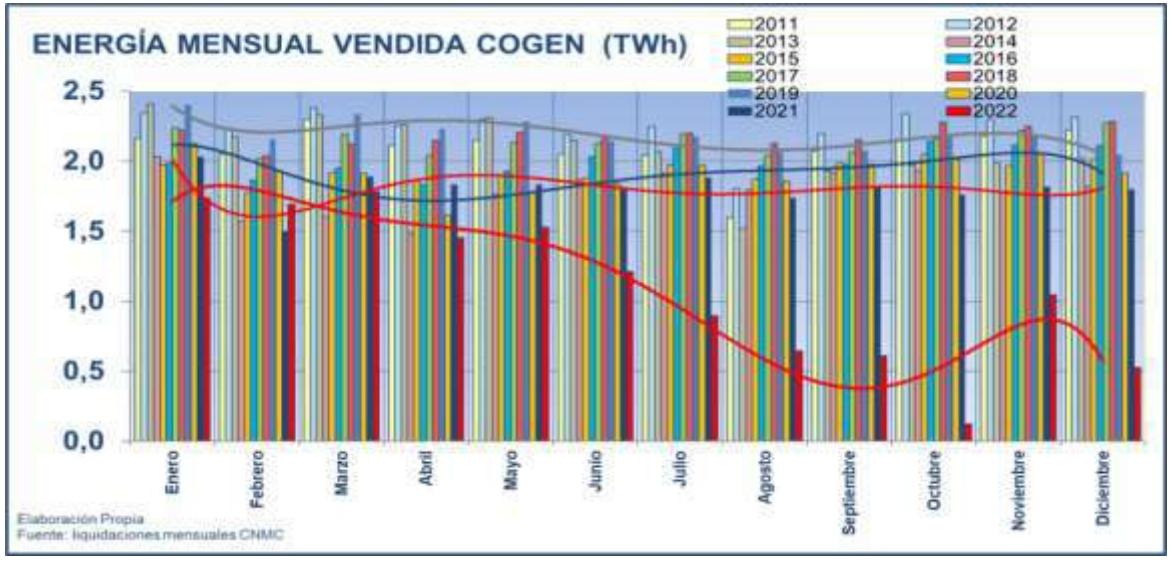
Anual '22 vs. máx año móvil

-49,5% Energía
16,54 vs. 32,76 TWh

-7,2 pts Participación en mix
5,9% vs. 13,1%

XI. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución liquidación cogeneración CNMC

Datos de liquidación 11/22



Comparación 2022 vs. 2021

-70,7% Energía vendida (0,53 TWh vs. 1,80 TWh) (*)

-21,8% Retribución Ri anual (34,08 M€ vs. 43,58 M€)

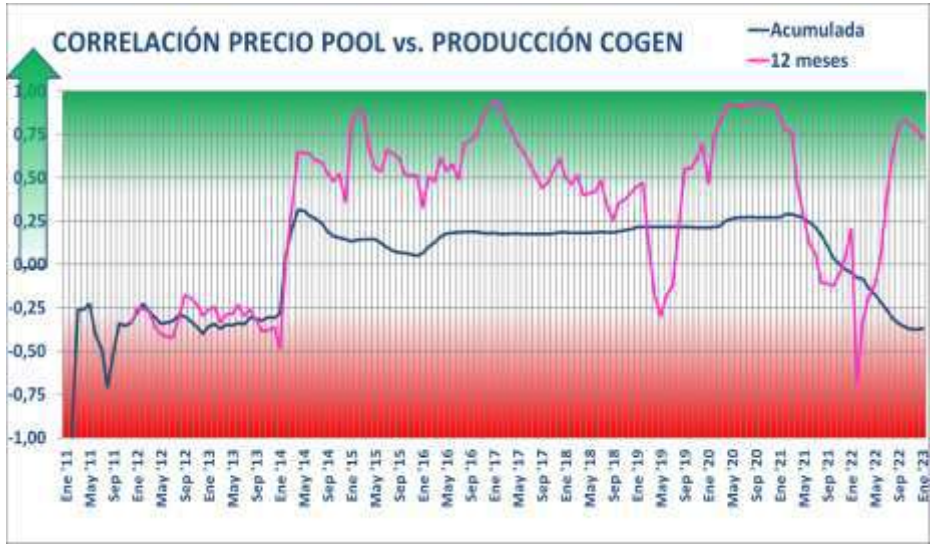
-37,6% Retribución Ro anual (418,86 M€ vs. 671,40 M€)

-36,6% Retribución Total anual (452,94 M€ vs. 714,98 M€)

(*) Energía vendida distorsionada por el mecanismo de topado del gas al que parte de las instalaciones siguen acogidas

Informe de evolución de la cogeneración
Evolución liquidación Cogeneración CNMC (II)

Datos de liquidación 12/22



Actualizado dic '22 (CNMC Cuadros dic '22 y liquid. 12/22)

2022 (*) vs. 2013

-42,2%	Energía vendida (**14,52** TWh vs. 25,12 TWh)
-69,3%	Potencia primada (**1,68** GW vs. 5,46 GW)
24,9%	Potencia NO OPERATIVA (**1,372 de 5,511** MW)
42,9%	Instalaciones NO OPERATIVAS (**405 de 936**)

(*) Año móvil

XI. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución del parque de Cogeneración

TODAS LAS PLANTAS	POTENCIA INSTALADA (MW)											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	DIF '22-'21	DIF '22-'13
REGISTRADA	5.979	6.089	6.102	5.997	5.757	5.640	5.651	5.612	5.554	5.502	-52	-477
NO OPERA ÚLTIMOS 12 MESES (TIPO I)	182	91	582	140	24	56	23	32	236	119	-117	-63
NO OPERA ÚLTIMOS 24 MESES (TIPO II)	30	1.172	86	429	27	17	41	26	10	231	222	201
NO OPERA ÚLTIMOS 36 MESES (TIPO III)	259	n/d	1.034	969	1.214	1.076	1.115	1.107	1.046	1.086	40	827
NO OPERA EN CONTÍNUO	471	1.263	1.702	1.538	1.264	1.150	1.180	1.165	1.292	1.437	145	966
OPERANDO EN CONTÍNUO	5.508	4.826	4.400	4.459	4.493	4.490	4.471	4.447	4.262	4.065	-197	-1.443
% no opera de forma contínua	7,9%	20,7%	27,9%	25,6%	22,0%	20,4%	20,9%	20,8%	23,3%	26,1%		
% no operativo últimos +12 meses	3,0%	1,5%	9,5%	2,3%	0,4%	1,0%	0,4%	0,6%	4,3%	2,2%		
% no operativo últimos +24 meses	0,5%	19,2%	1,4%	7,1%	0,5%	0,3%	0,7%	0,5%	0,2%	4,2%		
% no operativo últimos 36 meses	4,3%	n/d	16,9%	16,2%	21,1%	19,1%	19,7%	19,7%	18,8%	19,7%		

Nota.- Ficheros CNMC detalle sólo disponibles desde Ago'13. Datos cierre 2014 para Tipo I no disponibles y para Tipo II incompletos.
Nota.- En el cierre de 2014 los datos del Tipo II incluyen también los del Tipo I (según nota anterior)

TODAS LAS PLANTAS	NÚMERO DE INSTALACIONES											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	DIF '22-'21	DIF '22-'13
REGISTRADA	996	1.060	1.064	1.056	1.023	1.011	1.005	983	960	944	-16	-52
NO OPERA ÚLTIMOS 12 MESES (TIPO I)	24	27	117	24	12	15	14	19	20	36	16	12
NO OPERA ÚLTIMOS 24 MESES (TIPO II)	8	280	26	100	17	8	11	15	9	13	4	5
NO OPERA ÚLTIMOS 36 MESES (TIPO III)	76	n/d	266	278	339	342	344	346	336	356	20	280
NO OPERA EN CONTÍNUO	108	307	409	402	368	365	369	380	365	405	40	297
OPERANDO EN CONTÍNUO	888	753	655	654	655	646	636	603	595	539	-56	-349
% no opera de forma contínua	10,8%	29,0%	38,4%	38,1%	36,0%	36,1%	36,7%	38,7%	38,0%	42,9%		
% no operativo últimos +12 meses	2,4%	2,5%	11,0%	2,3%	1,2%	1,5%	1,4%	1,9%	2,1%	3,8%		
% no operativo últimos +24 meses	0,8%	26,4%	2,4%	9,5%	1,7%	0,8%	1,1%	1,5%	0,9%	1,4%		
% no operativo últimos 36 meses	7,6%	n/d	25,0%	26,3%	33,1%	33,8%	34,2%	35,2%	35,0%	37,7%		

Actualizado dic '22 (CNMC Cuadros dic '22)

2022 vs. 2021

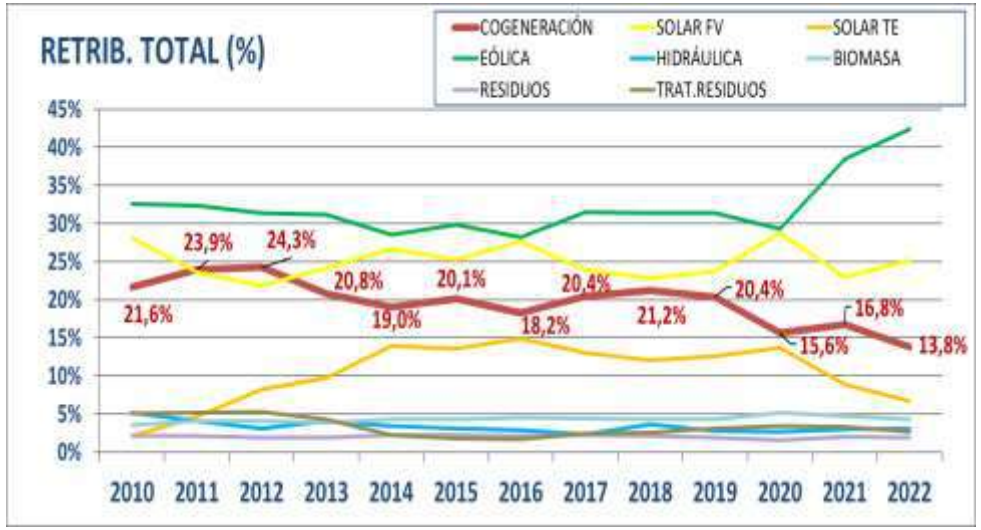
52 MW — Potencia dada de baja en registro en 2022

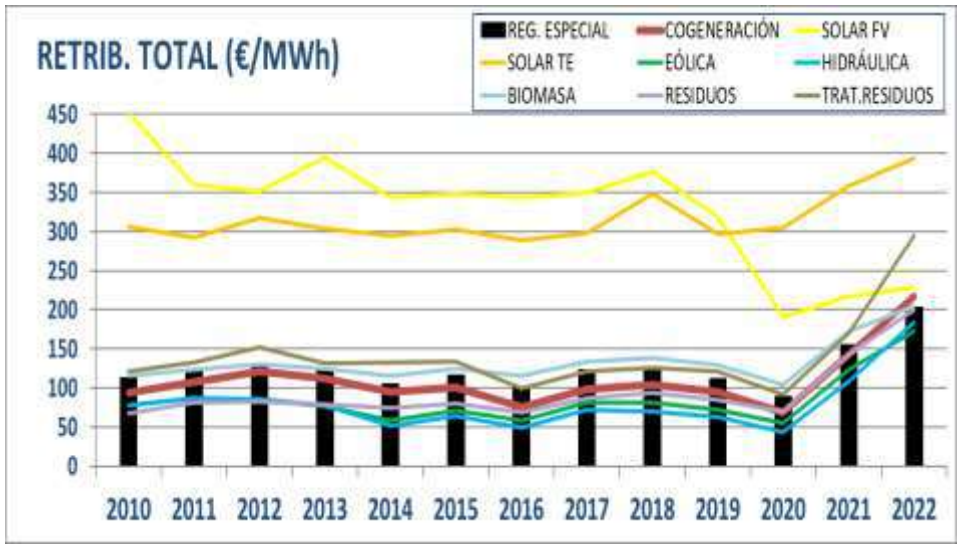
145 MW — Potencia adicional que no opera en continuo en 2022

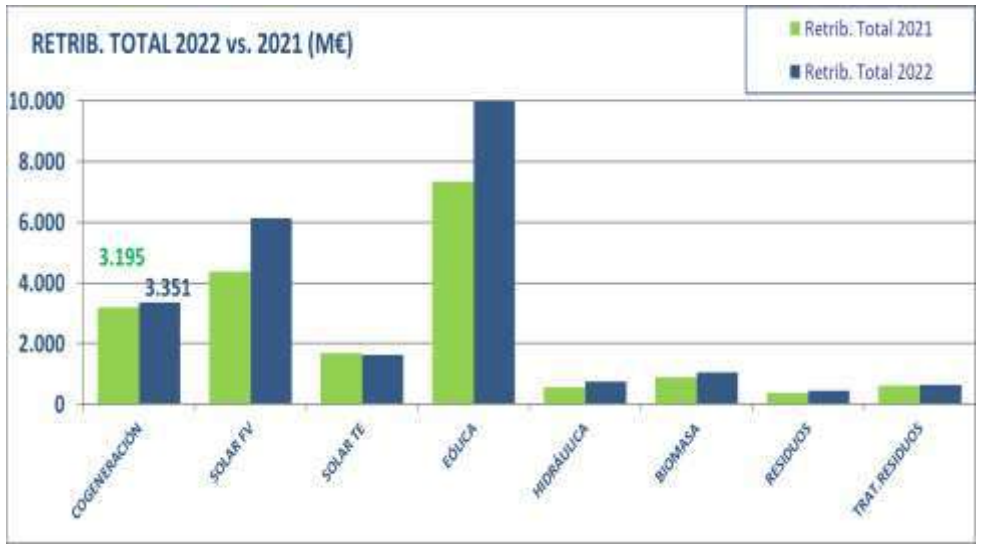
1,437 MW — Potencia que no opera en continuo (26,1%)

405 — Instalaciones que no operan en continuo (42,9%)

XI. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución de la retribución total cogeneración



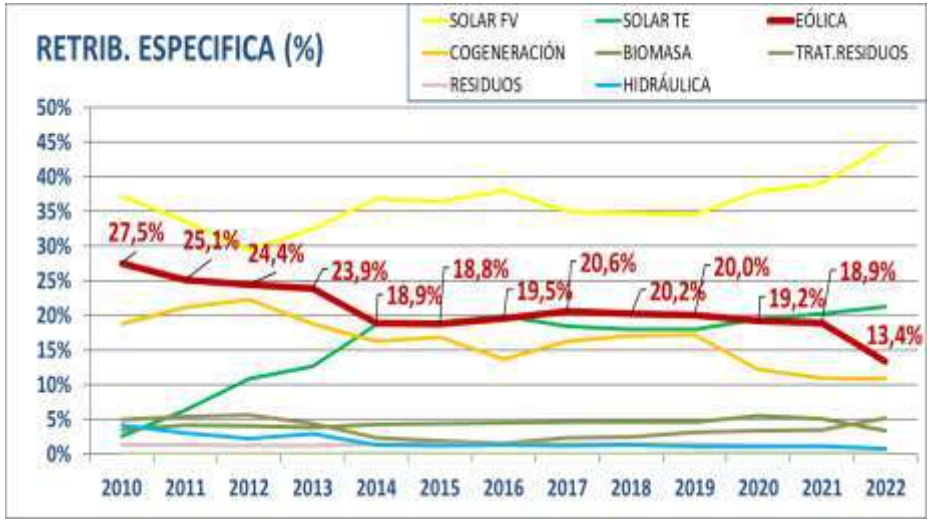


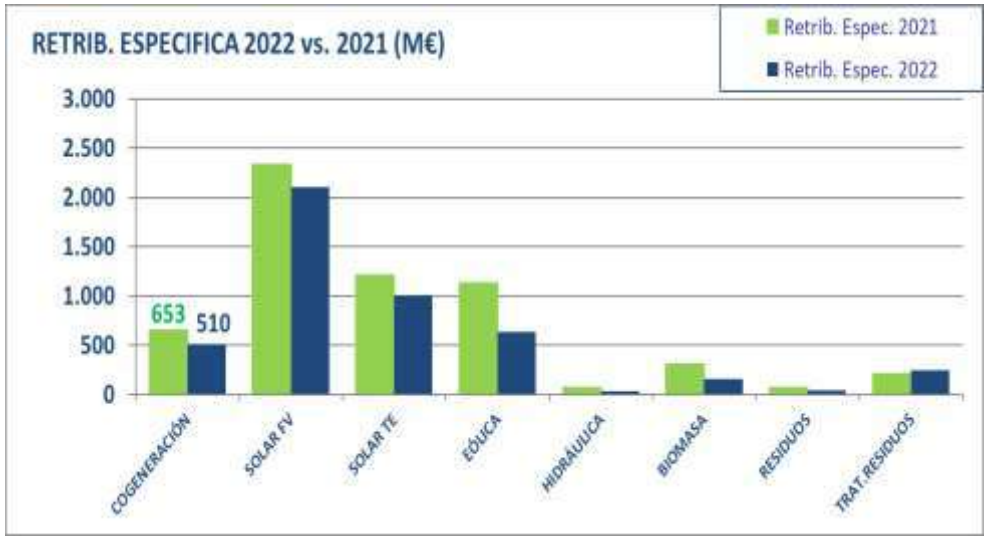


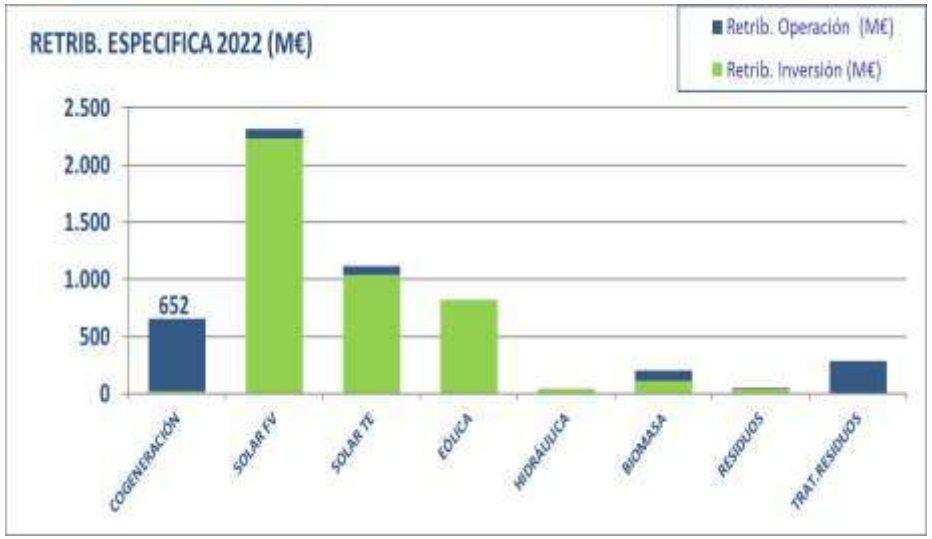
Actualizado dic '22
(Cuadros dic '22)

Nota.- 2022 incluye datos hasta diciembre

XI. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución de la retribución específica cogeneración





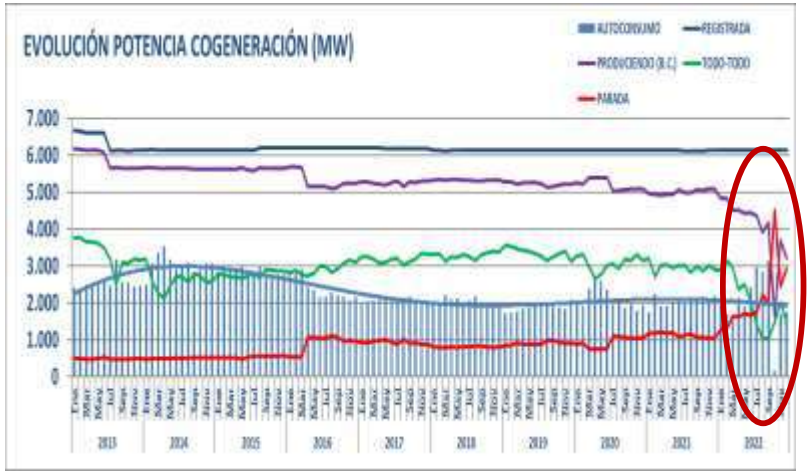


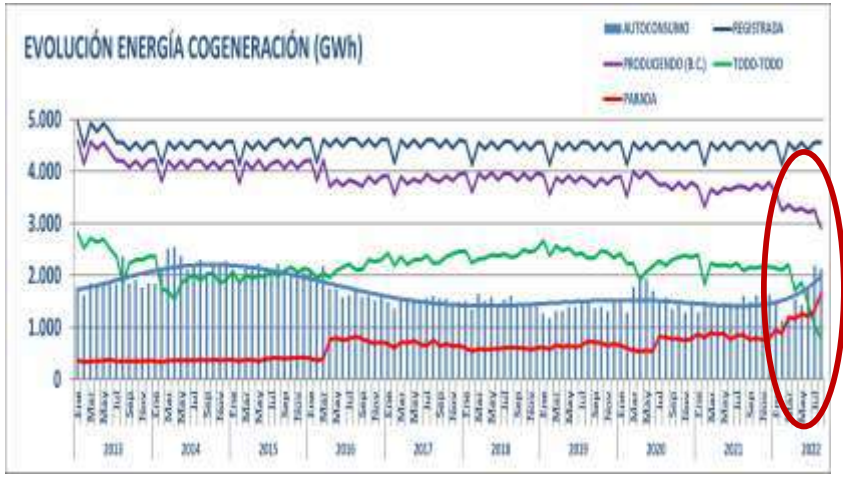
Actualizado dic `22
(Cuadros dic `22)

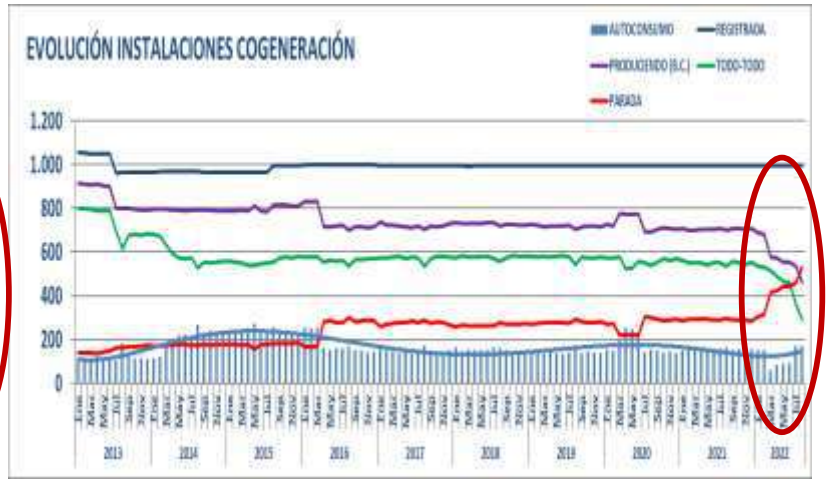
Nota.- 2022 incluye datos hasta diciembre

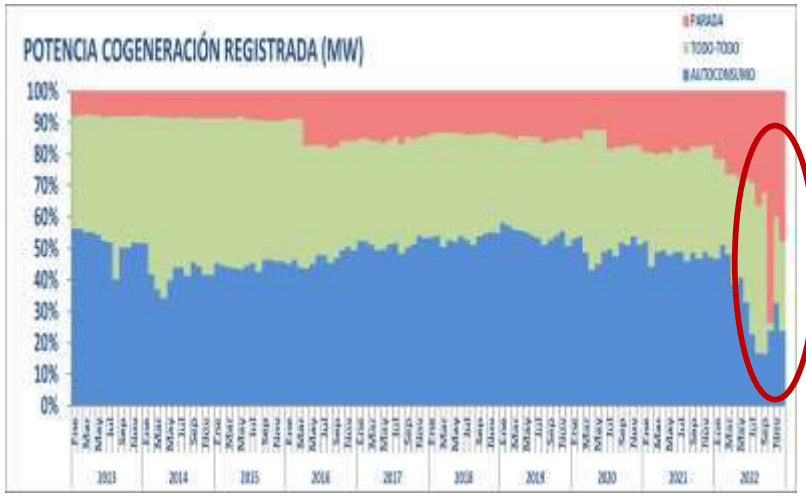
XI. Informe de evolución de la cogeneración
Autoconsumo Cogeneración

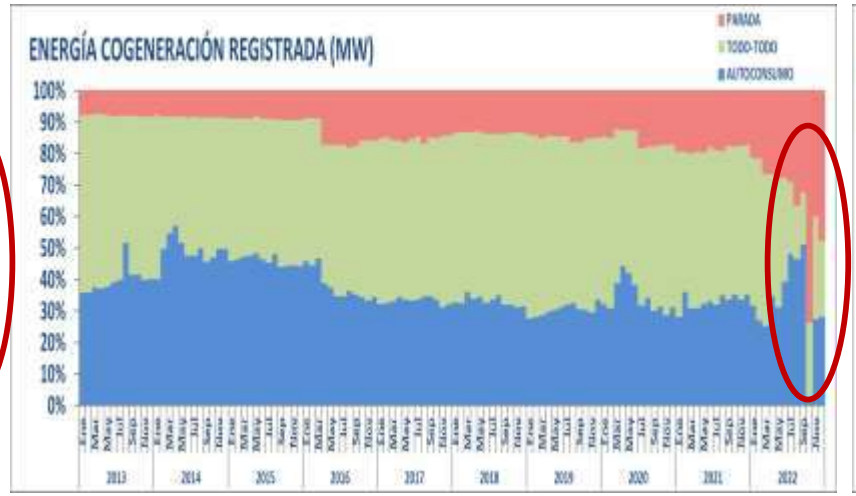
Actualizado dic '22
(Cuadros dic '22)

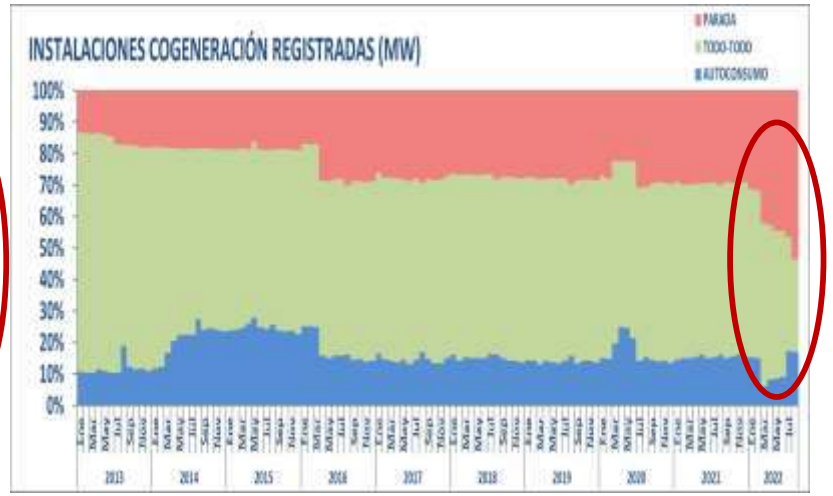






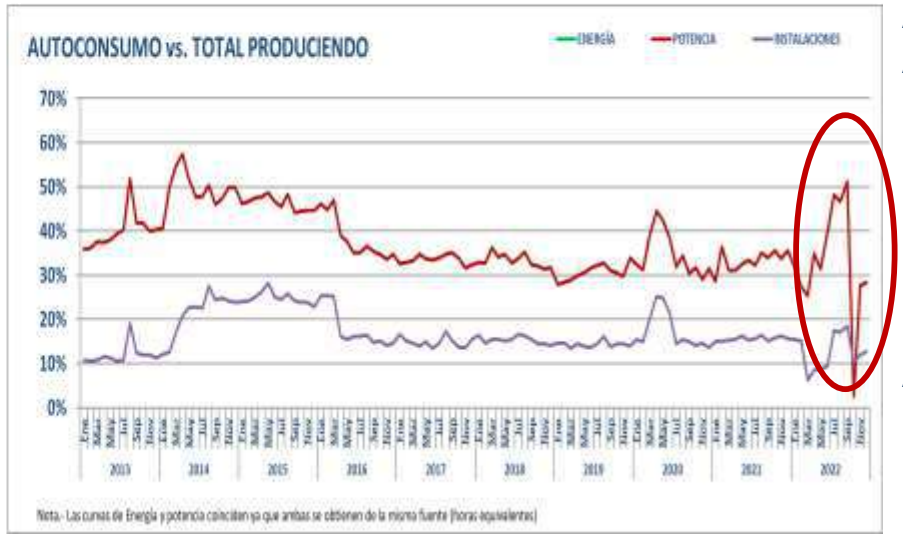






XI. Informe de evolución de la cogeneración
Autoconsumo Cogeneración

Nota.- Plantas paradas son las que al menos no han operado en los últimos 12 meses



Actualizado dic '22 (CNMC Cuadros dic '22)

AC/Registro (mes y año ant.)

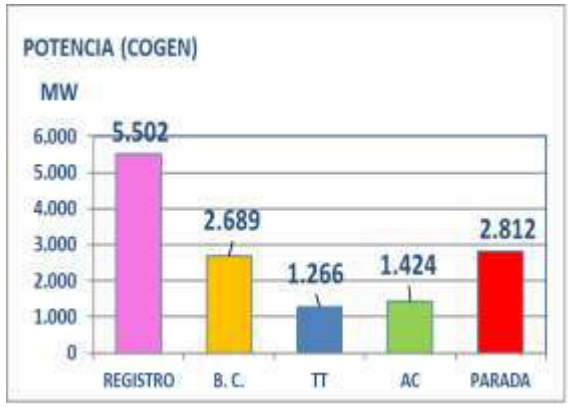
	mes	año	valor
Potencia	+0,7%	-7,2%	28,4%
Energía	+0,7%	-2,9%	12,7%
Inst.	+8,5%	+11,4%	54,2%
AC/TT Po	+34,1%	+11,4%	
AC/TT En	+34,1%	+6,6%	

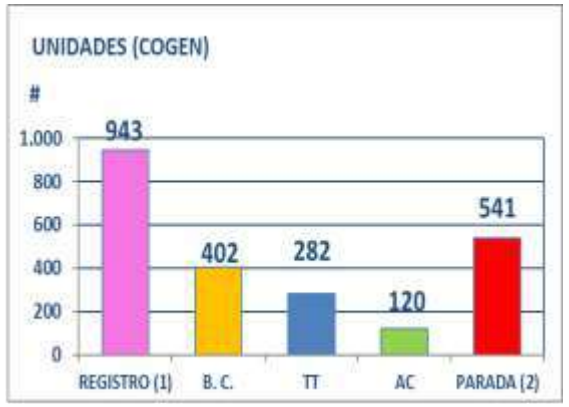
Parado/Registro (mes y año ant.)

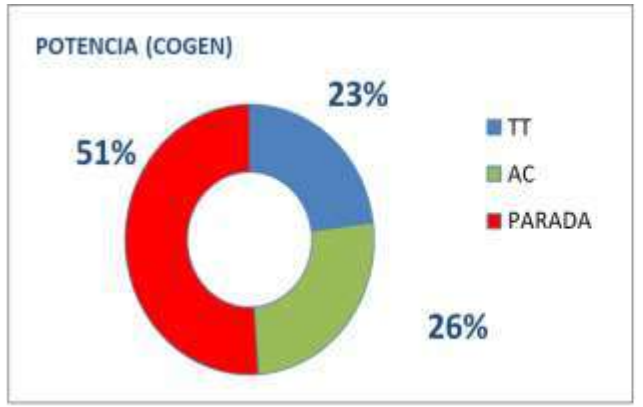
	mes	año	valor
Pot./Ene.	+8,1%	+30,8%	47,7%
Inst.	+2,2%	+26,8%	55,5%
AC/TT	5,4%	+11,9%	

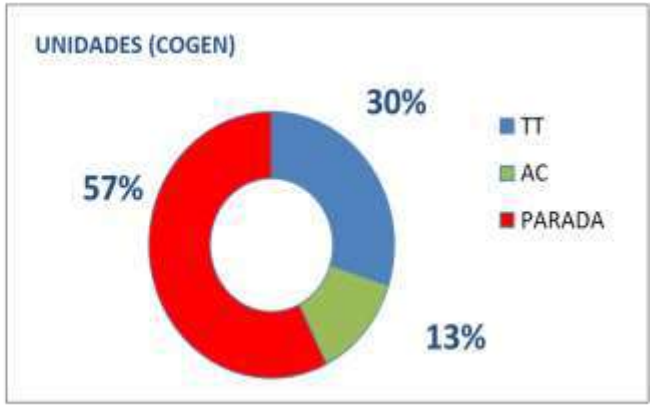
XI. Informe de evolución de la cogeneración
Autoconsumo Cogeneración (II)

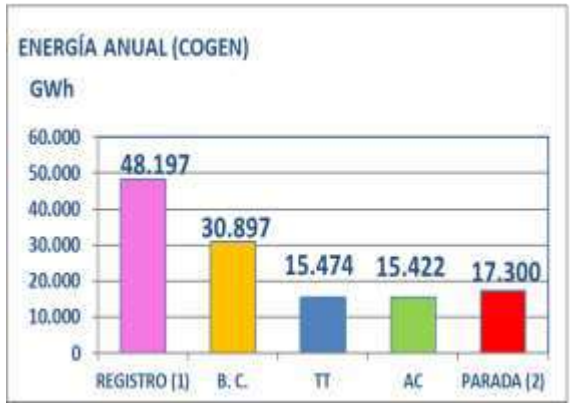
Actualizado dic '22
(CNMC Cuadros dic '22)



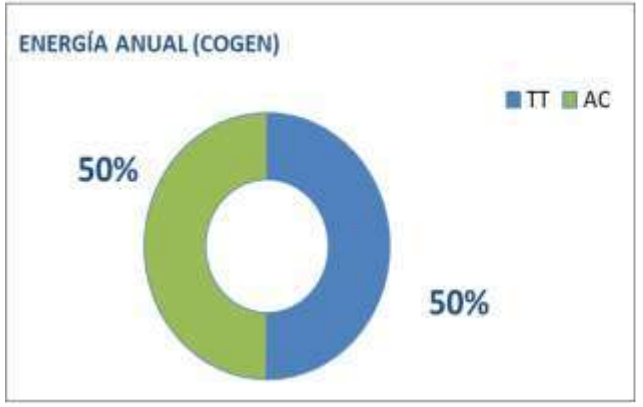


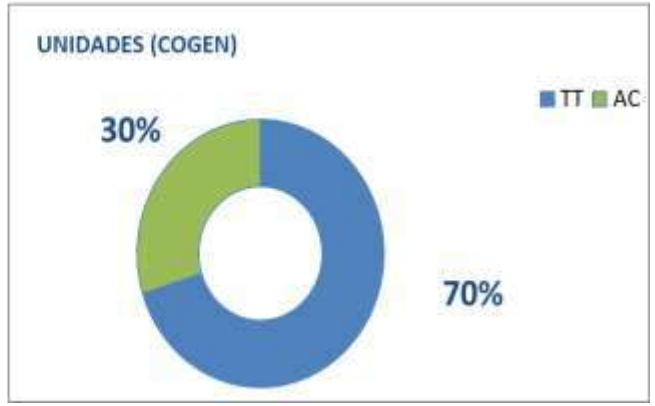






Nota 1- (*) Energía teórica de la potencia registrada operando a carga nominal
Nota 2- (*) Energía teórica de la potencia parada operando a carga nominal

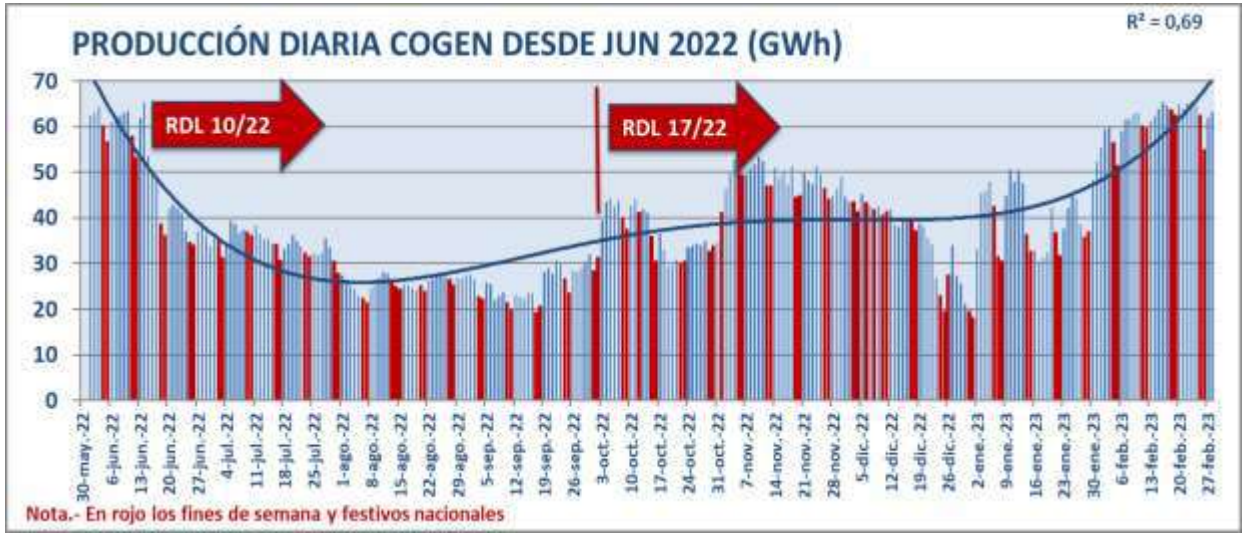


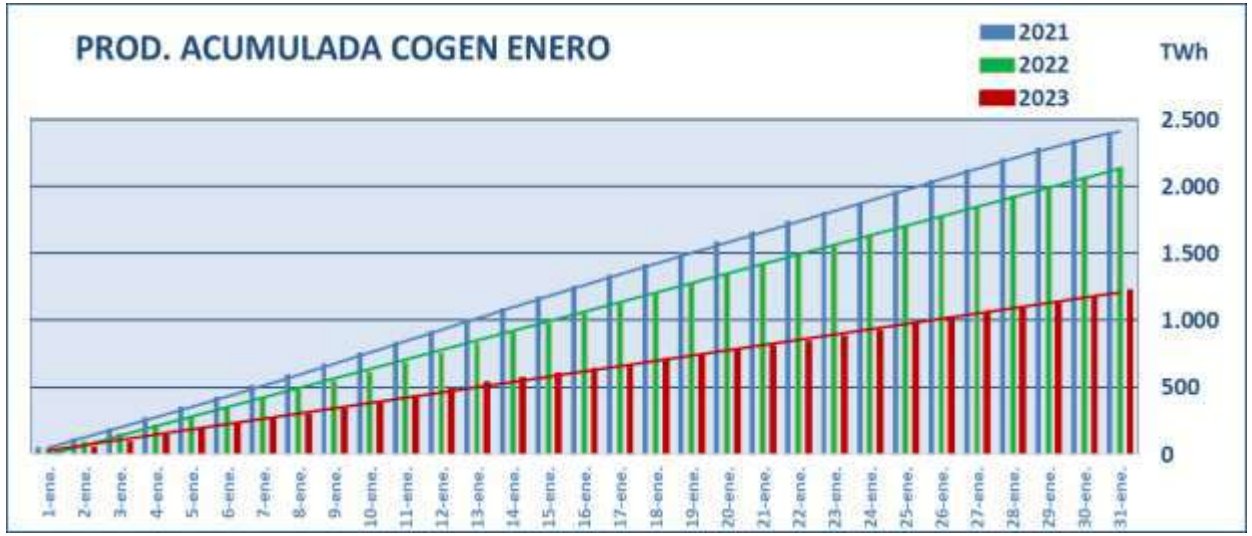


XI. Informe situación Cogeneración: Evolución mensual

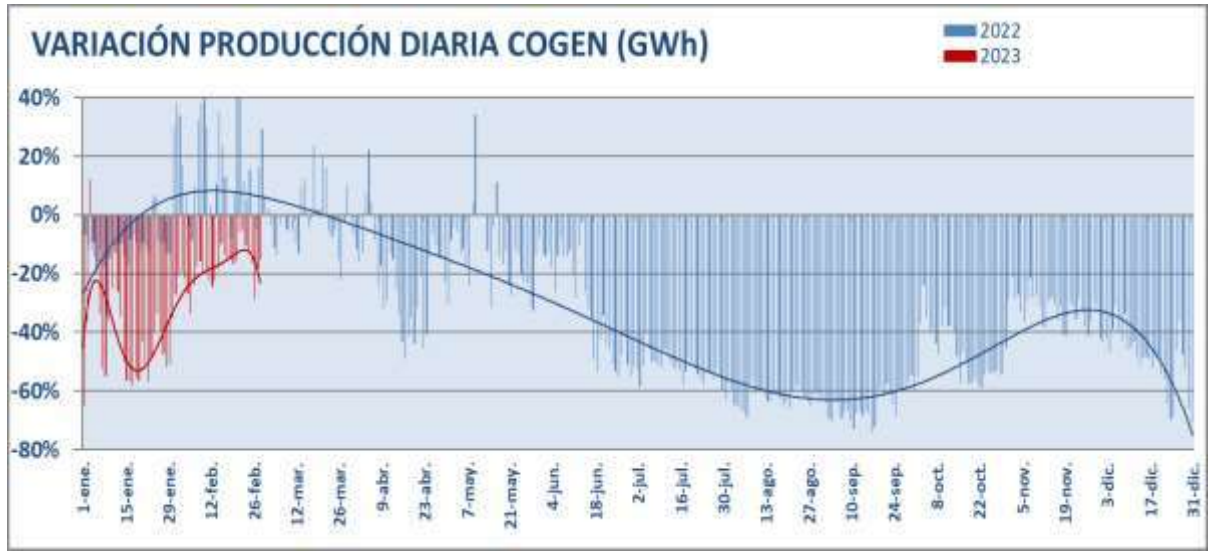
XI. Informe situación Cogeneración: Evolución diaria

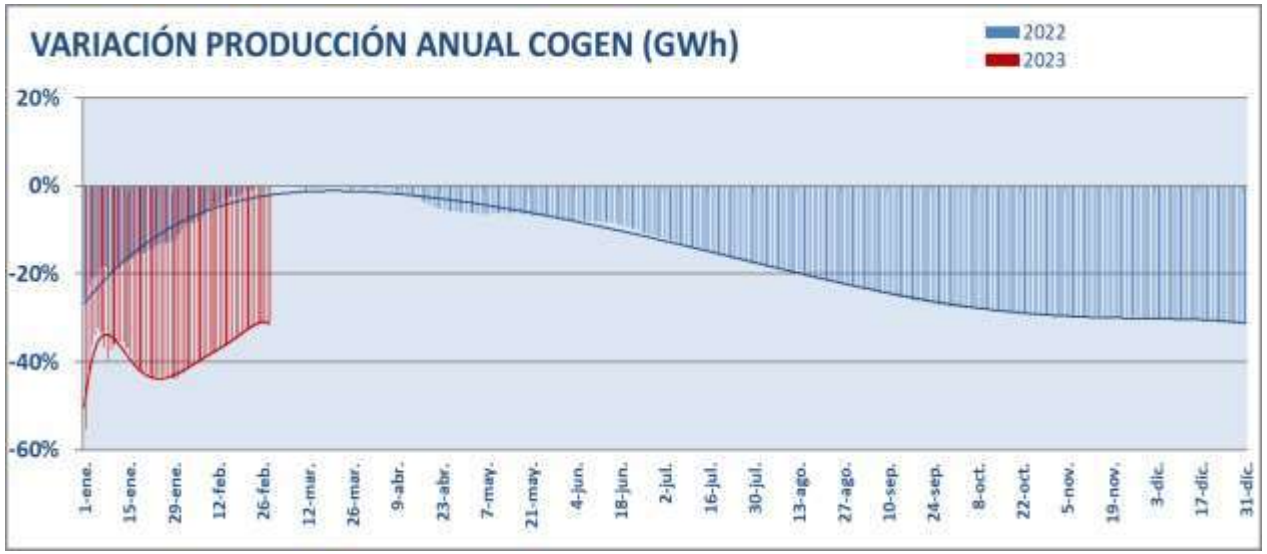
Nota.- R^2 = coeficiente de determinación de la regresión múltiple

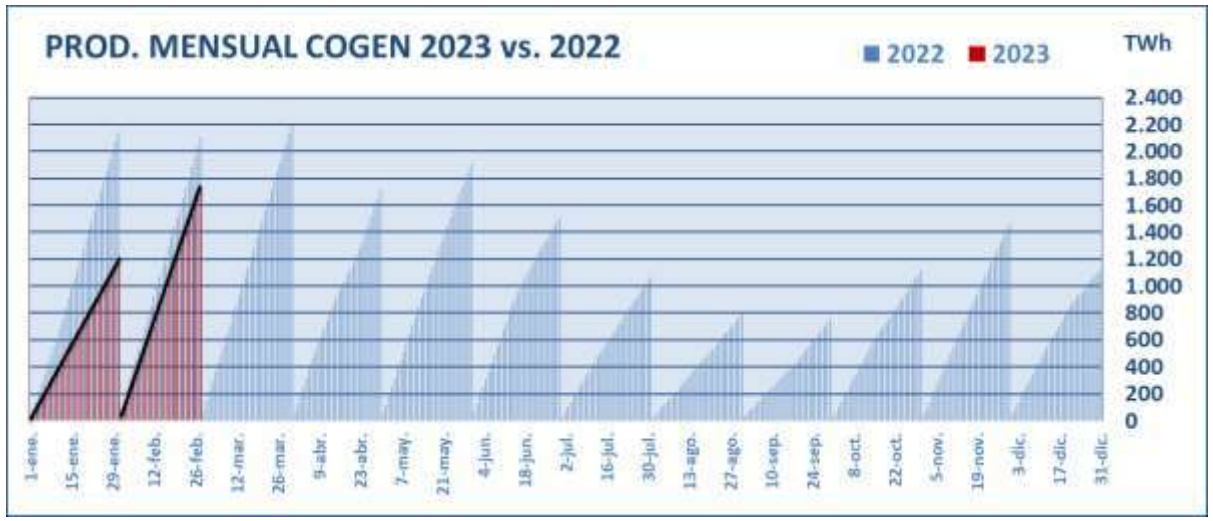




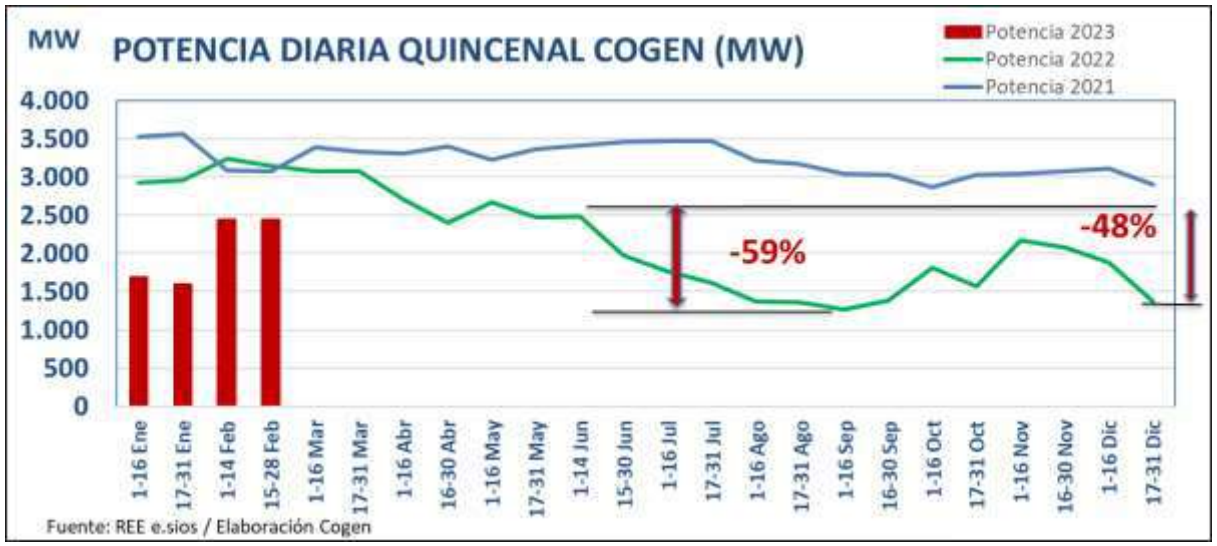
XI. Informe situación Cogeneración: Evolución diaria (II)

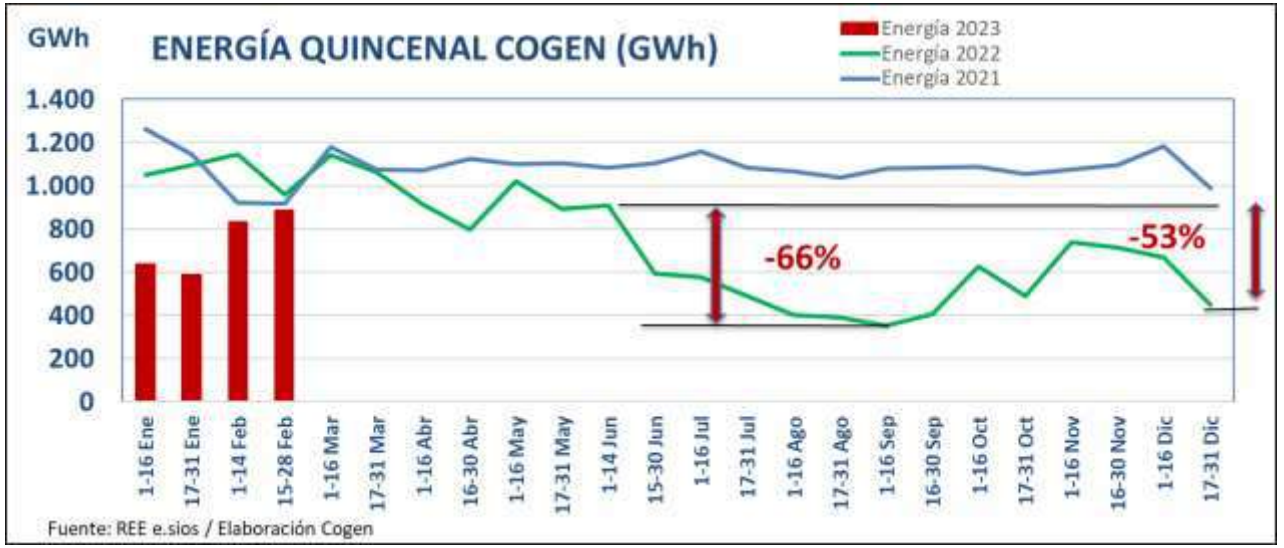






XI. Informe situación Cogeneración: Evolución diaria y quincenal años 2021-2023





XII. NOVEDADES REGULATORIAS PARA LOS MERCADOS DE CARBONO 2023

Iker Larrea

ilarrea@globalfactor.com

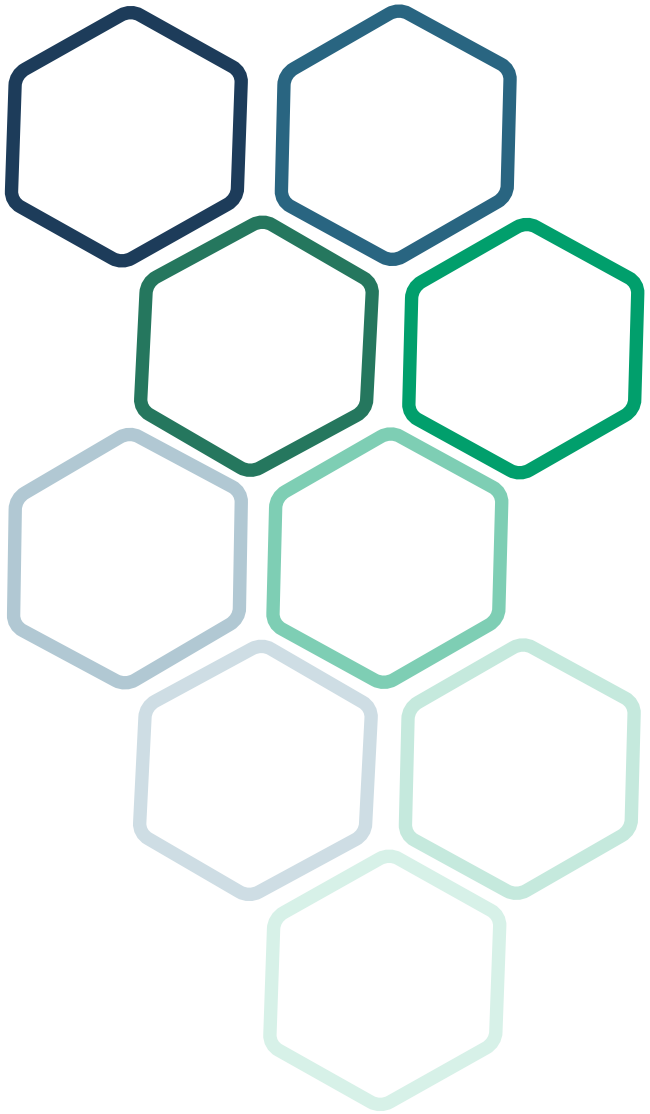
Iria Flavia Peñalva

ipenalva@globalfactor.com

globalfactor

Spain – Portugal – Italy – Germany – Poland – France – UK – Ecuador – Mexico

www.globalfactor.com



globalfactor

Evolución y previsiones de precio en el EU ETS

XII. Evolución y previsiones de precio en el EU ETS

Evolución EUA

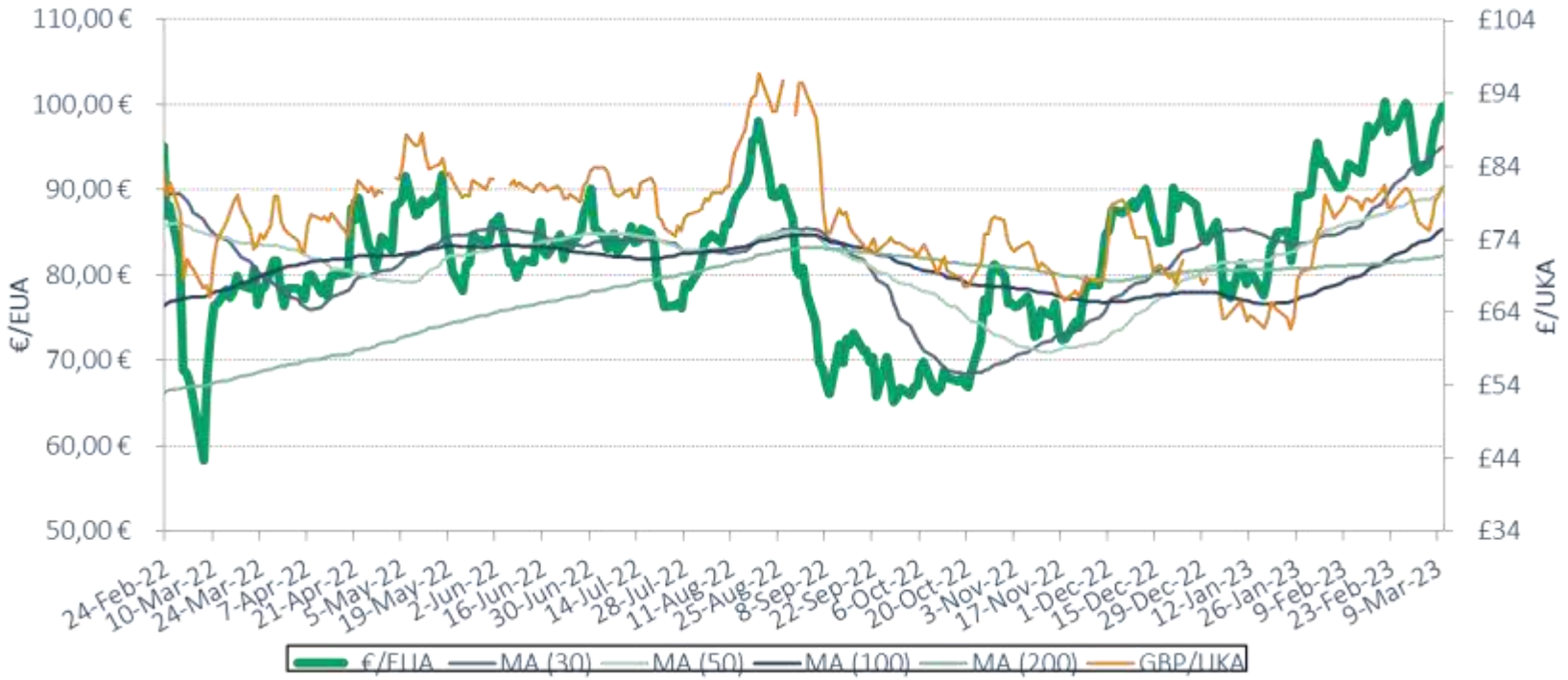
Nuevo récord histórico por encima de 100€

El EUA alcanzó una máxima histórica por encima de los 100€/t el 21/02, empujado por la aproximación de la entrega del 30 de abril, una actividad especulativa importante y compras de cobertura por parte de productoras de electricidad.

Media 2023: 89,88 €/t

Media febrero: 95,00 €/t

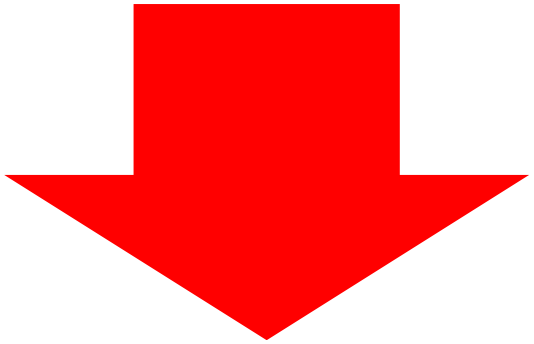
Evolución del EUA, 12 meses



Fuente: Refinitiv

Determinantes de precio

El RepowerEU y el Fit for 55 son los principales drivers de precios a nivel político, aunque el mercado tiene su propia dinámica.



Corto plazo
- Fin del invierno, menor demanda energética
- Inestabilidad en el sector bancario (SVB)
- REPowerEU

Largo plazo
- Sustitución del gas por renovables

Corto plazo
- Entrega 30 de abril
- Retraso en la asignación gratuita
- Problemas nucleares en Francia

Largo plazo
- *Fit for 55*

Previsiones de precios

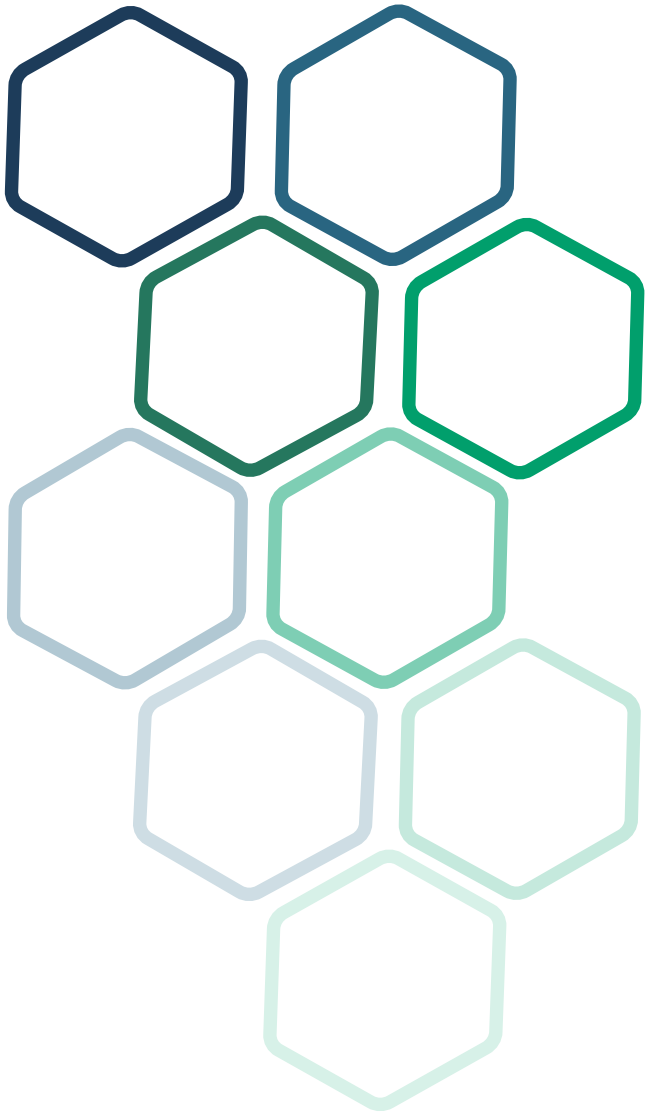
Los analistas revisaron sus previsiones al alza para 2023 en un 5,3% respecto a las últimas previsiones de noviembre. Prevén una media del año en 80,95 €/t, similar a la del 2022 (81,24 €/t). Los principales factores son el REPowerEU y el acuerdo sobre Fit for 55 de diciembre.

Price Forecast (30/01/2023)

Analyst	Q1 2023	H1 2023	2023	2024	2025	2026	2030	Phase IV
BloombergNEF	N/A	N/A	79,00 €	106,00 €	106,00 €	119,00 €	147,00 €	107,00 €
Brannvoll ApS	78,00 €	88,00 €	85,00 €	95,00 €	110,00 €	130,00 €	160,00 €	130,00 €
Commerzbank*	80,00 €	85,00 €	95,00 €	100,00 €	N/A	N/A	N/A	N/A
Energy Aspects	82,90 €	83,10 €	86,90 €	94,80 €	97,20 €	108,60 €	150,20 €	106,10 €
Lawson Steele	90,00 €	106,00 €	126,00 €	150,00 €	168,00 €	176,00 €	200,00 €	152,00 €
Macquarie	75,00 €	75,00 €	75,00 €	85,00 €	95,00 €	110,00 €	131,51 €	99,24 €
Morgan Stanley*	N/A	N/A	84,00 €	104,00 €	130,00 €	141,00 €	140,00 €	116,77 €
Refinitiv	78,00 €	72,00 €	74,00 €	75,00 €	79,00 €	88,00 €	135,00 €	92,00 €
S&P Global	80,00 €	N/A	78,00 €	N/A	87,00 €	N/A	101,00 €	84,00 €
Volue Insight	74,00 €	63,00 €	68,00 €	60,00 €	N/A	N/A	N/A	N/A
AVERAGE	80,00 €	82,20 €	80,95 €	93,80 €	99,80 €	121,35 €	142,30 €	109,55 €
High-Low Range	16,00 €	43,00 €	58,00 €	90,00 €	89,00 €	88,00 €	99,00 €	68,00 €
Last poll	70,85 €	70,35 €	76,90 €	89,55 €	103,00 €	120,20 €	139,50 €	108,35 €
Evolution / last poll	12.9%	16.8%	5.3%	4.7%	-3.1%	1.0%	2.0%	1.1%

Fuente: Carbon Pulse

(*) These analysts submitted end-of-year forecasts instead of average.



globalfactor

Biomasa en el EU ETS

XII. Evolución y previsiones de precio en el EU ETS

Contexto normativo

La RED II exige el **cumplimiento de criterios de sostenibilidad y de reducción de emisiones a toda la biomasa consumida para la producción de calor, electricidad o refrigeración** en instalaciones con una potencia térmica nominal superior a 20 MW para biomasa sólida y de 2 MW para biomasa gaseosa.

Los cambios introducidos en el Reglamento 2018/2066 (seguimiento y notificación de emisiones en el EU ETS) exigen el **cumplimiento de estos criterios para la biomasa consumida en instalaciones afectadas por el EU ETS para poder seguir aplicando un factor de emisión igual a cero, independientemente de la potencia térmica** nominal de los equipos consumidores de biomasa.

Para la biomasa consumida en el EU ETS es fundamental analizar lo siguiente:

- El **tipo de biomasa consumida**: biomasa forestal, biomasa agrícola, residuos de biomasa forestal o agrícola, residuos industriales, residuos de origen animal, lodos de depuradora…
- La **fecha de inicio en la que se empieza a consumir la biomasa**: cuando el consumo es posterior al 1 de enero de 2021 son de aplicación los criterios de reducción de emisiones, si la fecha de inicio de consumo es anterior, estos criterios no son de aplicación.

¿Cómo se justifica el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad y de reducción de emisiones?

Implantando uno de los **esquemas de certificación de los criterios de sostenibilidad** aprobados por la Comisión Europea.

La **implantación de unos de estos esquemas no garantiza la sostenibilidad de toda la biomasa consumida**, puede que haya entradas de biomasa que no sean sostenibles.

- Si se cumplen estos criterios → factor de emisión de la biomasa de 0.
- Si no se cumplen estos criterios → la **biomasa es considerada un combustible fósil**, FE a determinar.

Algunos de los esquemas más empleados son los siguientes:

SURE SUSTAINABLE RESOURCES Verification Scheme GmbH

ISCC International Sustainability & Carbon Certification

¿Qué implica la implantación de un esquema de certificación de los criterios de sostenibilidad?

La implantación de un esquema de certificación de la sostenibilidad se centra en los siguientes elementos clave:

- Un **sistema de gestión** apropiado para el tipo, complejidad, volumen y riesgos de la operación.
- El control de la **trazabilidad y balance de masas**, contemplando todas las entradas y salidas de biomasa en función de su sostenibilidad.
- El **control de proveedores**.
- La verificación del **cumplimiento de los criterios de reducción de emisiones** de gases de efecto invernadero (en los casos en los que sea de aplicación).

Afectación en función del tipo de biomasa consumida (I):

Ejemplos

Biomasa forestal o biomasa agrícola:

Aquellas instalaciones que consuman biomasa forestal o agrícola para producir calor, electricidad o refrigeración deberán implantar en su instalación un esquema de certificación.

Residuos de biomasa forestal o de biomasa agrícola:

Aquellas instalaciones que consuman residuos agrícolas o forestal para producir calor, electricidad o refrigeración deberán implantar en su instalación un esquema de certificación.

***Hay dos excepciones para este tipo de residuos:**

- Que se trate de **residuos vegetales generados por el mantenimiento de zonas verdes urbanas, por ejemplo, podas municipales**. Como este tipo de biomasa es considerado un residuo municipal no aplican los criterios de la RED II y no se requeriría certificación.
- Que se trate de **residuos vegetales generados por razones de carácter fitosanitario (erradicación de plagas) o con el objetivo de prevenir incendios**. En este caso se darían por cumplidos los criterios de sostenibilidad, pero si la fecha de inicio de consumo es posterior al 1 de enero de 2021 sí sería necesario certificar este tipo de biomasa para verificar el cumplimiento de los criterios de reducción de emisiones.

Afectación en función del tipo de biomasa consumida (II): Ejemplos

Residuos de animales, acuicultura y pesca:

Para este tipo de biomasa se darían por cumplidos los criterios de sostenibilidad, pero si la fecha de inicio de consumo es posterior al 1 de enero de 2021 sí sería necesario certificar este tipo de biomasa para verificar el cumplimiento de los criterios de reducción de emisiones.

Residuos de industrias:

Para este tipo de biomasa se darían por cumplidos los criterios de sostenibilidad, pero si la fecha de inicio de consumo es posterior al 1 de enero de 2021 sí sería necesario certificar este tipo de biomasa para verificar el cumplimiento de los criterios de reducción de emisiones.

Además, es fundamental en este caso saber que es considerado un residuo industrial, siendo los generados en los procesos de fabricación, transformación, limpieza… de una actividad industrial y de los cuales el productor tiene la obligación o voluntad de desprenderse.

Algunos ejemplos de residuos de industrias serían: huesos de frutas, hueso de aceituna, cáscara de almendra, cáscara de arroz, cáscara de avellana, granilla de uva u orujillo.

XIII. GRUPOS DE TRABAJO

XIII. GRUPOS DE TRABAJO

I. INCENTIVOS PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD Y CALOR RENOVABLE EN SUSTITUCIÓN DE COMBUSTIBLES FÓSILES

II. AGENDA CON REE (Y OTROS TEMAS EN CURSO CON ELLOS)

III. POTENCIAL ESTUDIO SECTORIAL "RUTAS PARA DESCARBONIZAR LA COGENERACIÓN"

XIV. Cogen Europe & CWC

XIV. Cogen Europe. Directiva de Eficiencia Energética

Cogen Europa ha enviadp una carta firmada por 20 asociaciones y empresas dando recomendaciones sobre CHP en DHC.

To the kind attention of:

- Ebba Busch, Swedish Minister for Energy, Business and Industry and Deputy Prime Minister,
- Niels Fuglsang, Member of the European Parliament,
- Kadri Simson, European Commissioner for Energy.

27 February 2023,

Joint Industry Letter

EED recast: Recognise high-efficiency cogeneration

as a key efficiency solution for modern efficient district heating

XIV. Cogen Europe. Directiva de Eficiencia Energética

El 2 de marzo, se acordó un acuerdo político provisional sobre el artículo 24 de la DEE respecto a los DHC.

Se ha encontrado un problema de compatibilidad entre el artículo 24.2.2.b y el Anexo III:

Art 24.2.2.b: Exclusion of any new heating system running on natural gas after 2030

In order for a **district heating and cooling system to qualify as efficient**, Member States shall ensure that where it is built or its supply units are substantially refurbished, they meet the criteria set out in paragraph 1 or 1a applicable at the time when it starts or continues its operation after the refurbishment. In addition, Member States shall ensure that **when a district heating and cooling system is built or its supply units are substantially refurbished**:

a) there is no increase in the use of fossil fuels other than natural gas in existing heat sources compared to the annual consumption averaged over the previous three calendar years of full operation before refurbishment, and;

b) **any new heat sources in that system do not use fossil fuels, except natural gas systems until 2030**

Annex III, indent 4: Exclusion of any new HE CHP running on fossil fuels other than natural gas with no time limit

- When a cogeneration unit is built or substantially refurbished, Member States shall ensure that there is no increase in the use of fossil fuels other than natural gas in existing heat sources compared to the annua consumption averaged over the previous three calendar years of full operation before refurbishment, **and that any new heat sources in that system do not use fossil fuels other than natural gas**.

PROPUESTA DE COGEN EUROPA

b) any new heat sources in that system do not use fossil fuels, except natural gas systems *commissioned* until 2030 *and except high efficiency cogeneration compliant with Annex III of this Directive, which is ready for conversion to hydrogen and renewable energy fuels*"

→Additionally, we could accept an exemption for CHP limited to 2035

→Another option: "except for when Annex III, indent 4, applies"

XIV. Cogen Europe. Directiva de Eficiencia Energética

ACLARACIÓN DE LA COMISIÓN SOBRE LA INTERPRETACIÓN DEL ARTÍCULO 24.2.2.b:

"The goal of Article 24(2)(2)(b) is solely to exclude any investments supporting fossil-fuel CHPs (new or substantially refurbished units). At the same time, the directive does eliminate these units, when counting their contribution to achieve the criteria for efficient district heating and cooling. Units subject to Article 24(2)(2)(b) are on equal footing with the existing CHP units and heat supply from units having year of construction after 2030 and supplied with fossil fuels may be counted until the end of 2044 in efficient district heating and cooling systems."

"El objetivo de la letra b) del apartado 2 del artículo 24 es únicamente excluir cualquier inversión que apoye la cogeneración de combustibles fósiles (unidades nuevas o renovadas). Al mismo tiempo, la directiva sí elimina estas unidades a la hora de contabilizar su contribución a la consecución de los criterios de calefacción y refrigeración urbanas eficientes. Las unidades sujetas a la letra b) del apartado 2 del artículo 24 están en pie de igualdad con las unidades de cogeneración existentes y el suministro de calor de unidades cuyo año de construcción posterior a 2030 y abastecidas con combustibles fósiles podrá contabilizarse hasta el finales de 2044 en los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración eficientes."

Annex III, indent 3

Annex III, indent 3: Application of 270 g CO2/kWh for newly built or refurbished CHP to qualify as HE CHP

→ Amendment by Council supported by COGEN

- for cogeneration units *that are built or substantially refurbished after the transposition of this annex,* direct emissions of the carbon dioxide from cogeneration production that is fuelled with fossil fuels, are less than 270 gCO2 per 1 kWh of energy output from the combined generation (including heating/cooling, power and mechanical energy).

XIV. Cogen Europe

COGEN EUROPE
30
Promoting the benefits of cogeneration since 1993

Conferencia Anual 30 aniversario y Cena de Gala: 29 de Junio 2023

XIII. Eventos y acciones de difusión

XIII. Eventos y acciones de difusión

I. **Calendario 2023** (Reuniones presenciales a partir de Mar.23)

II. **Quien es quien** (Tribuna abierta a colaboraciones)

III. **Proyecto "Newsletter" bimensual 2023**

IV. **Jornadas de difusión Renove & Descarbonización Mayo tentativamente**

V. **Congreso 2022 & 2023:** Actualización avance

VI. **Potencial estudio sectorial "Rutas para descarbonizar la cogeneración" (Acogen)**

VII. **Proyecto de Informe de subvenciones y mecanismos de apoyo (proyectos piloto IDAE cogeneración con H2,…).**

VIII. **Asamblea General:** Julio 2023

XIII.1. Calendario 2023

enero '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30	31					

febrero '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28					

marzo '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30	31		

abril '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30

mayo '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31				

junio '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30		

julio '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30
31						

agosto '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30	31			

septiembre '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	

octubre '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30	31					

noviembre '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30			

diciembre '23						
Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31

- Reuniones JD Cogen
- Feria Genera
- Asamblea Cogen España
- Congreso Anual Cogeneración
- Congreso Cogen Europa

XIII.2. Quién es quién

Fecha límite de entrega de información de las empresas y instalaciones y anuncios: 31 de marzo

1	J.M. Roqueta	Vision general del sector
2	J. Artiñano	Perspectivas 2023 (y la acumulación térmica)
3	Pablo Garcia Arruga	Gases Renovables en cogeneración
4	Raimón Argemi	La aportación de la cogeneración a la descarbonización industrial en el mix futuro
5	Javier Yunta	Hasta donde nos llevará la eficiencia, y otros desarrollos
6	Jose Miguel Macho	Futuro del H2 y otras tecnologías renovables en cogeneración
7	Juan Antonio Alonso	Tema libre (La oportunidad de los fondos europeos para descarbonizar,…)
8	Ana Lopez Tagle	Visión del gas natural a futuro (Nuevas infraestructuras,…)
9	Enrique Viudes	Integración de tecnologías y almacenamiento eléctrico
10	Olga Monroy	La aportación de la cogeneración frente a los costes regulados
11	CWC (HK)	Visión global de la cogeneración
12	Cogen Europe (AT)	Visión europea de la cogeneración (Encuesta anual resumen)
13	Acogen (Javier Rodriguez)	Visión general de la cogeneracon en la industria
14	ADAP (Josep Capdevila)	Fututo del sector y el biogás/biometano
15	ANEO (Joaquin Lopez)	El futuro de los residuos del olivar
16	Iker Larrea	Nuevos desarrollos normativos en el mercado de emisiones
17	Fernando Calancha	Nuevo marco regulatorio ¿Qué deberíamos esperar -enfoque legal-)

XIII.3. Newsletter

View this email in your browser

COGEN España

Somos la voz del sector de promoción de la cogeneración ante la administración española y europea.

CONTENIDO

Genera 2023
Genera 2023
Cogen Europa participa en Spirec 2023 en Madrid

Genera 2023

Un año más Cogen España y Acogen celebran la Jornada de cogeneración en el marco de la Feria de Genera 2023 y de SPIREC 2023, bajo el título "La cogeneración y los retos para la descarbonización de la industria"

Podéis acceder a las presentaciones de la ponencia a través de la web de Cogen España.

Queremos agradecer a los ponentes por su participación y a los numerosos asistentes al evento.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

Cogen Europe participa en Spirec 2023 en Madrid

El 20 de febrero, Alexandra Tudorolu-Lakaviče, head of Policy de COGEN Europe, participó en el panel "Las energías renovables en la industria" en la SPIREC 2023 - la Conferencia Internacional sobre Energías Renovables en Madrid (España).

La sesión debatió las perspectivas de las energías renovables y las soluciones de eficiencia energética en la industria, destacando los cuellos de botella, las barreras, así como las ideas para acelerar aún más su incorporación. En la mesa redonda participaron representantes de la Comisión Europea y de los sectores del hidrógeno, la electricidad y el calor renovable.

Para más información y grabaciones de las sesiones, consulte el sitio web de SPIREC.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

Somos Miembros de:

COGEN EUROPE

COGEN WORLD COALITION

Copyright ©2023 COGEN España, All rights reserved.
Este correo va dirigido a los asociados de Cogen España

Nuestra dirección de correo es:
COGEN ESPAÑA
C/Aragó 383, 4ª planta
08013 Barcelona (España)

Quieres modificar como recibes estos emails?
Puedes actualizar tus preferencias o desuscribirte.

XIII.4. GENERA & SPIREC

Cogen Europe participa en Spirec 2023 en Madrid

Alexandra Tudoroiu-Lakavičė, head of Policy de COGEN Europe, participó en el panel "Las energías renovables en la industria" en la SPIREC 2023 - la Conferencia Internacional sobre Energías Renovables en Madrid (España).

La sesión debatió las perspectivas de las energías renovables y las soluciones de eficiencia energética en la industria, destacando los cuellos de botella, las barreras, así como las ideas para acelerar aún más su incorporación. En la mesa redonda participaron representantes de la Comisión Europea y de los sectores del hidrógeno, la electricidad y el calor renovable.

Para más información y grabaciones de las sesiones, consulte el sitio web de SPIREC.

Genera 2023

Un año más Cogen España y Acogen celebran la Jornada de cogeneración en el marco de la Feria de Genera 2023 y de SPIREC 2023, bajo el título "La cogeneración y los retos para la descarbonización de la industria"

Podéis acceder a las presentaciones de la ponencia a través de la web de Cogen España.

Hasta 120 asistentes en algunas de las sesiones.

XIII.5. Congreso 2022 & 2023: Balance final & propuesta Oct. 2023

NOS VEMOS EN EL GRAN CASINO DE MADRID

XIII.6. ESTUDIO SECTORIAL "Potencial de descarbonización del sector cogenerador industrial y terciario"

OBJETIVO

Dibujar un camino de descarbonización del sector cogenerador industrial y terciario (hospitales, aeropuertos,…) demostrando la necesidad de la cogeneración para el sistema energético a medio en 2030 y largo plazo 2040-2050.

El sistema energético necesita la cogeneración para ser más eficiente, reducir emisiones y asegurar el suministro

CONTEXTO

- Compromisos europeos (1) y españoles en materia de descarbonización (Pniec,…)
  - Contrastar prioridad Europa de promoción de la cogeneración de alta eficiencia (al mismo nivel que las renovables)
- Peso térmico en el mix eléctrico español. Cuando ahorra energía primaria y emisiones la cogeneración (*)→ la cogeneración es la última tecnología térmica que debiera desaparecer (**).

En revisión

XIII.6. ESTUDIO SECTORIAL "Potencial de descarbonización del sector cogenerador industrial y terciario"

DESARROLLO

1. **Oportunidad de descarbonizar:** caracterización de la demanda térmica y eléctrica de los centros industriales y de los centros del sector terciario calorintensivos con cogeneración. *(Contrastar con el mapa de calor de IDAE (***))*
2. **Estado del arte:** ¿qué tecnologías renovables pueden introducirse en las instalaciones con cogeneración? (****)
3. **Definir qué cambios deben realizarse en las cogeneraciones para que, efectivamente, la cogeneración sea necesaria,** identificando LAS BARRERAS existentes (flexibilidad, almacenamiento, diversidad de combustibles, eficiencias necesarias, integración en el sistema energético, digitalización...)
4. **Potencial de descarbonización teórico** (teniendo en cuenta únicamente el factor tecnológico) el potencial debe dibujar una curva en el tiempo creciente en función de disponer de mayor tecnología/acceso a H2
5. **Potencial de descarbonización económico** (teniendo en cuenta en gran medida los resultados de la encuesta como representativos de lo que podría aplicar el sector) y más a largo plazo, tecnologías con mayor barrera económica

En revisión

XIII.6. ESTUDIO SECTORIAL "Potencial de descarbonización del sector cogenerador industrial y terciario"

PLAN DE ACCIÓN

1. **Pilotos en distintos sectores con potencial de uso de tecnologías diferentes.** (pilotos a nivel de estudio de oportunidad (no proyectos para toma de decisiones de inversión), caracterización a nivel experto trabajando con estándares de inversión, implantación y plazos sin necesidad de pedir ofertas ad-hoc). Estos pilotos ilustrarán unas situaciones de descarbonización intermedias entre el momento presente y el futuro lejano cuando se dispongan gases renovables in-situ, ilustrando, por ejemplo, cómo se reduce el factor de emisión del conjunto productor-consumidor.
2. **Encuesta sectorial (con apoyo del SECTOR)**

   La encuesta debe reforzar las conclusiones que plantee el estudio. Potenciales proyectos identificados, barreras para llevarlos a cabo, …)

En revisión

XIII.6. ESTUDIO SECTORIAL "Potencial de descarbonización del sector cogenerador industrial y terciario"

CONCLUSIONES

- HOJA DE RUTA DE DESCARBONIZACIÓN DEL SECTOR DE LA COGENERACIÓN INDUSTRIAL, para validar el mensaje de que "EL SISTEMA ENERGÉTICO EMITE MÁS Y ES MÁS CARO SI NO HAY COGENERACIÓN", tanto hoy con una generación mayoritariamente fósil como mañana, con una generación mayoritariamente renovable.
- Cambiar la imagen de que la industria necesita la cogeneración para ser competitiva y cambiarla por la idea que EL SISTEMA ENERGÉTICO NECESITA LA COGENERACIÓN PARA SER MÁS EFICIENTE, REDUCIR EMISIONES Y ASEGURAR EL SUMINISTRO

(*) Incluir otras aportaciones de la cogeneración. Ver Informe aportación CHP en Genera 2023.

(**) Ver ejemplos de Genera 2023 (2G,…).

(***) https://www.idae.es/tecnologias/eficiencia-energetica/transformacion-de-la-energia/mapa-de-calor-de-espana.

(****) Validar con las tecnologías del PROYECTO DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECEN LAS BASES REGULADORAS PARA LAS CONVOCATORIAS DEL PROGRAMA DE INCENTIVOS PARA INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD Y CALOR A PARTIR DE ENERGÍAS RENOVABLES EN SUSTITUCIÓN DE PRODUCCIÓN A PARTIR DE COMBUSTIBLES FÓSILES, EN EL MARCO DEL PLAN DE RECUPERACIÓN, TRANSFORMACIÓN Y RESILIENCIA

En revisión

Recordatorio de los medios de contacto

Dirección de correo postal:

C/Aragó 383, 4ª planta, 08013 Barcelona

Contacto para asuntos legales, administración, facturación,…:

Mónica García Solanas
mgarcía@cogenspain.org
M: 615 21 65 05

Contacto para asuntos técnicos y regulatorios:

Olga Monroy García
omonroy@cogenspain.org
M: 607 28 30 70

Contacto para asuntos generales:

Julio Artiñano
jartinano@cogenspain.org
M: 629 270 490

Os invitamos a seguirnos en redes sociales:

Twitter: @cogenspain

LinkedIn:@cogen-España

web: https://www.cogenspain.org/

cogeneración

la forma más inteligente de ahorrar energía

COGEN España

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

MIEMBROS DE:

COGEN EUROPE

COGEN WORLD COALITION

COGEN España

Impulsando la energía del futuro

Asóciate a COGEN España

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA PARA LA PROMOCIÓN DE LA COGENERACIÓN

Junta Cogen España

18-Abril-2023

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA PARA LA PROMOCIÓN DE LA COGENERACIÓN

Orden del Día: Agenda

1.**APROBACIÓN DEL ACTA DE LA REUNIÓN DE JUNTA DIRECTIVA DEL 14 MARZO 2023**

2.RESUMEN REUNIONES:

I. Próximas reuniones: IDAE, Miterd, CNMC y REE
II. Reuniones mantenidas: Partidos políticos & CCAA

3.TEMAS REGULATORIOS

I. Parámetros retributivos:

A. En curso:

i. 1s 2023: Pendiente informe preceptivo de CNMC
ii. 2S 2023-2025: Reunion Miterd 14 de Abril

B. Recurridos 2S 2020-2S 2022:

i. i.Informe pericial FTI
ii. ii.Ampliaciones de expediente

II. Propuestas regulatorias relevantes:

A. Mecanismo de topado de gas: RDL 03/2023
B. Diseño del mercado: Propuesta legislativa Comisión Europea
C. Redes cerradas: situación Post envío Consejo de Estado
D.Resumen otros temas regulatorios (CAEs, Hibridación, índice de cobertura …)

III. Subastas y ayudas a la cogeneración:

A.Incentivos producción electricidad y calor renovable en sustitución de C.F.
B.Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización

4. TEMAS GENERALES:

I. Cierre de 1T 2023 y situación del sector (Informe Fernando Ortega)
II. Actualización mercados de carbono 2023 -incluyendo la biomasa- (Informe Iker Larrea e Iria Flavia de Factor CO2)
III. Aspectos legales de la nueva normativa publicada y en curso (Fernando Calancha de H&L & Yeray Perez de FTI participará en los puntos I a IV).
IV. Grupos de trabajo actualización:
I.REE: Agenda propuesta reunión Abril 2023
II.Otros grupos: Proyecto de descarbonización industrial: Alcance

5. COGEN EUROPE & CWC: RESUMEN TEMAS EN CURSO & NUEVA

6. EVENTOS Y ACCIONES DE DIFUSIÓN:

I. Newsletter Abril 2023 (Feedback)
II. APTIE 2023
III. Jornada Ayudas Descarbonización Mayo 2023
IV. Asamblea Julio 2023
V. Congreso 2023: Presentación del programa (17 Oct. 2023)

7. INTRO. CURSO DE CARBON LITERACY

8. RUEGOS Y PREGUNTAS.

Orden del Día: Desarrollo de los temas principales

I. RESUMEN REUNIONES

II. PARÁMETROS RETRIBUTIVOS

III. MECANISMO DE TOPADO DE GAS

IV. DISEÑO DEL MERCADO

V. INCENTIVOS PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD Y CALOR RENOVABLE EN SUSTITUCIÓN DE COMBUSTIBLES FÓSILES

VI. PROPUESTA DE ORDEN (Y RD) DE SUBASTAS DE COGENERACIÓN

VII. REDES CERRADAS: SITUACIÓN POST ENVÍO CONSEJO DE ESTADO

VIII. RESUMEN OTROS TEMAS REGULATORIOS

IX. CIERRE DE MARZO 2023 Y SITUACIÓN DEL SECTOR

X. ACTUALIZACIÓN DE LOS MERCADOS DE CARBONO 2023

XI. GRUPOS DE TRABAJO

XII. COGEN EUROPE & CWC

XIII. EVENTOS Y ACCIONES DE DIFUSIÓN

XIV. INTRO. CURSO DE CARBON LITERACY

I. Resumen reuniones

I. Resumen reuniones.

Reuniones mantenidas (principales):

- CCAA: Xunta de Galicia el 3 de Abril
- MITERD: SdE Sara Aagesen el 14 de Abril
- Otras:
  - ✓ Cogen Europe
  - ✓ Partidos políticos (PNV, PP,..)

Próximas reuniones:

- CNMC: 19 y 21 de Abril (Consejeros y VP SSR Ángel Torres Torres)
- Ministerio: Jornadas del PNIEC (27 de Abril)
- REE: Mayo 2023

I. Resumen reuniones
3 Abril. Xunta de Galicia

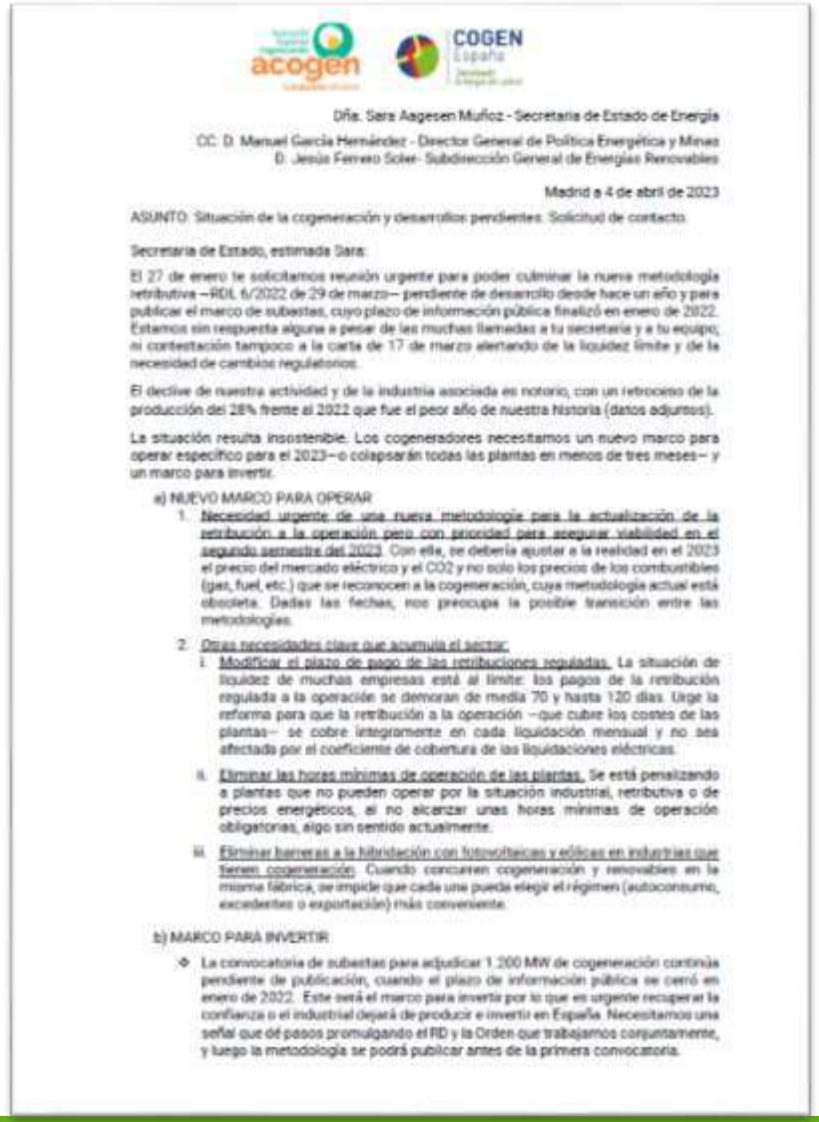
Reunión sectorial con la Xunta de Galicia, Lunes 3 de abril, con el VP 1º y Consejero de Industria y Economía, Francisco Conde, para solicitar su apoyo en vista de su especial situación en la plantas de combustibles líquidos, sin dejar de comentar también las dificultades generales de las cogeneraciones a gas. Varias referencias de prensa al respecto:

- *EL VICEPRESIDENTE PRIMERO Y CONSELLEIRO DE ECONOMÍA, INDUSTRIA E INNOVACIÓN, FRANCISCO CONDE, MANTUVO UN ENCUENTRO CON REPRESENTANTES DE LA ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE COGENERACIÓN*
  LA XUNTA APOYA EL SECTOR DE LA COGENERACIÓN EN SU RECLAMACIÓN DE CONTAR CON UN NUEVO MARCO REGULATORIO
  https://www.xunta.gal/notas-de-prensa/-/nova/79014/xunta-apoya-sector-cogeneracion-reclamacion-contar-con-nuevo-marco-regulatorio?langId=es_ES#:~:text=Santiago%20de%20Compostela%2C%203%20de,regulatorio%20que%20garantice%20su%20futuro.

- *LA XUNTA SE UNE AL SECTOR DE LA COGENERACIÓN PARA PEDIR AL GOBIERNO "UN NUEVO MARCO REGULATORIO QUE GARANTICE SU FUTURO*
  https://www.galiciapress.es/articulo/economia/2023-04-03/4240300-xunta-une-sector-cogeneracion-pedir-gobierno-nuevo-marco-regulatorio-garantice-futuro

- *LA COGENERACIÓN AMENAZA CON PARAR POR COMPLETO EL 1 DE JULIO SI NO SE REVISA SU RETRIBUCIÓN*
  https://www.lavozdegalicia.es/noticia/economia/2023/04/04/cogeneracion-amenaza-parar-completo-1-julio-revisa-retribucion/0003_202304G4P26996.htm#:~:text=A%20consecuencia%20de%20esas%20paradas,todos%C2%BB%2C%20avisa%20Javier%20Rodr%C3%ADguez.

II. Parámetros retributivos
14 Abril. Miterd: Antecedentes



Dña. Sara Aagesen Muñoz - Secretaria de Estado de Energía

CC. D. Manuel García Hernández - Director General de Política Energética y Minas
D. Jesús Ferrero Soler- Subdirección General de Energías Renovables

Madrid a 4 de abril de 2023

ASUNTO: Situación de la cogeneración y desarrollos pendientes. Solicitud de contacto.

Secretaria de Estado, estimada Sara:

El 27 de enero te solicitamos reunión urgente para poder culminar la nueva metodología retributiva –RDL 6/2022 de 29 de marzo– pendiente de desarrollo desde hace un año y para publicar el marco de subastas, cuyo plazo de información pública finalizó en enero de 2022. Estamos sin respuesta alguna a pesar de las muchas llamadas a tu secretaría y a tu equipo; ni contestación tampoco a la carta de 17 de marzo alertando de la liquidez límite y de la necesidad de cambios regulatorios.

El declive de nuestra actividad y de la industria asociada es notorio, con un retroceso de la producción del 28% frente al 2022 que fue el peor año de nuestra historia (datos adjuntos).

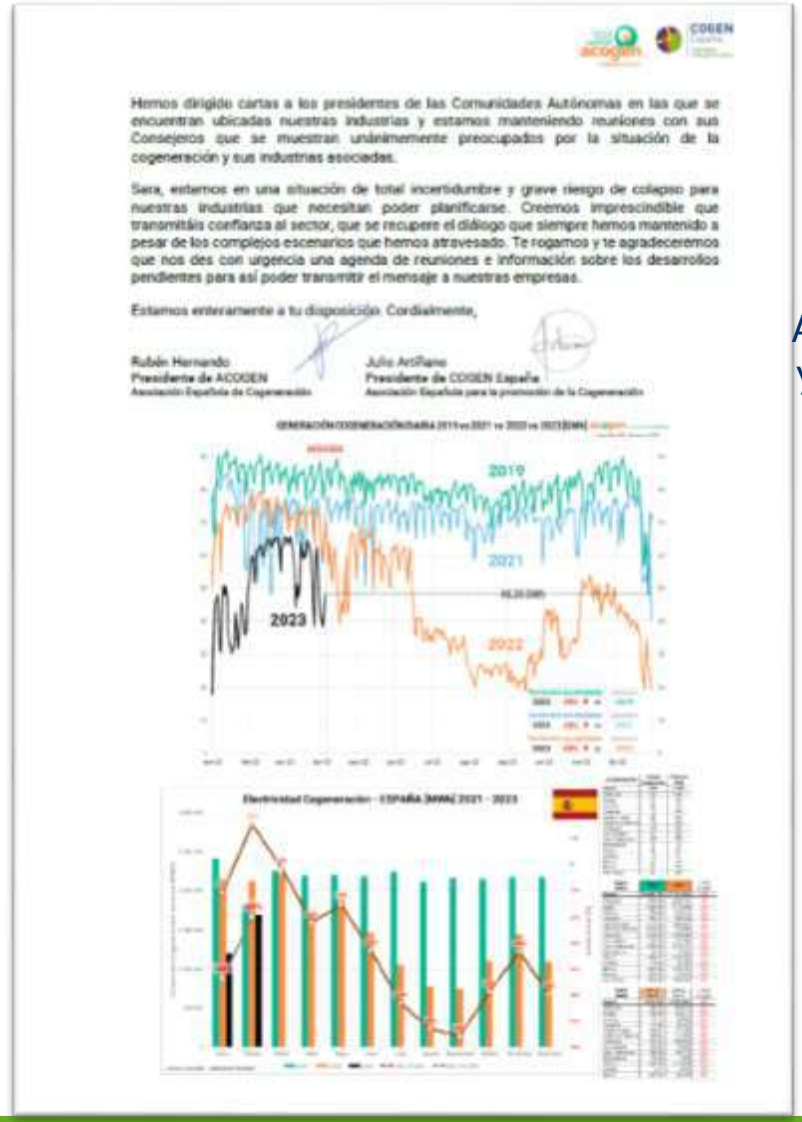
La situación resulta insostenible. Los cogeneradores necesitamos un nuevo marco para operar específico para el 2023–o colapsarán todas las plantas en menos de tres meses– y un marco para invertir.

a) NUEVO MARCO PARA OPERAR

1. Necesidad urgente de una nueva metodología para la actualización de la retribución a la operación pero con prioridad para asegurar viabilidad en el segundo semestre del 2023. Con ella, se debería ajustar a la realidad en el 2023 el precio del mercado eléctrico y el CO2 y no solo los precios de los combustibles (gas, fuel, etc.) que se reconocen a la cogeneración, cuya metodología actual está obsoleta. Dadas las fechas, nos preocupa la posible transición entre las metodologías.
2. Otras necesidades clave que acumula el sector:
   i. Modificar el plazo de pago de las retribuciones reguladas. La situación de liquidez de muchas empresas está al límite: los pagos de la retribución regulada a la operación se demoran de media 70 y hasta 120 días. Urge la reforma para que la retribución a la operación –que cubre los costes de las plantas– se cobre íntegramente en cada liquidación mensual y no sea afectada por el coeficiente de cobertura de las liquidaciones eléctricas.
   ii. Eliminar las horas mínimas de operación de las plantas. Se está penalizando a plantas que no pueden operar por la situación industrial, retributiva o de precios energéticos, al no alcanzar unas horas mínimas de operación obligatorias, algo sin sentido actualmente.
   iii. Eliminar barreras a la hibridación con fotovoltaicas y eólicas en industrias que tienen cogeneración. Cuando concurren cogeneración y renovables en la misma fábrica, se impide que cada una pueda elegir el régimen (autoconsumo, excedentes o exportación) más conveniente.

b) MARCO PARA INVERTIR

- La convocatoria de subastas para adjudicar 1.200 MW de cogeneración continúa pendiente de publicación, cuando el plazo de información pública se cerró en enero de 2022. Este será el marco para invertir por lo que es urgente recuperar la confianza o el industrial dejará de producir e invertir en España. Necesitamos una señal que dé pasos promulgando el RD y la Orden que trabajamos conjuntamente, y luego la metodología se podrá publicar antes de la primera convocatoria.



Hemos dirigido cartas a los presidentes de las Comunidades Autónomas en las que se encuentran ubicadas nuestras industrias y estamos manteniendo reuniones con sus Consejeros que se muestran unánimemente preocupados por la situación de la cogeneración y sus industrias asociadas.

Sara, estamos en una situación de total incertidumbre y grave riesgo de colapso para nuestras industrias que necesitan poder planificarse. Creemos imprescindible que transmitáis confianza al sector, que se recupere el diálogo que siempre hemos mantenido a pesar de los complejos escenarios que hemos atravesado. Te rogamos y te agradeceremos que nos des con urgencia una agenda de reuniones e información sobre los desarrollos pendientes para así poder transmitir el mensaje a nuestras empresas.

Estamos enteramente a tu disposición. Cordialmente,

Rubén Hernando
Presidente de ACOGEN
Asociación Española de Cogeneración

Julio Ariñano
Presidente de COGEN España
Asociación Española para la promoción de la Cogeneración

Carta remitida a la SdE Sara Aagesen. 4 de abril 2023

ASUNTO: Situación de la cogeneración y desarrollos pendientes. Solicitud de contacto.

I. Resumen reuniones
14 Abril. MITERD: Puntos básicos tratados

I. PARÁMETROS RETRIBUTIVOS 1S 2023

- Se actualizará el borrador del 28 Dic. 2022. No se esperan cambios significativos en la Orden definitiva.

II. METODOLOGÍA NUEVA

- Texto avanzado. Para enviar a audiencia en próximas semanas
- Revisión de las 3 variables principales (Mibgas, Pool Omip y CO2)
- Carácter anual, estimamos a partir del 2S 2023.
- Transitorio, se estima desde el 2S 2023 hasta 2025 con revisión de parámetros a final de año que reflejen commodities reales.
- A partir 2026 utilizar futuros de commodities, coincidiendo con que los mercados de pool, y especialmente Mibgas, tengan madurez y estabilidad suficiente.

III. SUBASTAS

- La publicación de la metodología del semiperiodo permitirá sacar la Orden y RD de las subastas en 2023.
- La convocatoria dependerá de como evolucione el año (complicado que se produzca en 2023)

II. PARÁMETROS RETRIBUTIVOS EN CURSO

II. Parámetros retributivos:
A. En curso. Informe CNMC parámetros 2023

La CNMC ha publicado el ***Informe a la propuesta de orden por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2023***.
https://www.cnmc.es/sites/default/files/4623635.pdf

Consideraciones previas

- Considera necesario abordar a la mayor brevedad la **metodología de actualización de la retribución a la operación** de las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible

Segundo. Sobre el impacto económico

- La MAIN que acompaña la propuesta de orden de parámetros 2023-2025 estima el coste de la retribución específica para 2023 en 5.139 M€, valor que se aproxima a la cantidad estimada por la CNMC en su informe de 5.291 M€. No obstante, tiene en cuenta que existe una incertidumbre considerable en cuanto al mantenimiento del volumen de producción de las instalaciones encuadradas en la tecnología cogeneración

Tercero. Sobre la rentabilidad de las instalaciones que tiene un valor de retribución nulo

** Punto dedicado a renovables que han perdido Ri y Ro

II. Parámetros retributivos:
A. En curso. Informe CNMC parámetros 2023

Cuarto. Sobre los precios medios del mercado y los coeficientes de apuntamiento

- CNMC informa que el precio medio anual del mercado diario e intra diario para el año 2022 resultante asciende a 167,34 €/MWh (un 9% inferior al estimado en la MAIN de 182,38€/MWh)
- Aunque reconoce que la metodología es clara al realizar la estimación de precios para el siguiente semiperiodo regulatorio (2023, 2024 y 2025), pone de manifiesto que las cotizaciones de los contratos de futuros no pudieron anticipar ni la coyuntura del mercado gasista actual, ni la prórroga del mecanismo de ajuste introducido por el RD-L 10/2022. Por ello, aunque excede el rango normativo de la Orden, plantea la necesidad de una adaptación excepcional y puntual de las previsiones, con el fin de minimizar la diferencia entre los precios estimados para 2023 a mediados de 2022 (207,88€/MWh) y las más recientes expectativas del mercado (Cotizaciones a 22/3/2023 de Q2-23 109 €/MWh, Q3-23 116,50€/MWh, Q4-23 126,00 €/MWh. Fuente OMIP.)
- Recomienda, de manera excepcional ante el escenario actual de elevada volatilidad de los precios de mercado, plantear la realización de revisiones anuales de parámetros retributivos por ajuste de los ingresos de mercado sin esperar a las revisiones que tienen lugar al final de cada semiperiodo, en línea con la actuación que se llevó a cabo en 2022.

Quinto. Sobre la determinación de los límites superiores e inferiores en torno al precio estimado del mercado

- Recomienda una mayor transparencia del criterio adoptado para el establecimiento de los valores límite.
- Señala que no se ha tenido en cuenta el coeficiente de apuntamiento en la formulación de los valores límite, ya que la banda resultante sería diferente según cada tecnología.
- El hecho de que el precio de referencia incorpore un apuntamiento tecnológico, mientras que los límites establecidos respecto a dicho precio no lo hagan, podría introducir distorsiones en la aplicación del valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado.

II. Parámetros retributivos:
A. En curso. Informe CNMC parámetros 2023

Sexto. Sobre las correcciones de los ingresos anuales como consecuencia del incumplimiento del número de horas equivalentes de funcionamiento

- Recomienda (aunque reconoce que excede el rango normativo de la Orden) contemplar la posibilidad de que las instalaciones cuya operación a lo largo de un ejercicio se vea afectada de forma significativa por la aplicación de limitaciones derivadas de instrucciones técnicas impartidas por el operador del sistema, puedan solicitar que la minoración de su producción por esta causa no sea tenida en cuenta para el cálculo de las horas equivalentes de funcionamiento.

Séptimo. Sobre la financiación del bono social

- La MAIN que acompaña la propuesta contempla la financiación del bono social, por un importe de 1,294768 €/MWh (según la Orden TED/733/2022, de 22 de julio16). Semanas después del sometimiento de la propuesta a trámite de audiencia, dicho importe fue actualizado para 2023 por el apartado Segundo de la Orden TED/81/2023, de 27 de enero, a un valor de 1,465428 euros/MWh producido, el cual variará en 2024 y 2025.
- **CNMC plantea la modificación del RD 897/2017 de forma que las instalaciones que perciben retribución específica no financiaran el coste del bono social**. Alternativamente, plantea la posibilidad de contemplar una actualización de este coste de explotación con una periodicidad anual, pero dado que se trata de una obligación que, en última instancia, dimana del Real Decreto-ley 7/2016, de 23 de diciembre18, cabría considerar su adición en el artículo 20 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, como un elemento revisable, sin necesidad de aguardar a la finalización de cada semiperiodo.
- Además, plantea que las Administraciones Públicas están exentas de la financiación del bono social y pueden ser titular de una instalación de generación perceptora de régimen retributivo específico y resultaría ineficiente duplicar las Instalaciones Tipo dentro de las cuales se encuadre alguna instalación de titularidad pública

II. Parámetros retributivos:
A. En curso. Informe CNMC parámetros 2023

IV. CONCLUSIONES

- Dada la elevada potencia de instalaciones sujetas al esquema retributivo específico que habrían pasado a tener una retribución nula ante el escenario actual y previsto de elevados precios de mercado eléctrico, cabría considerar la posibilidad de *incorporar estas instalaciones en el ámbito de aplicación del mecanismo de minoración previsto en el Real Decreto-ley 17/2021*. Todo ello, con el fin de asegurar la rentabilidad razonable que les garantiza la Ley 24/2013 a estas instalaciones
- Cabría plantearse una adaptación excepcional y puntual de la previsión hecha con carácter general en el artículo 22.1 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, **con respecto a las cotizaciones a tomar como referencia para estimar los precios del mercado mayorista, en particular los de 2023, con el fin de minimizar la diferencia entre los precios estimados para 2023 a mediados de 2022 y las más recientes expectativas del consenso de mercado cabría tener en cuenta una revisión anual de los parámetros retributivos sin esperar al final de cada semiperiodo, dado el escenario de elevada volatilidad de precios vigente**
- Aconseja **reconsiderar el mantenimiento de los límites inferiores y superiores** en torno al precio estimado del mercado una vez la ponderación de los mercados de futuros en la cesta de precios alcance el 75%.

Liquidaciones L1/2023 y L13/2022

CNMC envió el siguiente comunicado respecto a las liquidaciones L1/2023 y L13/2022:

"Con el fin de limitar el impacto de esta situación, ***vamos a aplicar en la Liquidación 2 (el próximo 20 de abril), el artículo 14.1 del RDL 20/2022 que hará que el índice de cobertura pase a ser el 100%****. Finalmente señalar que, como ya sabéis, la CNMC es el organismo que realiza transitoriamente las liquidaciones, pero la regulación de este tema debe cambiarla el Ministerio."*

II. Parámetros retributivos
B.2S 2023-2025: Nueva metodología

A.II. Propuesta potencial: TTF o NBP o nueva referencia *(31-Marzo-23)* & Brent & Mibgas

ACER

THE AGENCY ELECTRICITY GAS GREEN DEAL REMIT DOCUMENTS NEWS & EVENTS DATA EXTRANET

ACER's daily LNG price assessment and benchmarks

Where to find ACER's daily LNG price assessments and LNG benchmarks?

From 13 January 2023, ACER publishes its LNG price assessment every weekday before 18.00 CET.

From 31 March 2023 onwards, ACER publishes its LNG benchmark every weekday typically at 21.00 CET. The pdf report will be available at 09.00 CET the next working day.

The primary publication site for both is the Price Assessment page of TERMINAL. In case TERMINAL is not available, ACER will (exceptionally) publish the daily assessments and benchmarks on this page.

II. Parámetros retributivos
B. Informe pericial FTI

SEMIPERIODO 2020-2022

RECURSO COGEN

1. Orden TED 171/2020, de 24 de febrero 2020 (RO 1S 2020) **(CON FALLO)**
2. Orden TED 989/2022, de 11 de octubre (RO 2S 2020 y 1S 2021).
3. Orden TED 995/2022, de 14 de octubre (RO 2S 2021)
4. Orden TED 1232/2022, de 2 de Dic. **PUBLICADA 14 DIC.** (RO 1S 2022).
5. Orden TED 1295/2022, de 22 de Dic. **PUBLICADA 28 DIC.** (RO 2S 2022)
6. PROPUESTA DE ORDEN del 28 de Dic. 2022 (RO 23) **(ALEGADA)**

II. Parámetros retributivos
B. Informe pericial FTI

A. ASPECTOS COMUNES DEL SECTOR

I. Estrategia 2S 2020 – 2021

Coste de combustible (+ CO2, O&M, …) incorrectamente reflejado en los parámetros retributivos

II. Estrategia 2022 (y 1S 2023)

Parámetros retributivos no reflejan la **intervención del mercado** del RDL 10/2022

III. Otros

- **Benchmark CO2** (y otros temas asociados) en incidente de ejecución de sentencia
- **Extemporaneidad** (en curso conversaciones en el sector)

B. ASPECTOS ESPECÍFICOS DE CADA INSTALACIÓN

Daños directos e indirectos (por parada de instalaciones) & lucro cesante

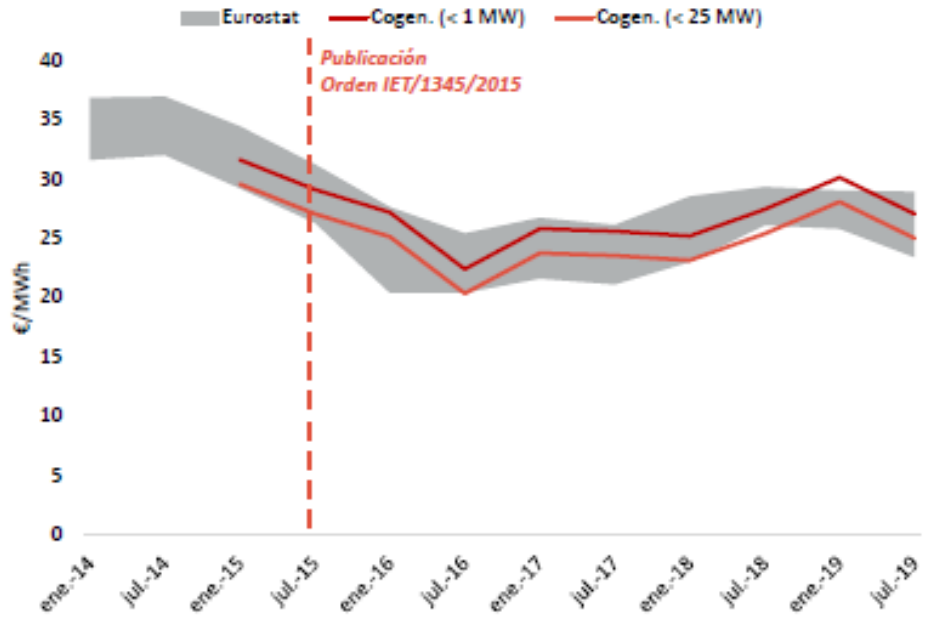
II. Parámetros retributivos
B. Informe pericial FTI: evolución coste del gas en España

EVOLUCIÓN DEL COSTE DE GAS EN ESPAÑA

La indexación del coste de gas de la Orden 1345/2015 reflejaba las condiciones del mercado en España

La información pública sobre el coste de gas natural para consumidores industriales estaba alineado con el coste de del gas aprobado hasta 2020

Coste reconocido vs. Índices públicos entre 2014 y 2020



- La información publicada por Eurostat muestra el coste final para clientes industriales por bandas de consumo. En la gráfica se muestra el rango de precio para tres bandas de consumo:
  - Consumo entre 3 GWh y 28 GWh: Para planta < 1 MW
  - Consumo entre 28 GWh y 278: Para planta entre 1 y 10 MW
  - Consumo entre 278 GWh y 1.100 GWh: Para plantas > 10 MW
- Estas bandas de consumo no se asemejan a los grupos tarifarios recogidos en la regulación española. En la gráfica mostramos:
  - Precio para una planta de la tarifa 2.2: Planta < 1 MW
  - Precio para una planta de la tarifa 2.5: Planta < 25 MW
- Las bandas con un menor consumo tienen un mayor nivel de coste de peajes de acceso, por lo que menores consumos conllevan un nivel de precios superior

Fuente: Análisis FTI a partir de Órdenes Ministeriales fijando parámetros retributivos de cogeneración y Eurostat, *Gas prices for non-household consumers - bi-annual data*. Bandas I3, I4 e I5.

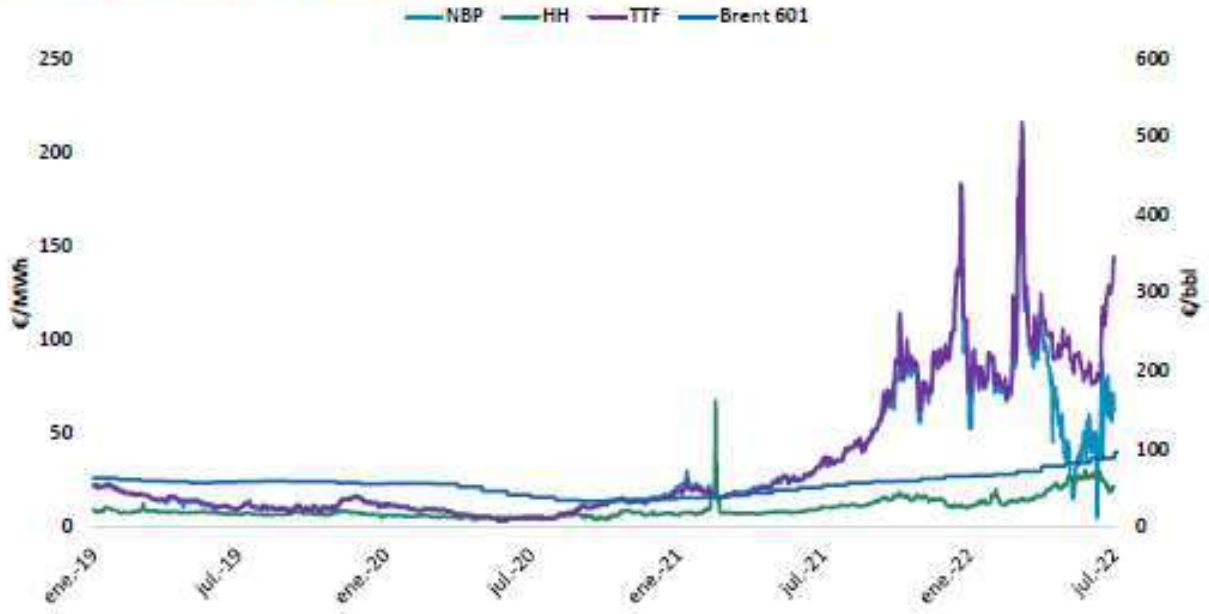
II. Parámetros retributivos
B. Informe pericial FTI: evolución coste del gas en España

EVOLUCIÓN DEL COSTE DE GAS EN ESPAÑA

El mercado de gas ha cambiado significativamente desde 2015, el Brent y el HH ya no son buenos indicadores sobre el coste de gas del mercado español

El coste del gas en España y el resto de mercados europeos está menos relacionado con el precio del petróleo (*decoupling* del gas y el petróleo, explicado en parte por el aumento GNL spot y desindexación de contratos a brent)

Precio de gas en España vs Componentes de fórmula regulatoria vs NBP



- El Brent y el Henry Hub dejaron de ser útiles para explicar la evolución del coste soportado por los clientes de gas natural en el mercado español
- El incremento soportado por los clientes no se ve reflejado en incrementos de estos índices, que han permanecido más estables
- El Henry Hub tuvo un pico de precios en febrero de 2021 por una tormenta invernal que redujo la producción de gas natural en Estados Unidos, que no podía hacer frente a la demanda

Fuente: Análisis FTI a partir de CNMC, Informes supervisión mercado mayorista y aprovisionamiento entre Diciembre de 2014 y Septiembre de 2022; Energy Market Prices y MIBGAS.

10

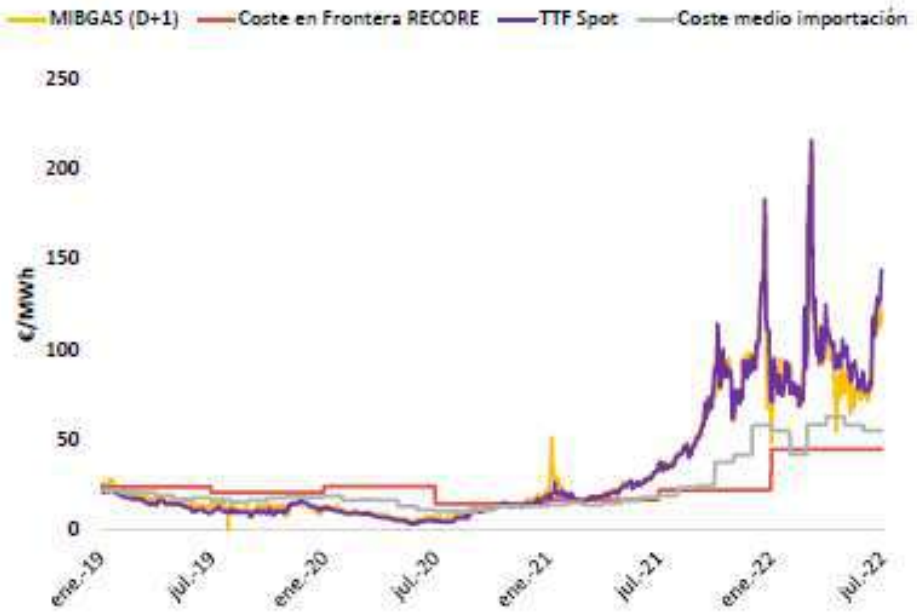
II. Parámetros retributivos:
B. Informe pericial FTI: evolución coste del gas en España

EVOLUCIÓN DEL COSTE DE GAS EN ESPAÑA

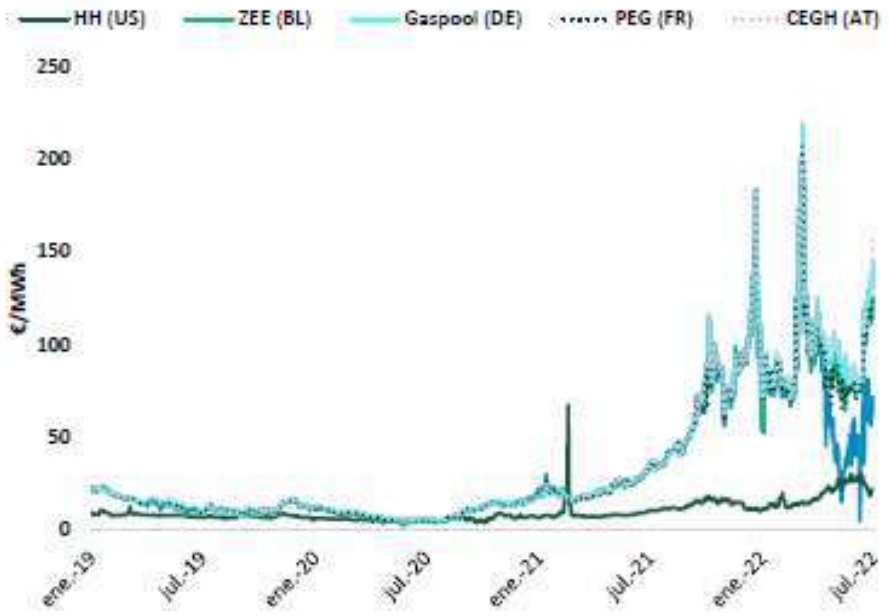
La indexación del coste de gas de la Orden IET/1345/2015 ya NO refleja las condiciones del mercado español actual

El coste de importación no es un buen indicador sobre el coste soportado por generadores eléctricos y clientes industriales, cuyos contratos estaban principalmente indexados a TTF hasta junio de 2022

Coste de gas en frontera vs. Coste importación vs. Índices de mercado



Coste de gas en mercados europeos



Fuente: Análisis FTI a partir de Órdenes Ministeriales fijando parámetros retributivos de cogeneración. CNMC, Informes supervisión mercado mayorista y aprovisionamiento entre Diciembre de 2014 y Septiembre de 202, MIBGAS y Energy Market Prices.

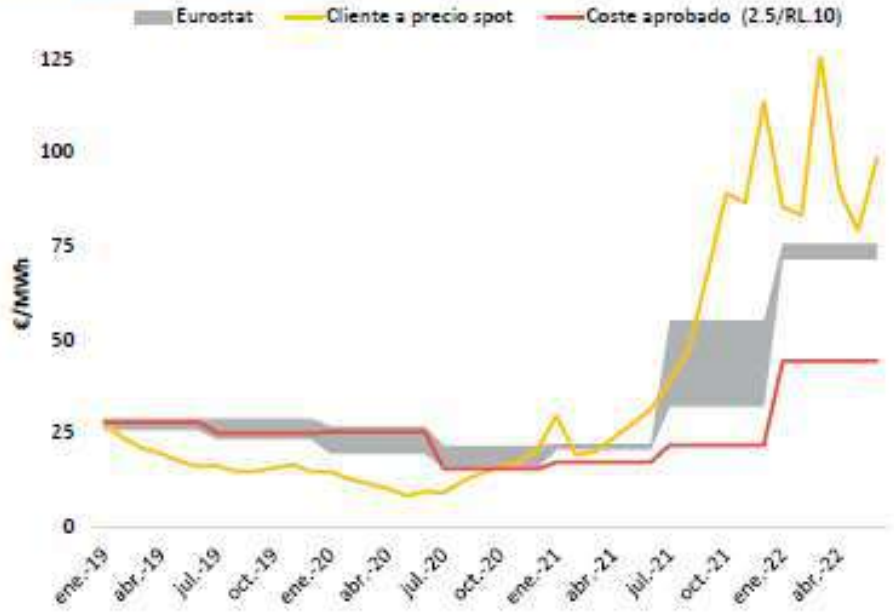
II. Parámetros retributivos
B. Informe pericial FTI: evolución coste del gas en España

EVOLUCIÓN DEL COSTE DE GAS EN ESPAÑA

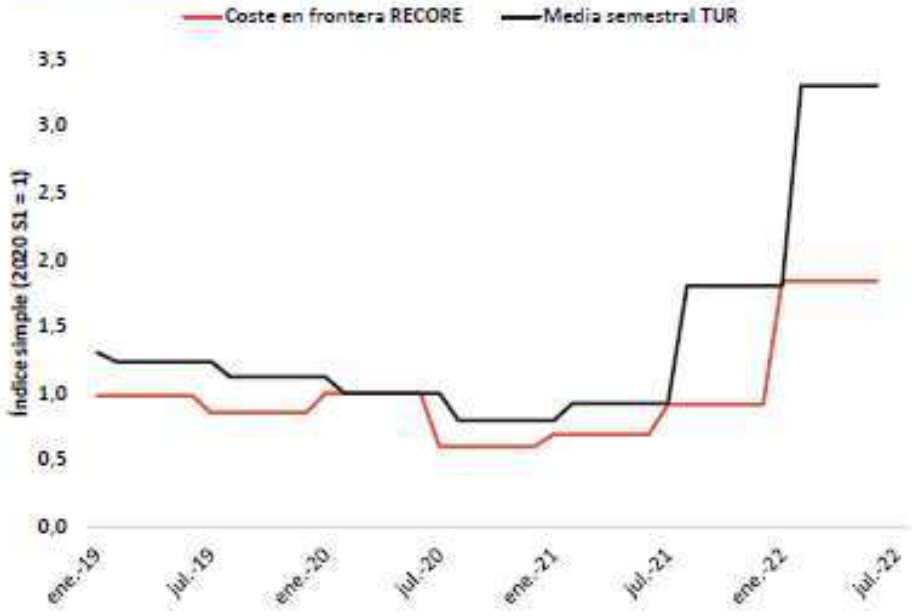
La metodología de la Orden IET/1345/2015 para el coste de gas reconocido es inferior al coste medio de los consumidores industriales

Los costes del gas natural soportado por clientes industriales y el aprobado para el componente de la TUR están por encima del coste de gas aprobado para la cogeneración

Coste de gas para clientes industriales y cogeneración



Coste de materia prima en cogeneración vs. TUR



Fuente: Análisis FTI a partir de MIBGAS, Órdenes Ministeriales fijando parámetros retributivos de cogeneración y Eurostat, *Gas prices for non-household consumers - bi-annual data*. Banda de cliente entre 3 y 250 GWh/año: I4. Banda de cliente entre 250 GWh/año y 1 TWh/año: I5. Los términos de la TUR se han calculado a partir de las resoluciones de la DG de Planificación energética y Minas publicando los componentes de esta tarifa.

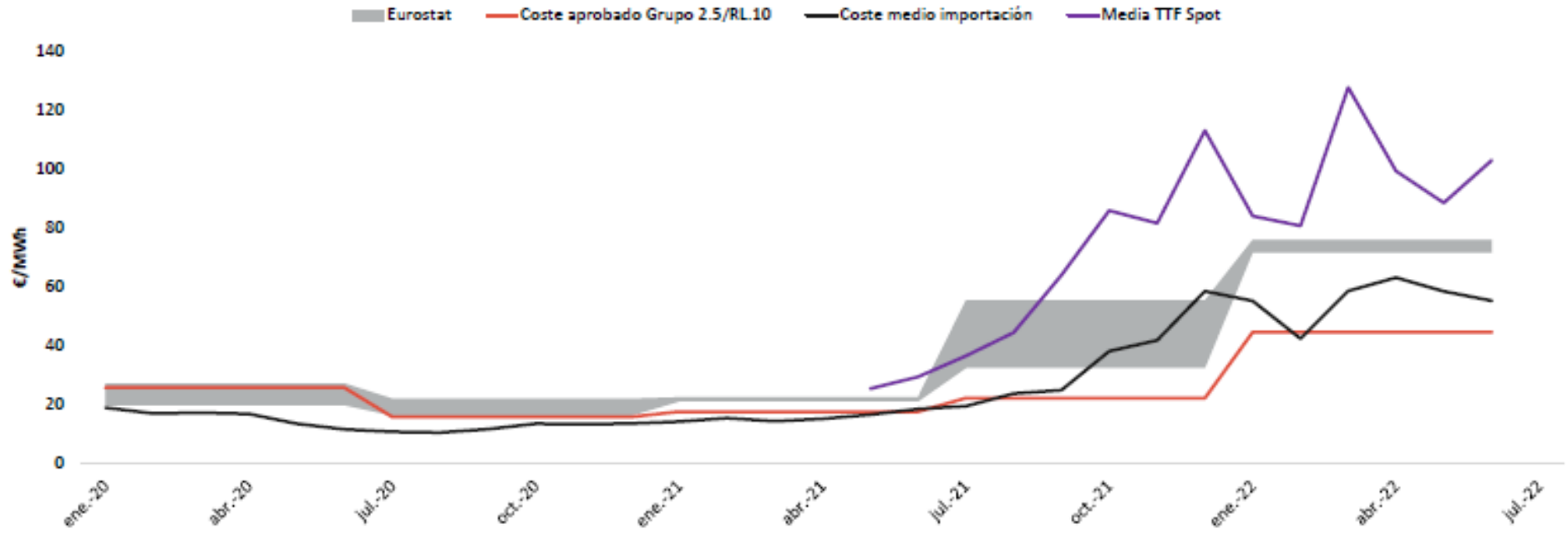
II. Parámetros retributivos
B. Informe pericial FTI: evolución coste del gas en España

EVOLUCIÓN DEL COSTE DE GAS EN ESPAÑA

El coste de gas natural aprobado para la RO está por debajo de los indicadores del mercado gasista español entre junio de 2020 y junio de 2022

La información pública sobre la indexación de contratos de gas natural industriales muestra que estaban principalmente indexados a TTF, cuya evolución se desvinculó de las referencias empleadas por el RECORE durante 2021 y 2022

Media mensual de los indicadores del coste de gas natural

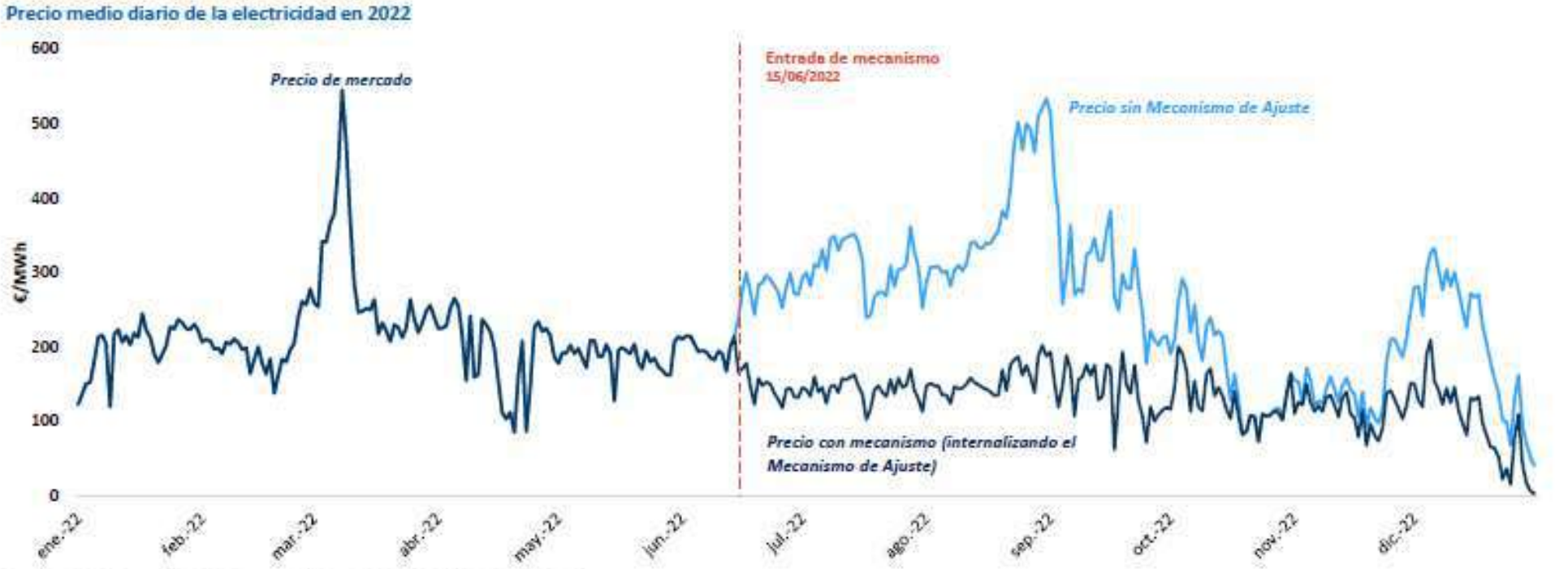


Fuente: Análisis FTI a partir de Órdenes Ministeriales fijando parámetros retributivos de cogeneración. CNMC, Informes supervisión mercado mayorista y aprovisionamiento entre Diciembre de 2014 y Septiembre de 202 y Energy Market Prices.

II. Parámetros retributivos
B. Informe pericial FTI

IMPACTO DEL MECANISMO DE AJUSTE

El Mecanismo del Ajuste del Precio del Gas redujo significativamente el precio de mercado, sin que el cálculo de la RO reflejara este cambio



Fuente: Análisis FTI a partir de OMIE y siguiendo la formulación del Real Decreto-ley 10/2022.

II. Parámetros retributivos
B. Informe pericial FTI: impacto del mecanismo de ajuste

IMPACTO DEL MECANISMO DE AJUSTE

Las centrales de cogeneración y purines detuvieron su actividad al no poder acceder al Mecanismo de Ajuste y el gran incremento del precio del gas en el mercado entre julio y octubre

La RO fijada para la cogeneración y el tratamiento de purines en 2022 es incorrecta al no tener en cuenta la intervención del mercado eléctrico

Generación diaria de la cogeneración de gas natural (incl. purines y lodos) frente al precio del gas

Fuente: Análisis FTI a partir de ESIOS y Órdenes Ministeriales.

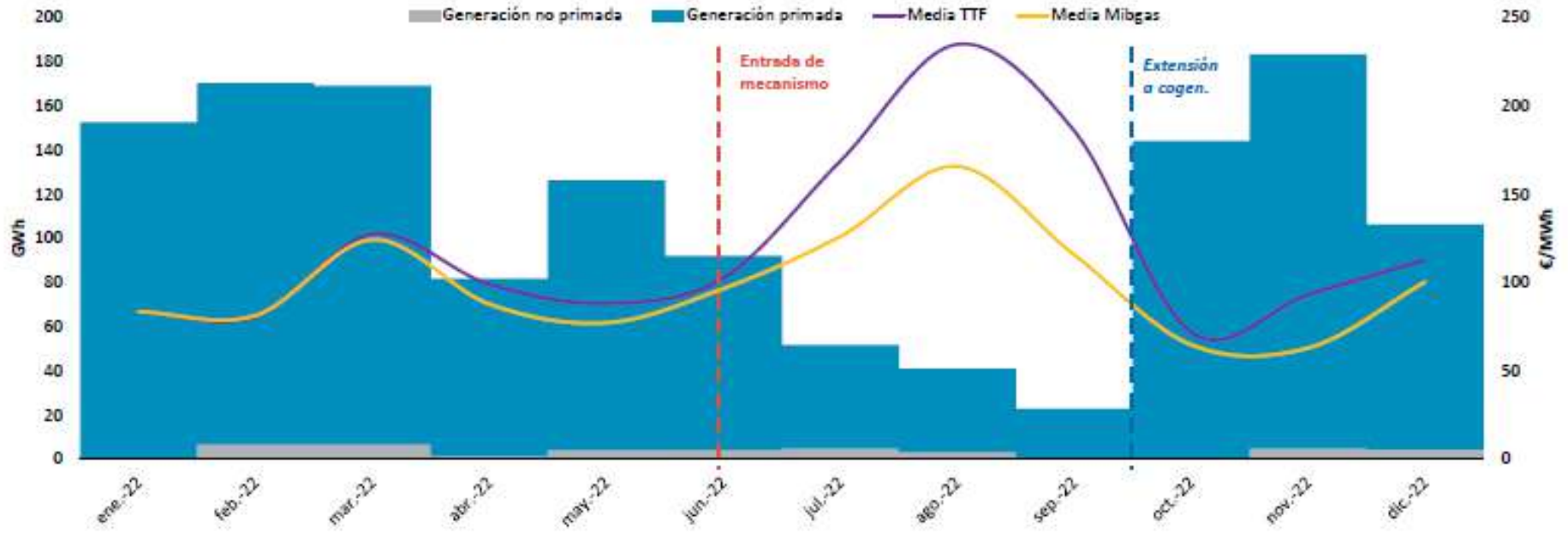
II. Parámetros retributivos
B. Informe pericial FTI: impacto del mecanismo de ajuste

IMPACTO DEL MECANISMO DE AJUSTE

Los purines parecen responder a la bajada del precio del gas en octubre de 2022

Las plantas de tratamiento de purines no se han acogido al mecanismo, por lo que su parada de actividad está ligada al incremento del precio del gas

Generación mensual de tratamiento de purines



Fuente: Análisis FTI a partir de CNMC, información mensual de estadísticas sobre ventas del RECORE, información hasta diciembre de 2022.

17

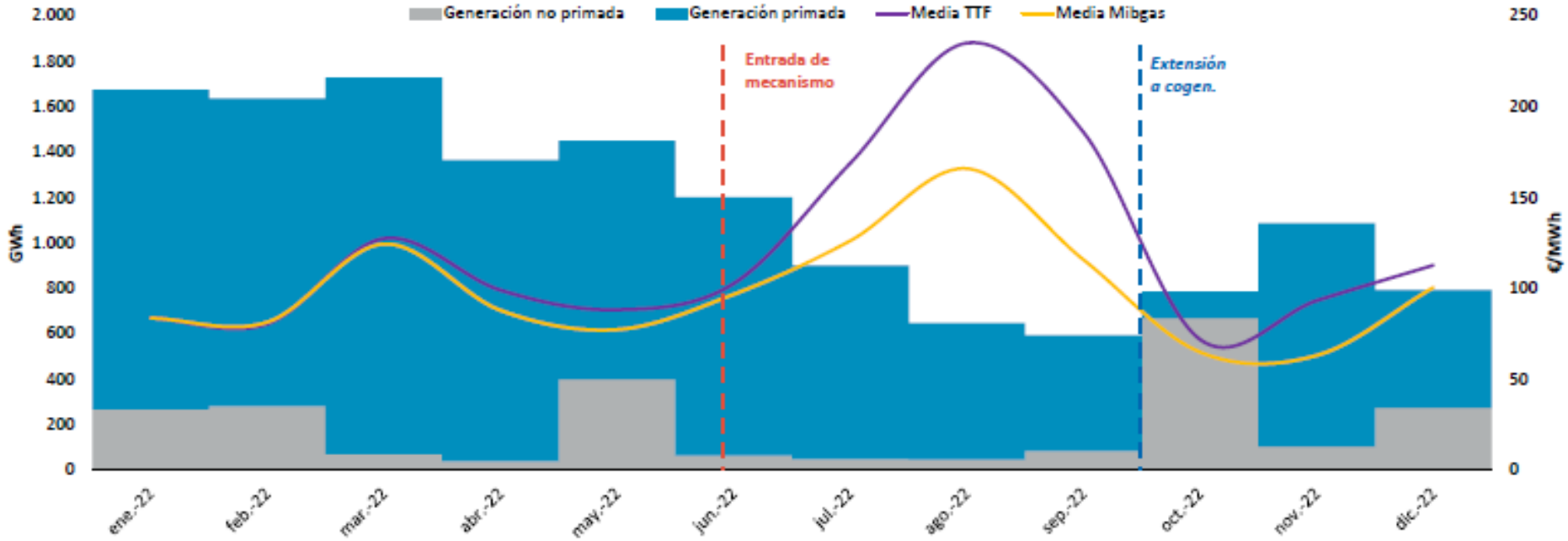
II. Parámetros retributivos:
B. Informe pericial FTI: impacto del mecanismo de ajuste

IMPACTO DEL MECANISMO DE AJUSTE

Las plantas de cogeneración de gas natural se acogieron al Mecanismo de Ajuste en octubre y diciembre debido al incremento del precio del gas natural

En el periodo en el que no pudieron acogerse, el incremento del precio del gas natural, ligado a un menor ingreso de mercado, provocó que las plantas pararan

Generación mensual de cogeneración de gas natural (NO incl. purines y lodos)



Fuente: Análisis FTI a partir de CNMC, Información mensual de estadísticas sobre ventas del RECORE, información hasta diciembre de 2022.

18

II. Parámetros retributivos
B. Informe pericial FTI: impacto del mecanismo de ajuste

IMPACTO DEL MECANISMO DE AJUSTE

La introducción del mecanismo produjo un desacople entre el coste de generación de estas plantas frente a sus ingresos de mercado

Coste de generación para purines frente a precio de mercado (IT-01424)

- El coste de generación se ha calculado empleando los costes operativos y de combustible para una planta de tratamiento de purines (IT-01424):
  - Costes de explotación publicados
  - Se aproxima el coste de combustible con valores de mercado de TTF M+1 y Mibgas spot y empleando la eficiencia eléctrica de la planta tipo
- La RO es necesaria para que las plantas de purines funcionen, ya que sino obtendrían un margen operativo negativo

Fuente: Análisis FTI a partir de OMIE, MIBGAS, Órdenes Ministeriales y Energy Market Prices. Se presenta el valor de la media móvil de 4 semanas.

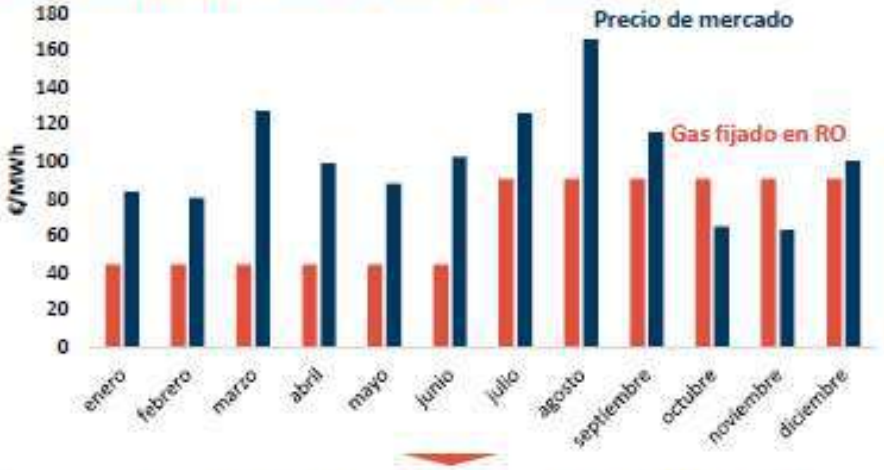
II. Parámetros retributivos
B. Informe pericial FTI: impacto del mecanismo de ajuste

IMPACTO DEL MECANISMO DE AJUSTE

El reconocimiento del coste de gas semestral no permite la operación continuada, por la volatilidad del precio y las decisiones mensuales sobre acceso al mecanismo o mantener la RO

Generalmente las plantas de cogeneración y de tratamiento de purines pueden operar a pesar de la RO semestral ya que sus mayores costes de gas se compensan con un mayor precio de mercado

Ilustración de precio de gas natural real vs. fijado para RO en 2022



- El coste de gas natural incluido en la RO es semestral, mientras que el precio soportado por las plantas de generación es volatil

Relación precio del gas y precio del mercado eléctrico histórico[1]

- Sin embargo, la diferencia entre el coste de gas natural de la RO y el soportado por las plantas puede ser cubierto por incrementos en el precio del mercado eléctrico
- Históricamente, el precio del mercado eléctrico permitía cubrir los costes de gas voláties

Fuente: Análisis FTI a partir de OMIE, MIBGAS y Energy Market Prices. (1) Se presenta el valor de la media móvil de 4 semanas.

20

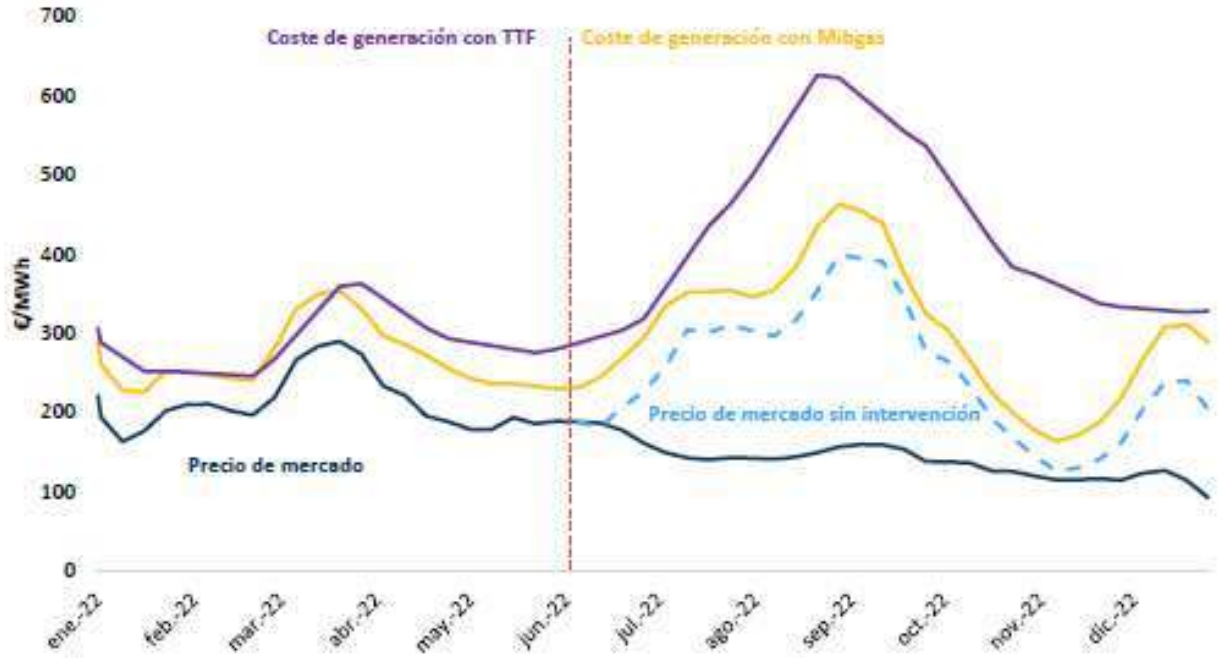
II. Parámetros retributivos
B. Informe pericial FTI: impacto del mecanismo de ajuste

IMPACTO DEL MECANISMO DE AJUSTE

La introducción del Mecanismo de Ajuste eliminó la cobertura natural del precio del gas natural que permite operar a las plantas de cogeneración

La volatilidad del precio de gas natural soportado por las plantas no ha podido ser cubierto por unos mayores ingresos en el mercado eléctrico, lo que haría parar a las plantas

Coste de generación para instalación de gas frente a precio de mercado



- El mecanismo de ajuste del precio del gas reduce el nivel y la volatilidad del precio del mercado eléctrico
- Así, en el Segundo semestre de 2022 las plantas de generación:
  - No han podido cubrir la volatilidad del coste de combustible
  - No han podido acogerse hasta octubre al mecanismo, parando al menos 3 meses

Fuente: Análisis FTI a partir de OMIE, MIBGAS y Energy Market Prices. Se presenta el valor de la media móvil de 4 semanas.

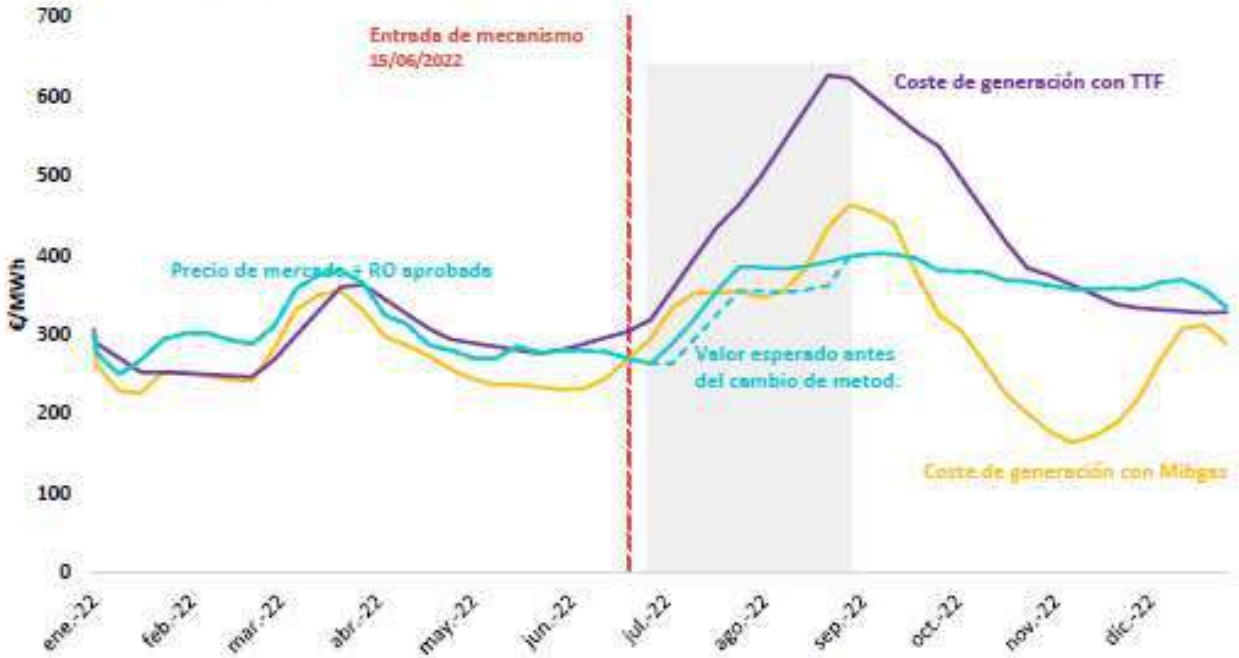
II. Parámetros retributivos
B. Ampliación expediente: impacto del mecanismo de ajuste

IMPACTO DEL MECANISMO DE AJUSTE

Hasta la publicación de la eliminación del HH, las plantas esperaban un margen operativo negativo

La RO esperada antes del cambio de metodología del 2º semestre de 2022 era insuficiente para que las plantas operaran. A partir de octubre las plantas operaron por la bajada del gas y la nuevo RO

Coste de generación para purines frente a ingresos bajo el RECORE



- En el momento en que las plantas de cogeneración y purines estaban fuera del mecanismo, se produjo una gran diferencia entre los valores de RO que realmente estarían recibiendo frente al que podían esperar (el último borrador de parámetros)
- Esto produjo que las plantas tuvieran que analizar su margen día a día para poder operar, ya que el coste de gas natural estaba por encima de los ingresos posibles entre junio y septiembre
- Nos obstante, los ingresos están por encima del coste de Mibgas y TTF a partir de octubre, cuando las instalaciones de purines vuelven a funcionar

Fuente: Análisis FTI a partir de OMIE, MIBGAS, Órdenes Ministeriales y Energy Market Prices. Se presenta el valor de la media móvil de 4 semanas.

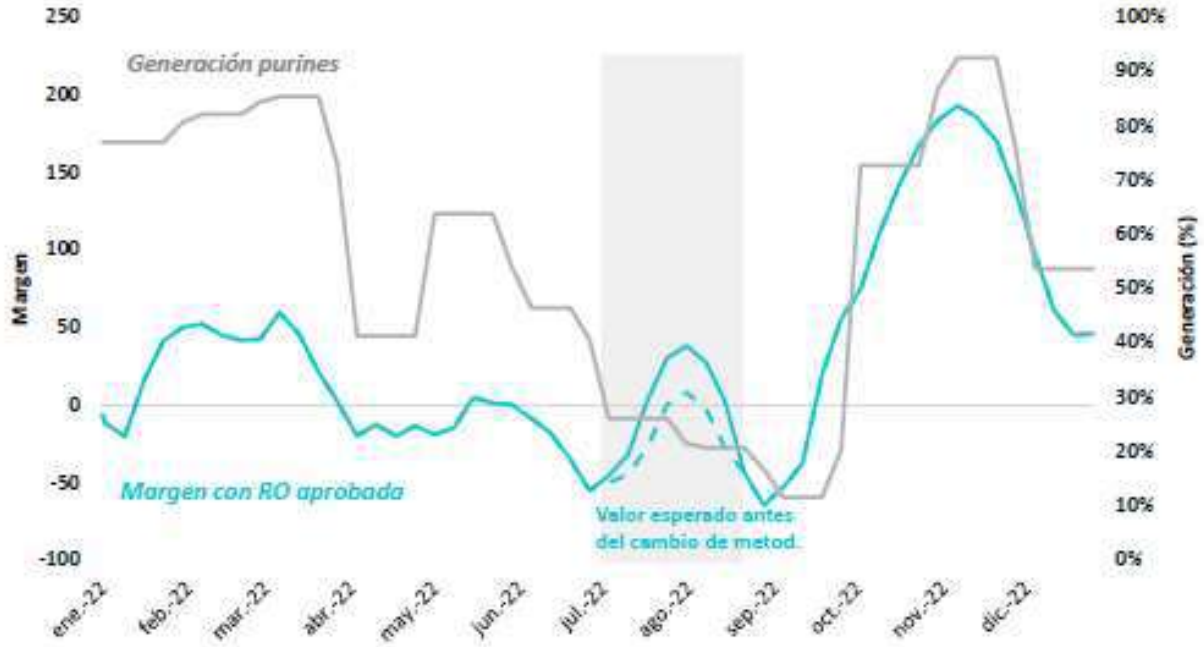
II. Parámetros retributivos
B. Informe pericial FTI: impacto del mecanismo de ajuste

IMPACTO DEL MECANISMO DE AJUSTE

Las plantas de tratamiento de purines dejaron de funcionar al obtener un margen negativo

Los ingresos obtenidos bajo el regimen retributivo no eran suficientes para obtener un margen operativo 0 debido a la incertidumbre sobre el cambio de metodologia

Márgen operativo para una planta de tratamiento de purines del Código IT-01424



- Considerando los ingresos y costes de generación mostrados anteriormente, calculamos el margen variable que observaría esta planta
- La exclusión del mecanismo de ajuste provocó el deterioro del margen de las plantas
- Las plantas de purines detuvieron su actividad ante la incertidumbre en el valor de la RO por el cambio de metodología entre julio y agosto
- La bajada del precio del gas en octubre y noviembre explicaría la vuelta a un margen positivo y la operación de las plantas

Fuente: Análisis FTI a partir de OMIE, MIBGAS, CNMC y Órdenes Ministeriales. Se emplea TTF M+1 como coste de gas representativo hasta junio de 2022, Mibgas spot hasta final de año.

IV. MECANISMO DE TOPADO DE GAS

III. Mecanismo de topado de gas. Prórroga

Real Decreto-ley 3/2023, de 28 de marzo, de prórroga del mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo.

Prorroga el "mecanismo ibérico" **hasta el 31 de diciembre de 2023** (fecha inicialmente prevista 31 de mayo).

- **"Instrumento de seguridad"** para todos los consumidores por si vuelven a subir los precios del gas.
- **Nueva senda de precios de referencia del gas natural**.
- **Nueva ventana de declaración de las coberturas** que permita a los agentes resultar exentos del pago del coste del ajuste. Solo aquellos instrumentos de cobertura a plazo firmados con anterioridad al 7 de marzo de 2023 podrán ser empleados como medio para que la energía asociada a los mismos resulte exenta del pago del coste del ajuste. Para la energía sujeta a instrumentos de cobertura a plazo bilateralizada entre empresas de generación y comercialización pertenecientes a un mismo grupo verticalmente integrado, solo se admitirán como instrumentos de cobertura a plazo los contratos minoristas de precio fijo firmados con anterioridad al 26 de abril de 2022, así como las renovaciones, revisiones de precio o prórrogas de los instrumentos de cobertura producidas con anterioridad a dicha fecha.
- Artículo único: Se habilita un periodo de **15 días hábiles para la presentación de instrumentos de cobertur**a por parte de los agentes de mercado que, en su caso, les permitirá quedar exentos del pago del coste del ajuste a que se refieren los apartados 4 y 6 del artículo 7 del Real Decreto-ley 10/2022.

III. Mecanismo de topado de gas. Cálculo

Cálculo del ajuste del mercado, en €/MWh, por unidad de producción de energía eléctrica, conforme a la siguiente fórmula:

$$Y_i = \frac{(P_{GN} - P_{RGN})}{0,55}$$

- Yi es la cuantía unitaria diaria del ajuste, en €/MWh, correspondiente a la instalación i-ésima, redondeado a euros con dos decimales.
- PGN es el precio del gas natural, en €/MWh. Se determinará como el precio medio ponderado de todas las transacciones en productos Diarios (D+1 en adelante) y Fin de Semana (si se aplica) con entrega al día siguiente de gas natural en el punto virtual de balance (PVB) registradas en el Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS). La metodología de obtención del precio PGN se podrá modificar mediante resolución de la Secretaría de Estado de Energía.
- PRGN es el precio de referencia del gas natural, en €/MWh, que tomará inicialmente el valor de 40 €/MWh.

A partir de enero de 2023, y hasta el fin de la vigencia del mecanismo de ajuste conforme a lo establecido en el artículo 1, el PRGN tomará los siguientes valores mensuales:

Mes	Precio de referencia del gas natural (€/MWh)
Enero.	45
Febrero.	50
Marzo.	55
Abril.	56,1
Mayo.	57,2
Junio.	58,3
Julio.	59,4
Agosto.	60,6
Septiembre.	61,7
Octubre.	62,8
Noviembre.	63,9
Diciembre.	65

Si PGN < PRGN, el importe de la cuantía unitaria diaria del ajuste, Yi, será nulo en el referido horizonte de programación.
A estos efectos, MIBGAS, facilitará al operador del mercado eléctrico y a los operadores del sistema el precio de gas natural PGN a aplicar el día D antes de las 9:45 del día D-1.»

IV. DISEÑO DEL MERCADO

IV. Diseño del mercado (ERM)
Objetivos de la Propuesta

La Comisión Europea ha presentado su **propuesta para la reforma de mercado de electricidad de la UE para impulsar las energías renovables, proteger mejor a los consumidores y mejorar la competitividad industrial.**

Esta propuesta tiene como objetivos:

- **acelerar el aumento de las energías renovables** y la **eliminación progresiva del gas**,
- **hacer que las facturas de los consumidores dependan menos de la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles**,
- **proteger mejor a los consumidores** frente a futuras subidas drásticas de los precios y posibles manipulaciones de mercado, y
- **lograr que la industria de la UE sea limpia y más competitiva.**

Antes de su entrada en vigor, esta propuesta deberá ser debatida y aprobada por el Parlamento Europeo y el Consejo. Posteriormente deberá ser implementada a nivel nacional.

- Fast-track EC consultation and proposal
- EP & Council positions
  - EP: S&D to lead on the file
  - Council: to be negotiated under Swedish & Spanish presidencies

IV. Diseño del mercado (ERM)
Elementos principales de la Propuesta

CfDs[1]

- Es un esquema de apoyo voluntario para nuevas inversiones en generación eólica, solar, geotérmica, hidráulica fluyente y nuclear, así como en repowering, ampliación de instalaciones existentes y extensión de vida útil de instalaciones existentes.
- Los ingresos a los que den lugar los CfDs se trasladan por igual a toda la demanda
- No deben afectar a la señal de precio que reciben los consumidores ni a la actividad de comercialización.

PPAs

- La propuesta apoya el desarrollo y la eliminación de barreras como el riesgo de contraparte de los tomadores, incluyendo esquemas de garantías.
- En este reglamento se refiere a los PPA como a contratos donde un cliente adquiere electricidad a un productor en condiciones de mercado.

Mercados organizados a plazo

- La propuesta establece la creación de **virtual hubs**: mercados que abarcan más de una zona de oferta, para incrementar la liquidez de los mercados a plazo (España es una zona de oferta).
- Si no hay liquidez suficiente en los mercados a plazo, los estados podrían tomar medidas adicionales tras consultar a la autoridad financiera, como el **market maker[2]**

(1) CfDs: Contratos por diferencia
(2) Market maker: cuando un participante del mercado está obligado a realizar ofertas de compra y de venta en un mercado, bien por imposición del regulador o bien de forma voluntaria y remunerada.

IV. Diseño del mercado (ERM)
Elementos principales de la Propuesta

Objetivos de flexibilidad

- **Evaluación de la flexibilidad necesaria** (estacional, diaria y horaria) por parte de las Autoridades reguladoras en base a la información proporcionada por los gestores de red de transporte y distribución (con datos y metodología previamente aprobada por ACER).
- Objetivos nacionales indicativos de gestión de la demanda y almacenamiento fijados por los Estados miembros en base a la evaluación señalada anteriormente.

Mecanismo apoyo Almacenamiento y gestión de la demanda

- Mecanismos de apoyo específicos para nuevas inversiones en gestión de la demanda y el almacenamiento. No incluye el mercado de capacidad como parte del diseño de mercado que sigue siendo ayuda de Estado; propone un mecanismo para el almacenamiento.
- Si el Estado miembro cuenta con mecanismo de capacidad , deberá promover la participación de la demanda y del almacenamiento incorporando criterios adicionales en el diseño del mecanismo de capacidad.
- Si dichas medidas son insuficientes o en caso de que el Estado miembro no cuente con mecanismo de capacidad, podrá aplicar un mecanismo específico (independiente del mecanismo de capacidad).
- Entre los elementos de diseño del mecanismo señala que se requerirá un nivel mínimo de participación en el mercado en base a las características técnicas del almacenamiento y de la gestión de la demanda.

Peak Shaving product

- **Producto ahorro demanda pico peak shaving product**) exclusivo para la demanda que podrá ser desarrollado por los operadores del sistema para reducir el consumo en horas pico con baja producción renovable.

IV. Diseño del mercado (ERM)
Elementos principales de la Propuesta

Comercializadores

- **Obligación de los comercializadores de ofrecer precio fijo** de duración de al menos 1 año.
- **Transparencia** en la información contractual.
- Comercializadores con **cobertura adecuadas** acordes a su portfolio. En los casos en que el mercado a plazo sea líquido, podrán establecerse obligaciones de cobertura por un porcentaje de contratos por parte de los Estados miembros.
- **Suministrador de último recurso** para asegurar continuidad de suministro en caso de quiebra de la comercializadora

Precios regulados y prohibición desconexión vulnerables

- **Precios regulados por debajo de costes en caso de crisis declarada por la Comisión Europea**, para domésticos y PYMESy por una cantidad de energía limitada
- Se obliga a compensar a las comercializadoras que suministren por debajo de costes. Todas las comercializadoras serán elegibles para proporcionar dichos precios.
- Condiciones crisis predefinidas: precios mayoristas (x 2,5 media de los últimos 5 años con previsión se mantenga durante 6 meses + precios a consumidor final se incrementan en más de un 70%).
- **Prohibición de desconectar a consumidores vulnerables**.

Energy sharing y posibilidad de cotar con más de un contrato

- Todos los consumidores residenciales, PYMES y administraciones públicas podrán compartir energía asociada a instalaciones renovables sin límite de distancia en dentro de la misma zona de oferta (p.e. en toda España), sin perjuicio de que se apliquen los impuestos y peajes correspondientes.
- Los consumidores podrán tener más de un suministrador para lo que tienen derecho a tener más de un punto de medida y de facturación.

IV. Diseño del mercado (ERM)
Resumen de la propuesta

Resumen de la propuesta:

- La propuesta se enfoca en construir sobre el modelo de mercado europeo actual, sin realizar reformas radicales.
- **No incluye medidas retroactivas** que puedan afectar a la generación existente; los CfDs son voluntarios y no contempla CfDs para generación existente salvo para renovaciones o ampliaciones de instalaciones existentes y extensión de su vida útil.
- **Se recogen muchas propuestas** para reconocer el valor de los PPAs y eliminar algunas barreras.
- **No contempla que las medidas de intervención sobre la generación** sean parte del diseño de mercado (como el cap a las inframarginales o el cap al gas)**, pero sí permite precios regulados por debajo de coste en caso de crisis declarada por la CE, compensando a los comercializadores.**
- **No incluye el mercado de capacidad como parte del diseño de mercado, pero sí que propone un mecanismo parecido para el almacenamiento**.
- Si no hay liquidez sufriente en los mercados a plazo, los estados podrían tomar medidas adicionales tras consultar a la autoridad financiera, como obligaciones de market maker.
- La definición de promoción de flexibilidad no excluye ninguna tecnología pero prioriza a las que no usen combustibles fósiles

COGEN EUROPA: Pide que se integre el sistema eléctrico y térmico y que se considere la CHP como una tecnología integradora de ambos sistemas

V. INCENTIVOS PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD Y CALOR RENOVABLE EN SUSTITUCIÓN DE COMBUSTIBLES FÓSILES

V. INCENTIVOS PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD Y CALOR RENOVABLE EN SUSTITUCIÓN DE COMBUSTIBLES FÓSILES

Según info. actualizada, la línea de ayudas saldrá según lo ultimo comentado, con alguna variación mínima. Su previsión es que se publicara dentro de un mes aprox. (mediados/ finales de Mayo).

ALEGACIONES PRINCIPALES	
1 Permitir participar plantas sin RO	Este tema es muy complicado, por ser el objeto de las ayudas principalmente la disminución de costes al sistema, lo cual se argumenta no se puede eliminar ya que entraría con otros fondos que también buscan como objetivo la descarbonización industrial.
2 Permitir incentivos parciales -hibridaciones- (por RIPRES, o equipos de generación dados de baja)	Complicado, por la complejidad jurídica que implica la diversidad de permisos existentes, además de la dificultad de coordinar con los recursos en curso. No obstante, se ha vuelto a insistir en su necesidad, para hacer una evolución progresiva en la integración de tecnologías (y por incluir no solo plantas pequeñas y medianas).
3 Permitir seguir cobrando ROs en algunas tecnologías (parciamente al menos: p.e residuos)	Sin comentarios. Muy complicado, y sigue sin avance.
4 Plazos de puesta en marcha (48 meses y/o Junio 2026)	Los plazos máximos siguen pendiente análisis. Ver nota con el calendario tentativo previsto (*).
5 Ayudas superiores a 50 M€	Con buenas perspectivas de incremento significativo, condicionado por el objetivo de que se mantenga la competencia en el concurso. Se mantiene el limite del Reglamento esencial de categorías (**).

(*) Planificación tentativa: Para primavera sacar la Orden (MITERD), y 1 semana más tarde la resolución (CNMC). Y en 6 meses aprox. tener la propuesta de adjudicación (que incluye plazo de subsanaciones).
(**) https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014R0651&from=es

V. INCENTIVOS PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD Y CALOR RENOVABLE EN SUSTITUCIÓN DE COMBUSTIBLES FÓSILES

OTRAS ALEGACIONES		
1	**Compatibilidad otras subvenciones (subastas renove,..)**	Se aplicará la regulación vigente. Muestran receptividad a la petición de poder seguir cobrando el RO hasta la puesta en marcha (PEM).
2	**Participar ESEs**	Sin comentarios (por analizar internamente CE criterios de subrogación -o subcontratación-).
3	**No limites horas de funcionamiento**	No ven cambiarlo. Alegan que muchas plantas llevan muchos años sin funcionar.
4	**Poder usar equipos existentes (renovables o no) y no puntuar desmantelar (no elegibles) y así mantener el acceso y conexión**	Sin comentarios. Lo revisarán. Reiteran que no es obligatorio desmantelar, para no perder el acceso y conexión. Lo revisarán, pero no ven cambiar el RD de acceso y conexión.
5	**80% capacidad nominal de proyecto, no de operación (no encaja en biogás,...)**	Se comprueba una única vez tras la PEM que se ha ejecutado la inversión de proyecto. No hay inspecciones posteriores en operación.
6	**Como se ofertan y valoran varios proyectos en una misma instalación (PES)**	Sin comentarios. Lo están revisando internamente.
7	**Proyectos por sociedad o grupo empresarial**	Lo tienen claro. Por sociedad.
8	**Meter otras tecnologías (H2, biomasa en todos los estados, FV+Acc+CE, syngas de biogasificación y reactores supercríticos)**	En general se mantiene la idea de aceptarán todas las propuestas (acumulación y/o caldera eléctrica y PPA eléctricos renovables, syngas,…..) , y con receptividad a incluir el H2.
9	**Incluir cultivos, y específicamente de alternancia**	Sin comentarios.
10	**Como medir la ET en purines (825 Kcal/Kg) y poder aumentar la capacidad de tratamiento (no elegible) y VUR**	Lo revisarán.
11	**No perder garantías si no dan ampliación acceso**	Sin comentarios.
12	**Aclarar mantener <95% de EP**	Lo tienen que analizar
13	**Biomasa: poner criterios de inversión por Energía Térmica y no por Energía Eléctrica**	Tienen que revisar internamente el concepto, pero se arrastran valores de otros esquemas de ayudas.

VI. PROPUESTA DE ORDEN (Y RD) DE SUBASTAS DE COGENERACIÓN

VII. PROPUESTA DE ORDEN (Y RD) DE SUBASTAS DE COGENERACIÓN

TEMAS PENDIENTES

Tras consulta metodología

a. Su intención es definir la nueva metodología **(Junio 2023)** y luego sacar la subasta de cogeneración **(Dic. 2023)**

b. Los temas relevantes pendientes de definir, que el Ministerio ha tomado nota de las recomendaciones de la CNMC y de las peticiones del sector:

   I. Autoconsumo: por definir si acepta el mantener el Todo-Todo con autoconsumo mínimo vía PPAs.
   II. Definición de planta nueva y renovada.
   III. Cupos: Tamaños (biomasa nueva -y renovaciones si entran- y criterios de competencia sobreoferta del 20%)
   IV. VUR (10-13 años)
   V. Penalizaciones: aclarar criterio de doble penalidad
   VI. Lista de equipos elegibles

SUBASTA DEL RENOVE Y PLAN DE AYUDAS PARA INTRODUCUIR LAS RENOVABLES EN COGENERACIÓN SON MECANISMOS COMPLEMENTARIOS .

VII. REDES CERRADAS

VII. REDES CERRADAS: Situación Post nvío Consejo De Estado

Emitido informe del Consejo de Estado

El pasado mes de Febrero el Miterd se mandó al Consejo de Estado el REAL DECRETO POR EL QUE SE DESARROLLA EL PROCEDIMIENTO Y LOS REQUISITOS QUE DEBERÁN CUMPLIRSE PARA EL OTORGAMIENTO DE LA AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA DE LAS **REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CERRADA.**

- Este RD es importante para el sector de la cogeneración para que las cogeneraciones con redes interiores actuales (y futuras) puedan integrarse dentro de las redes cerradas, como un caso particular.
- Uno de cambios más relevantes en la última versión ha sido la inclusión explicita del autoconsumo, donde precisamente la cogeneración tendría cabida, y con ello las redes interiores asociadas:

  "24. Los consumidores acogidos a una red de distribución de energía eléctrica cerrada tendrán derecho a realizar autoconsumo en las mismas condiciones que el resto de los consumidores, excepto en lo relativo a las particularidades introducidas por este real decreto."

- El plazo para alegaciones terminó el pasado 28 de Febrero, y a el se presentaban alegaciones de índole estrictamente jurídicas.

Emitido informe del Consejo de Estado

TEMAS SECTORIALES EN LOS QUE SE ESTA TRABAJANDO:

- **INADECUADA DEFINICIÓN DE CONSUMIDOR INDUSTRIAL** (artículo 3.1.a de la Propuesta de RD):
  - *Necesidad de inclusión de los CNAES del Grupo D (Para suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado)*
  - *Necesidad de inclusión de los CNAES Grupo E (Para suministro de agua, actividades de saneamiento, gestión de residuos y descontaminación)*
- Definición de la integración y la exigencia de que más del **50% DEL CONSUMO ELÉCTRICO** anual sea realizado por los consumidores industriales (art. 3.1.c de la Propuesta de RD).
- **REDES INTERIORES PREEXISTENTES**: procedencia de una norma de derecho transitorio que establezca particularidades procedimentales.
- **CONEXIÓN ÚNICA CON EL DISTRIBUIDOR**: No es justificable la necesidad de que las acometidas que pueda tener la red cerrada con una red de distribución deban hacerse a la red de un único distribuidor. La existencia de más de un distribuidor depende de la zona.
- **CAUSAS DE REVOCACIÓN**: deben estar relacionadas con causas atribuibles al consumidor, al gestor de la red de distribución o al título.

VIII. OTROS TEMAS REGULATORIOS

VIII. Otros temas regulatorios
Estatuto de Consumidores Electrointensivos

El Consejo de estado ha compartido (lunes 17 de abril) los documentos que modifican el **Proyecto de Real Decreto por el que se modifica el Real Decreto 1106/2020**, de 15 de diciembre, por el que se regula **el Estatuto de Consumidores Electrointensivos**

Documentación aportada:

- Concesión de audiencia de dos días hábiles (hasta el miércoles 19 de abril)
- Nota explicativa con las diferencias de esta nueva versión
- Nuevo texto de propuesta de Real Decreto
- MAIN del nuevo texto de propuesta de Real Decreto

VIII. Otros temas regulatorios
Cumplimiento criterios de sostenibilidad RD 376/2022

Cumplimiento de los criterios definidos en el Real Decreto 376/2022 (certificación de biocarburantes, bioliquidos y biomasa como sostenibles)

Nota aclaratoria de la Oficina de Liquidación de Régimen Específico de la CNMC referente al cumplimiento de los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de las instalaciones de los grupos b.6, b.7, b.8 y c.2 que utilicen como combustible principal biolíquidos, biogás o combustibles sólidos de biomasa definidos en el Real Decreto 376/2022

- **Para la energía generada con anterioridad al 1 de enero de 2023** se aplica lo dispuesto en la disposición transitoria decimoctava del RD 413/2014 (añadido por el RD 376/2022) y deberán cumplir dos hitos para evitar una minoración de la retribución:
  - Hito 1: declaración responsable en la que se manifieste que se ha suscrito con anterioridad al 30 de junio de 2022 un compromiso de adhesión con un sistema voluntario reconocido por la Comisión Europea.
  - Hito 2: declaración responsable en la que se manifieste que antes del 30 de septiembre de 2022 se ha certificado la instalación de generación de energía eléctrica bajo un sistema voluntario reconocido por la Comisión Europea.
- Esta reducción, denominada como coeficiente "k", se aplicará en función del cumplimiento o no de los hitos anteriores.

VIII. Otros temas regulatorios
Cumplimiento criterios de sostenibilidad RD 376/2022

- **Para la energía generada a partir del 1 de enero de 2023** se aplica lo indicado en el artículo 33 bis del RD 413/2014 (añadido también por el RD 376/2022), que establece que los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico de una instalación correspondientes a determinado año se ajustarán en función del porcentaje del combustible principal utilizado en dicho año que no acredite el cumplimiento de los criterios citados en el apartado anterior. Dichos ingresos anuales se reducirán proporcionalmente, multiplicando su valor por el coeficiente "K" que se calculará como sigue:

$$K = \frac{Energía\ procedente\ del\ combustible\ principal\ acreditado}{Energía\ procedente\ del\ combustible\ principal}$$

  - ***Energía procedente del combustible principal acreditado***: es la energía primaria del combustible principal que haya acreditado el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de acuerdo con lo previsto en el título I del Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables.
  - ***Energía procedente del combustible principal***: se corresponde con el 90 por ciento de la energía primaria utilizada, en los grupos b.6, b.7 y b.8; y del 70 por ciento de la energía primaria utilizada, en el grupo c.2. En ambos casos, medida por el poder calorífico inferior.
- La Oficina de Liquidación de Régimen específico informa en el correo de que, **de forma provisional**, hasta que se revise el cumplimiento de los requisitos de sostenibilidad de los combustibles utilizados, **el coeficiente 'K' tomará el valor 1**. La documentación acreditativa de dicho cumplimiento deberá remitirse antes del 31 de marzo de 2024.

VIII. Otros temas regulatorios
Cumplimiento criterios de sostenibilidad RD 376/2022

Análisis preliminar realizado por Global Factor

"En el momento en el que una instalación EU ETS consume un combustible bio del que tiene que acreditar la sostenibilidad (origen sostenible y/o reducción de emisiones) y no consigue hacerlo (bien porque el bio no es sostenible o porque no se puede acreditar la sostenibilidad en toda la cadena de valor del combustible), tendrá que aplicar un factor de emisión para esa bio como si fuera un combustible fósil.

De esta forma, si una instalación tiene, por ejemplo, 4 proveedores de biomasa y uno de ellos no se certifica, la instalación deberá de buscar otro proveedor certificado si no quiere pagar por los derechos de emisión asociados a este consumo de bio. La cuestión es que la disponibilidad de biomasa, muchas veces, no es tanta como para poder cambiar de proveedor.

Por ende, para las instalaciones afectadas por el EU ETS, consumir biomasa no certificada como sostenible supone una penalización importante asociada a la compra de derechos.

Además, no certificar la biomasa consumida lleva también a una reducción en la prima, por lo que estamos ante una doble penalización: (1) más gasto en derechos y (2) menos prima

Este tipo de situaciones, tienen un efecto desincentivador del consumo de biomasa y va en contra de los objetivos finales perseguidos de descarbonización de los sectores de actividad."

VIII. Otros temas regulatorios
Sistema de Certificados de Ahorro Energético (CAEs)

Real Decreto 36/2023 por el que se establece un sistema de CAEs para cumplir con las obligaciones de eficiencia energética. **En vigor desde el 26 de enero de 2023**

- Los CAEs se obtendrán como contraprestación a la realización de actuaciones de ahorro y eficiencia energética y serán voluntarios y alternativos al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE).
- Mediante Orden Ministerial (OM) se establecerá un catálogo de medidas estandarizadas, que incorporará el número de CAEs generados por cada actuación (pendiente de publicación).
- Anualmente se publicarán mediante OM las obligaciones máximas de ahorro que los sujetos obligados podrán cumplir mediante CAEs[1], así como la previsión de obligaciones máximas para los dos años siguientes. En caso de no presentar CAEs suficientes, se deberá cubrir toda la obligación vía aportaciones al FNEE.
- Se establece la figura del sujeto delegado, que podrá asumir parte o todos los objetivos de ahorro de un sujeto obligado con el que firme un acuerdo privado. Las obligaciones adquiridas únicamente las podrá cumplir mediante CAEs.

(1) La propuesta de aportaciones al FNEE en 2023 establece que al menos el 60% de las obligaciones se deberán cumplir mediante aportaciones al FNEE.

VIII. Otros temas regulatorios
Sistema de Certificados de Ahorro Energético (CAEs)

Continuación

- Se regula un mecanismo de subastas que permita a la Administración subastar necesidades de ahorro energético con cargo al FNEE. Estas necesidades de ahorro solo podrán ser adquiridas por los sujetos delegados.
- Los CAEs se verificarán ante un ente independiente y se registrarán en una plataforma del Ministerio, donde podrán liquidarse (para cumplir con las obligaciones de eficiencia) o comercializarse.
- Los CAEs aplicables a los objetivos de un año se deberán liquidar antes del 31 de diciembre de ese año. No obstante, durante los tres primeros años desde la entrada en vigor del RD, se permitirá liquidar CAEs no más tarde del 1 de marzo del año siguiente, siempre y cuando se hayan solicitado antes del 1 de diciembre.
- La validez de los CAEs es de 3 años desde que se realiza la actuación. Sólo se podrán obtener CAEs por actuaciones ejecutadas con posterioridad a la entrada en vigor del RD y hasta el 1 de enero de 2031.
- Queda pendiente el desarrollo reglamentario de las subastas y del contenido mínimo del contrato privado con los sujetos delegados, entre otros.

Video de la jornada a través del siguiente enlace: *https://www.youtube.com/watch?v=kcv5uF9hB1o*

Presentación adjunta enviada por correo el 22 de marzo

VIII. Otros temas regulatorios
Sistema de Certificados de Ahorro Energético (CAEs)

Sistema de Certificados de Ahorro Energético (CAEs). Aclaración del MITECO

El artículo 69 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia establece que a los sujetos obligados (SO) se les asigna una cuota anual de ahorro energético de ámbito nacional, denominada obligaciones de ahorro. Esta obligación de ahorro se expresa en GWh/año.

Por su parte, el artículo 6 del Real Decreto 36/2023, de 24 de enero, por el que se establece un sistema de Certificados de Ahorro Energético, dispone que aquellos sujetos obligados que quieran cumplir parte de su obligación mediante la liquidación de CAE, deberán liquidarlos a más tardar el 31 de diciembre de cada año, bien directamente o bien a través de un sujeto delegado. El artículo 2 del referido real decreto define Certificado de Ahorro Energético (CAE) como el documento electrónico que establece el reconocimiento fehaciente del ahorro anual de consumo de energía final derivado de una actuación de eficiencia energética.

Por tanto, **los SO que hagan frente a sus obligaciones anuales con la liquidación de CAE lo harán en la misma unidad en la que se establece la obligación, es decir, en ahorros/año**.

Por esta razón, tanto en actuaciones estandarizadas como en actuaciones singulares del Sistema de CAE únicamente se tendrá en cuenta el ahorro en energía final conseguido en un año, no el ahorro acumulado a lo largo de la vida útil de la actuación.

Sistema de Garantías de Origen de gases renovables

Se encuentran disponibles las funcionalidades básicas del Sistema de Garantías de Origen de gases renovables, lo que constituye el segundo hito de la puesta en marcha del Sistema, tal y como se establece en el Plan de + Seguridad Energética (+SE) del Gobierno.

Las nuevas funcionalidades son:

- Expedición de GdO
- Transferencia de GdO
- Actualización del subperfil de tenedor a consumidor o suministrador
- Nueva información en la página web: se incluye el apartado de información general y mapa de instalaciones

Acceso a la plataforma: www.gdogas.es.

Enagás continúa trabajando en los desarrollos informáticos de la plataforma. El próximo hito será la redención de las garantías de origen de los gases renovables, que estará disponible en la plataforma en abril de 2023.

VIII. Otros temas regulatorios

- **TUR Gas 2T 2023**
- **OM por la que se establecen las aportaciones al Fondo Nacional de Eficiencia Energética para 2023**
  - **Contempla la posibilidad de cumplir de forma voluntaria hasta el 40% de la obligación anual de ahorro mediante CAEs en el Q3 y Q4 2023**
  - **Son sujetos obligados los comercializadores de electricidad y gas y los operadores de productos petrolíferos** de forma proporcional a sus ventas en 2021 (año n-2).
  - Los cálculos se realizan sobre la base de las ventas de energía final declaradas por cada empresa y se añaden correcciones de años anteriores. Al ser energía final, se excluyen los consumos de gas en generación y cogeneración.
- **Decisión de ACER sobre el European Resouce Adequacy Assessment (ERAA) 2022**

ACER ha decidido no aprobar ni enmendar el ERAA 2022 presentado por ENTSOE, que mostraba la necesidad de un mecanismo de capacidad en España, por dos razones:

1. porque el estudio de ENTSOE no se ajusta en su totalidad a la metodología de ACER (por no considerar adecuadas ciertas implicaciones o desviaciones de la metodología)
2. porque reconoce que no es factible que ENTSOE modifique el análisis en plazo por la complejidad que conlleva.

En relación con la valoración realizada por ACER, hay que destacar:

- ACER considera que el informe de ENTSOE **subestima la seguridad de suministro** al considerar que la crisis energética llevará asociada una reducción de demanda, una aceleración en cuanto al despliegue de renovables y un nuevo diseño de mercado que impactarán en el sistema eléctrico.
- ACER considera que el ERAA 2022 **subestima ciertos ingresos** que pueden obtener los generadores (es decir, ACER considera que el denominado "*missing money*" estimado por ENTSOE es superior al real).

VIII. Otros temas regulatorios europeos

- **Reglamento Delegado (UE) 2023/807 de la Comisión de 15 de diciembre de 2022 relativo a la revisión del coeficiente de energía primaria para la electricidad en aplicación de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo.**

  Para el ahorro en kWh de electricidad, los Estados miembros podrán aplicar un coeficiente por defecto de 1,9 o definir según su criterio un coeficiente distinto, siempre que puedan justificarlo

- **Green Deal Industrial Plan y Comunicación Banco Europeo de H2 Verde**

- **Directiva de Eficiencia Energética**

  El Parlamento, el Consejo y la Comisión Europea han llegado a un **acuerdo final** sobre la nueva **Directiva de Eficiencia Energética**. El texto deberá ser ratificado por el Parlamento y el Consejo Europeo para que posteriormente se publique en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) y entre en vigor.

- **Acuerdo Directiva de Renovables EU**

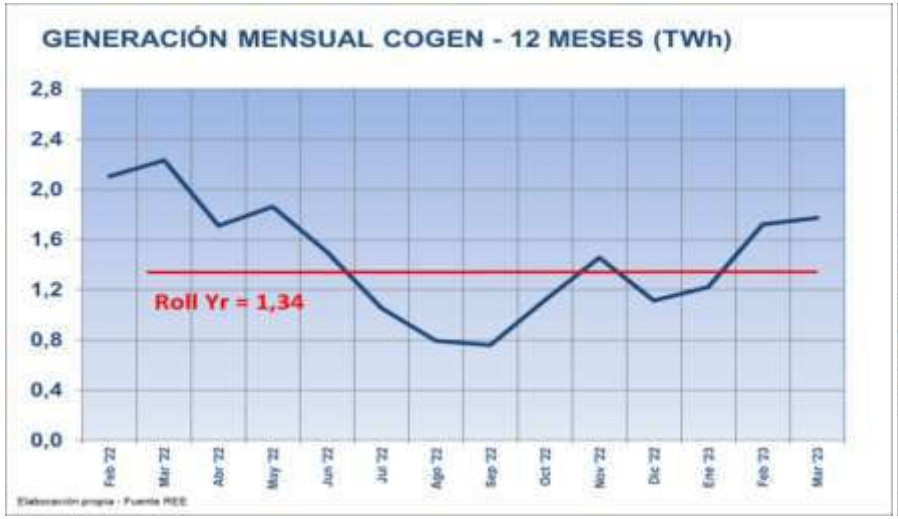
  El 29/03 se cerró el acuerdo de la **Directiva de renovables** (RED3) en el último Trílogo previsto.

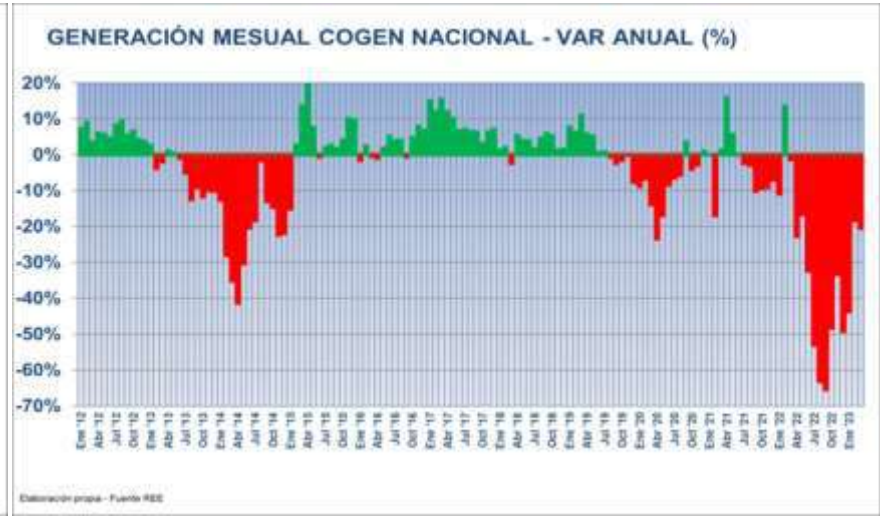
  Objetivo RES 2030: 42,5% + 2,5% adicional indicativo

  Biomasa: los criterios de sostenibilidad son más estrictos.

IX. CIERRE DE MARZO 2023 Y SITUACIÓN DEL SECTOR

IX. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución producción nacional cogeneración REE





Actualizado mar '23 (REE cierre mar '23)

mar ’23(*) vs. máximos hist.

-39,2% Energía mensual 1,77 vs. 2,92 TWh (ene 2013)

-5,7 pts Participación mensual en mix 7,4 vs. 13,1% (May 2013)

-5,7 pts Participación anual en mix 5,7 vs. 11,5% (2012)

(*) 2023 año móvil

IX. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución producción nacional Cogeneración REE (II)

Actualizado mar '23
(REE cierre mar '23)

Mensual mar '23 vs. mar '22

-20,5% Energía
1,77 vs. 2,23 TWh
=> -0,46 TWh

-2,4 pts Participación en mix
7,4% vs. 9,8%

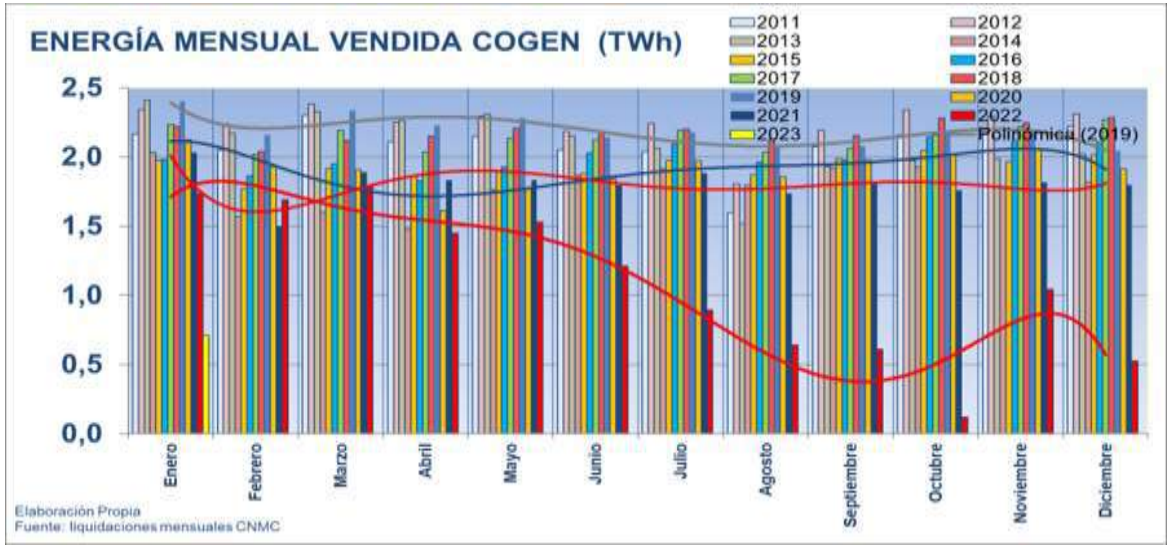
Anual '22 vs. máx año móvil

-50,9% Energía
16,08 vs. 32,76 TWh

-7,4 pts Participación en mix
5,7% vs. 13,1%

IX. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución liquidación cogeneración CNMC

Datos de liquidación 1/23



Comparación 2023 vs. 2022 (año móvil)

-59,1% Energía vendida (0,71 TWh vs. 1,74 TWh) (*)

-27,7% Retribución Ri anual (31,4 M€ vs. 43,5 M€)

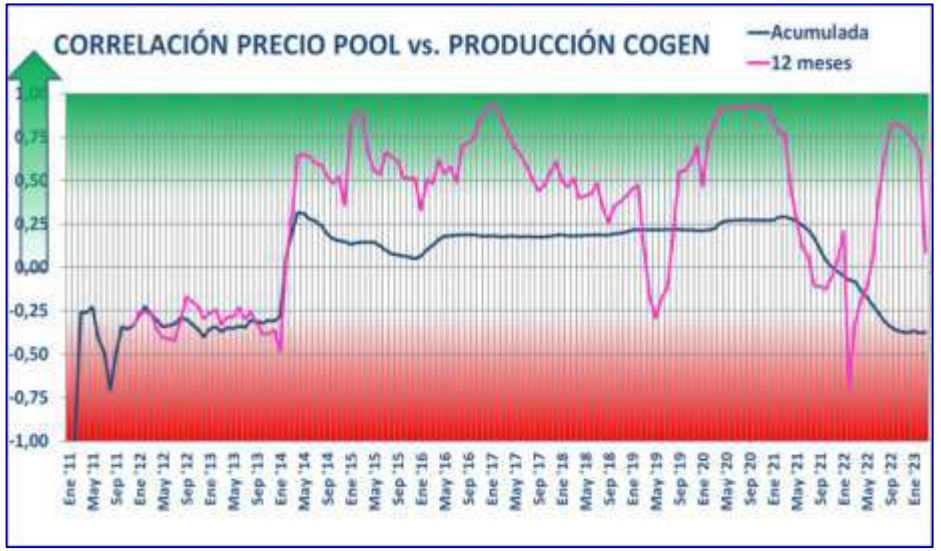
-33,8% Retribución Ro anual (440,0 M€ vs. 665,1 M€)

-33,5% Retribución Total anual (471,4 M€ vs. 708,5 M€)

(*) Energía vendida distorsionada por el mecanismo de topado del gas al que parte de las instalaciones siguen acogidas

IX. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución liquidación Cogeneración CNMC (II)

Datos de liquidación 13/22



Actualizado dic '22 (CNMC Cuadros dic '22 y liquid. 1/23)

2023 (*) vs. 2013

-36,0%	Energía vendida (16,08 TWh vs. 25,12 TWh)
-38,8%	Potencia primada (**3,34** GW vs. 5,46 GW)
26,1%	Potencia NO OPERATIVA (**1,437 de 5,502** MW)
42,9%	Instalaciones NO OPERATIVAS (**405 de 944**)

(*) Año móvil

IX. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución del parque de Cogeneración

No hay nuevos datos publicados por CNMC

TODAS LAS PLANTAS	POTENCIA INSTALADA (MW)											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	DIF '22-'21	DIF '22-'13
REGISTRADA	5.979	6.089	6.102	5.997	5.757	5.640	5.651	5.612	5.554	5.502	-52	-477
NO OPERA ÚLTIMOS 12 MESES (TIPO I)	182	91	582	140	24	56	23	32	236	119	-117	-63
NO OPERA ÚLTIMOS 24 MESES (TIPO II)	30	1.172	86	429	27	17	41	26	10	231	222	201
NO OPERA ÚLTIMOS 36 MESES (TIPO III)	259	n/d	1.034	969	1.214	1.076	1.115	1.107	1.046	1.086	40	827
NO OPERA EN CONTÍNUO	471	1.263	1.702	1.538	1.264	1.150	1.180	1.165	1.292	1.437	145	966
OPERANDO EN CONTÍNUO	5.508	4.826	4.400	4.459	4.493	4.490	4.471	4.447	4.262	4.065	-197	-1.443
% no opera de forma contínua	7,9%	20,7%	27,9%	25,6%	22,0%	20,4%	20,9%	20,8%	23,3%	26,1%		
% no operativo últimos +12 meses	3,0%	1,5%	9,5%	2,3%	0,4%	1,0%	0,4%	0,6%	4,3%	2,2%		
% no operativo últimos +24 meses	0,5%	19,2%	1,4%	7,1%	0,5%	0,3%	0,7%	0,5%	0,2%	4,2%		
% no operativo últimos 36 meses	4,3%	n/d	16,9%	16,2%	21,1%	19,1%	19,7%	19,7%	18,8%	19,7%		

Nota.- Ficheros CNMC detalle sólo disponibles desde Ago'13. Datos cierre 2014 para Tipo I no disponibles y para Tipo II incompletos.
Nota.- En el cierre de 2014 los datos del Tipo II incluyen también los del Tipo I (según nota anterior)

TODAS LAS PLANTAS	NÚMERO DE INSTALACIONES											
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	DIF '22-'21	DIF '22-'13
REGISTRADA	996	1.060	1.064	1.056	1.023	1.011	1.005	983	960	944	-16	-52
NO OPERA ÚLTIMOS 12 MESES (TIPO I)	24	27	117	24	12	15	14	19	20	36	16	12
NO OPERA ÚLTIMOS 24 MESES (TIPO II)	8	280	26	100	17	8	11	15	9	13	4	5
NO OPERA ÚLTIMOS 36 MESES (TIPO III)	76	n/d	266	278	339	342	344	346	336	356	20	280
NO OPERA EN CONTÍNUO	108	307	409	402	368	365	369	380	365	405	40	297
OPERANDO EN CONTÍNUO	888	753	655	654	655	646	636	603	595	539	-56	-349
% no opera de forma contínua	10,8%	29,0%	38,4%	38,1%	36,0%	36,1%	36,7%	38,7%	38,0%	42,9%		
% no operativo últimos +12 meses	2,4%	2,5%	11,0%	2,3%	1,2%	1,5%	1,4%	1,9%	2,1%	3,8%		
% no operativo últimos +24 meses	0,8%	26,4%	2,4%	9,5%	1,7%	0,8%	1,1%	1,5%	0,9%	1,4%		
% no operativo últimos 36 meses	7,6%	n/d	25,0%	26,3%	33,1%	33,8%	34,2%	35,2%	35,0%	37,7%		

Actualizado dic '22 (CNMC Cuadros dic '22)

2022 vs. 2021

52 MW — Potencia dada de baja en registro en 2022

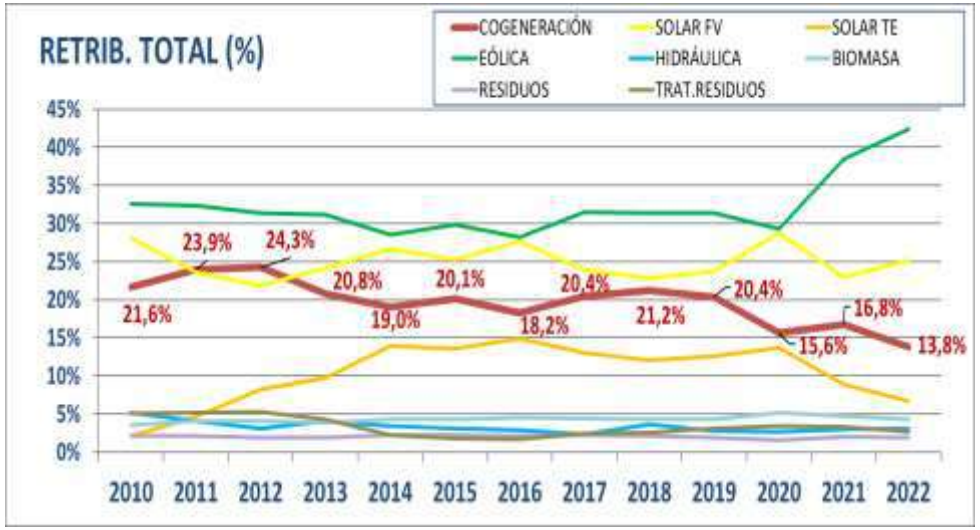
145 MW — Potencia adicional que no opera en continuo en 2022

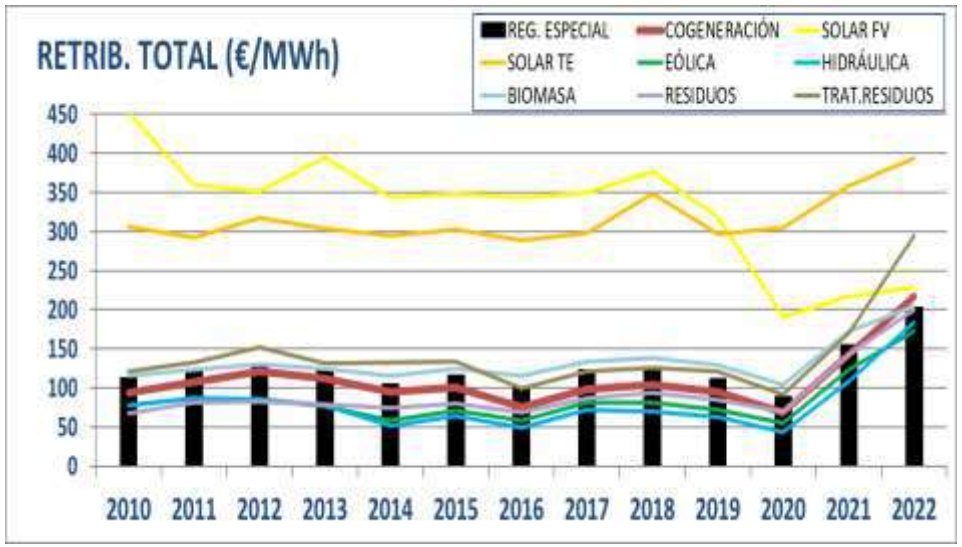
1,437 MW — Potencia que no opera en continuo (26,1%)

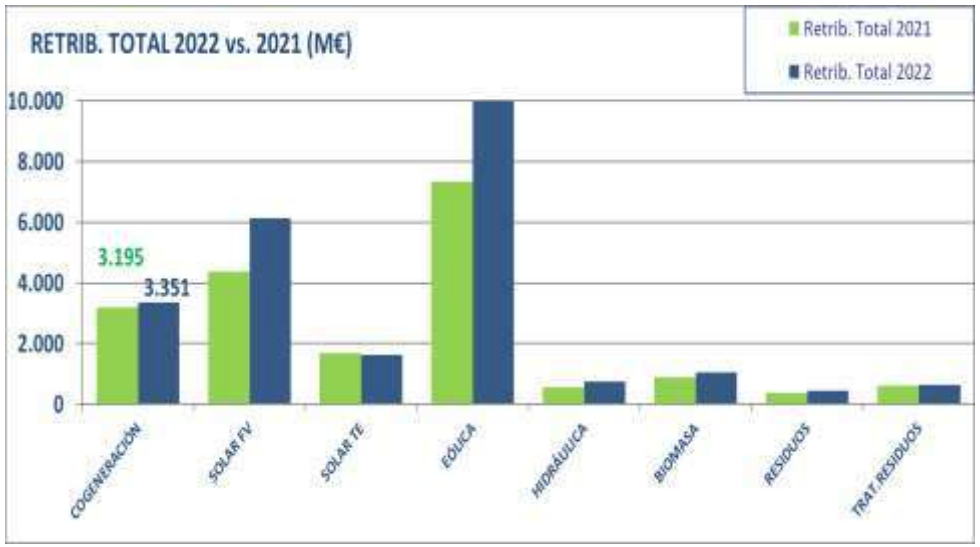
405 — Instalaciones que no operan en continuo (42,9%)

IX. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución de la retribución total cogeneración

No hay nuevos datos publicados por CNMC





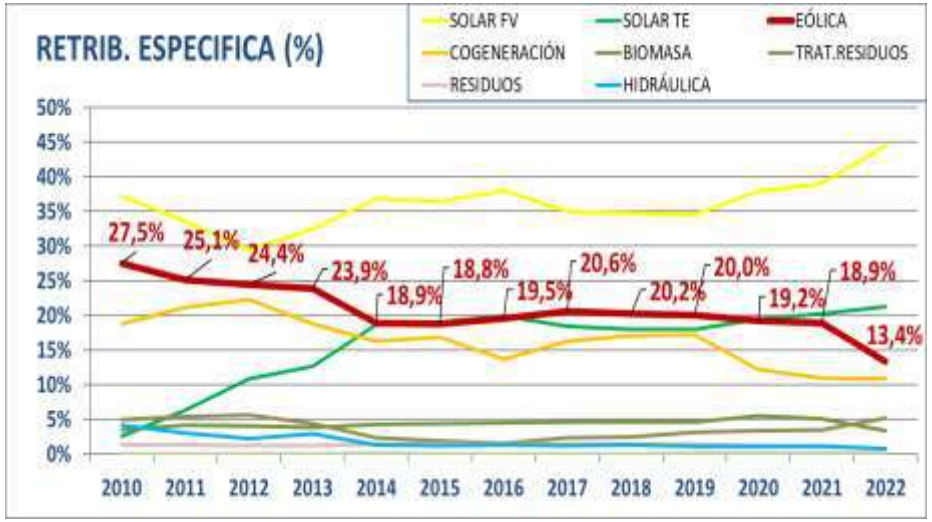


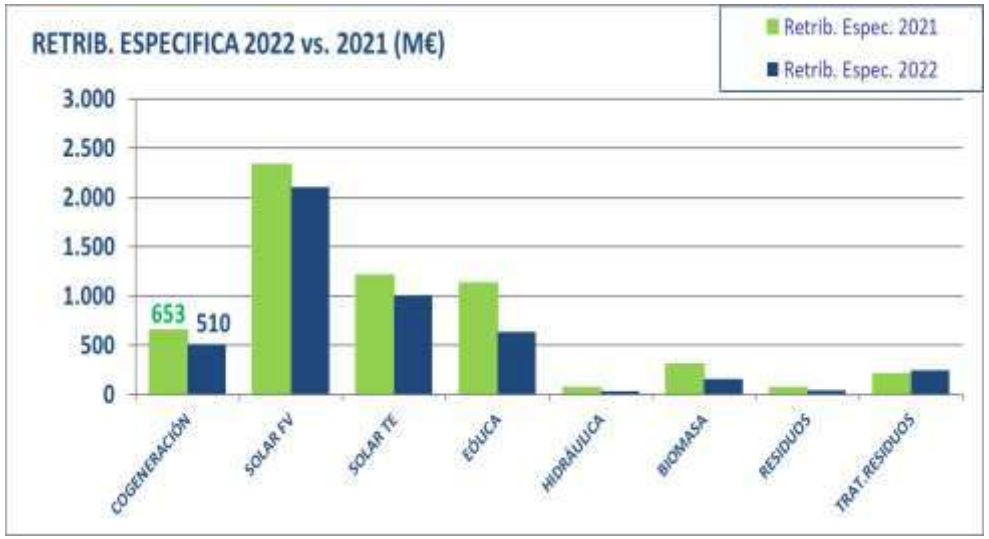
Actualizado dic '22 (Cuadros dic '22)

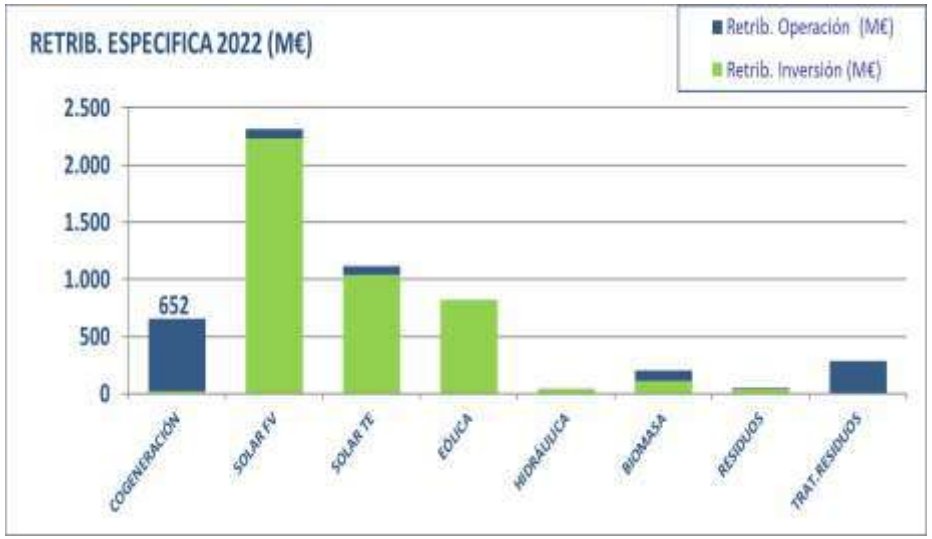
Nota.- 2022 incluye datos hasta diciembre

IX. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución de la retribución específica cogeneración

No hay nuevos datos publicados por CNMC





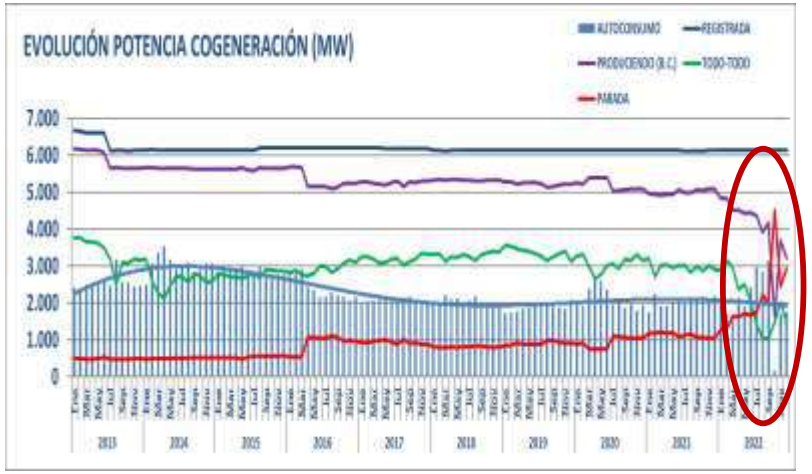


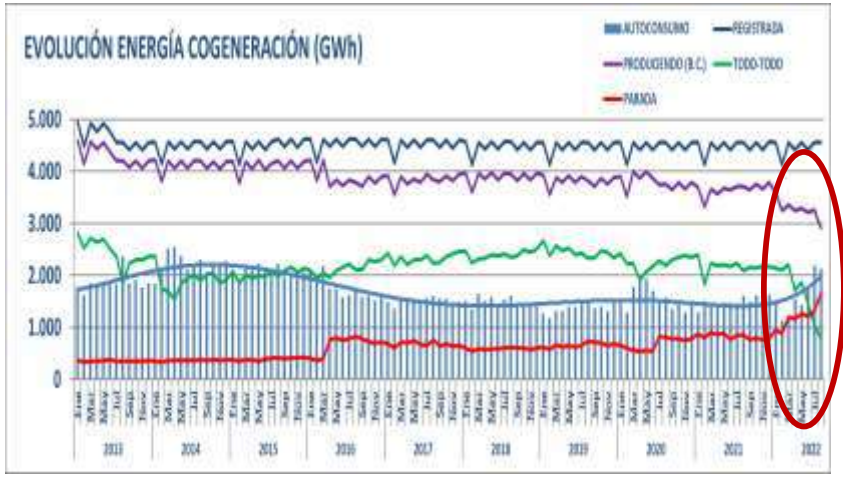
Actualizado dic '22
(Cuadros dic '22)

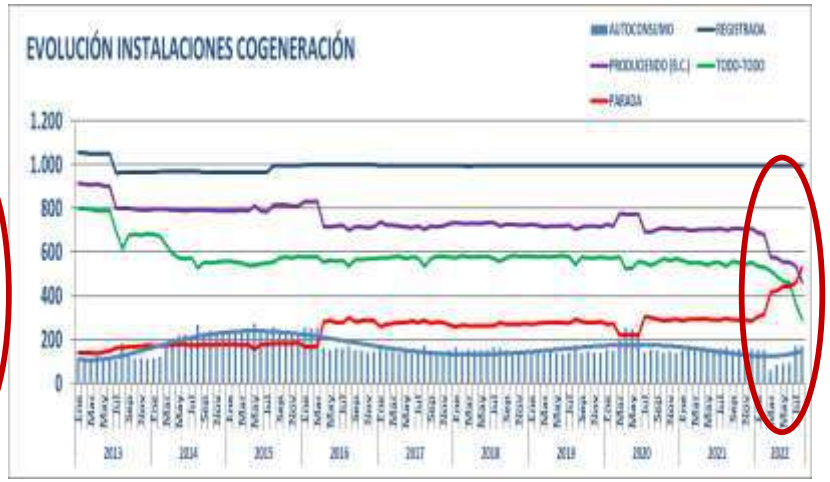
Nota.- 2022 incluye datos hasta diciembre

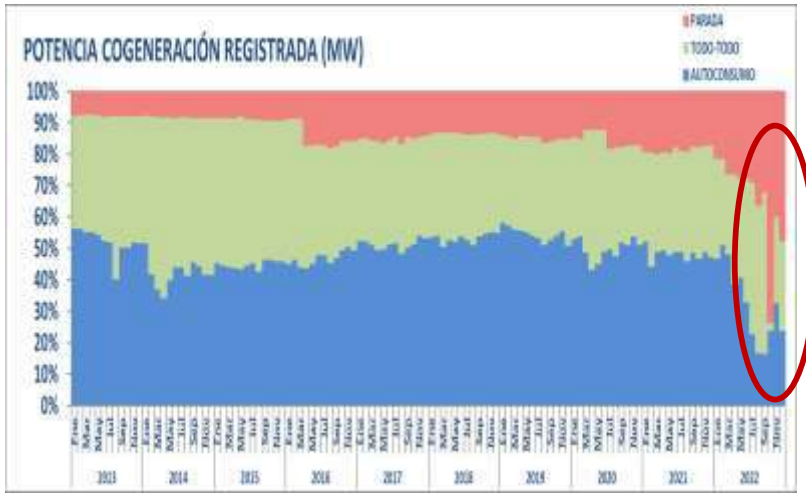
IX. Informe de evolución de la cogeneración
Autoconsumo Cogeneración

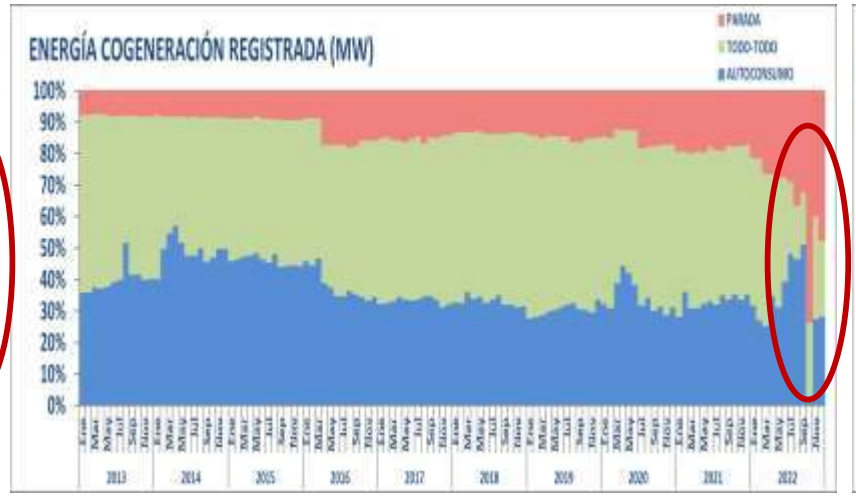
Actualizado dic '22
(Cuadros dic '22)

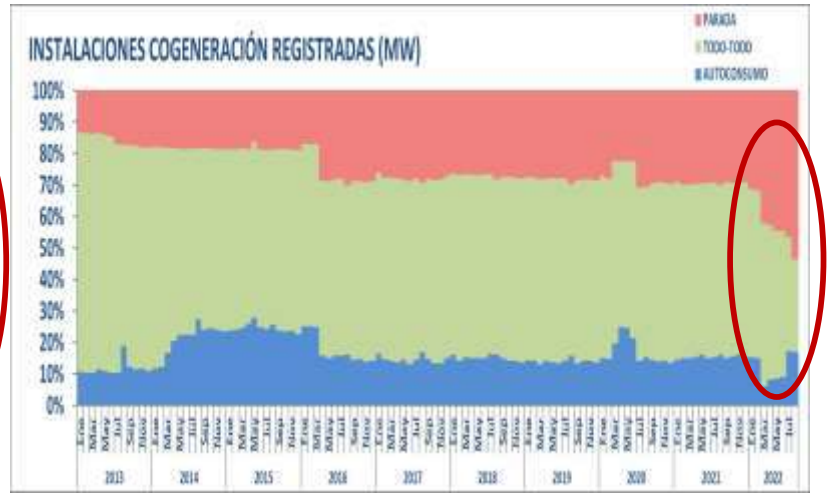










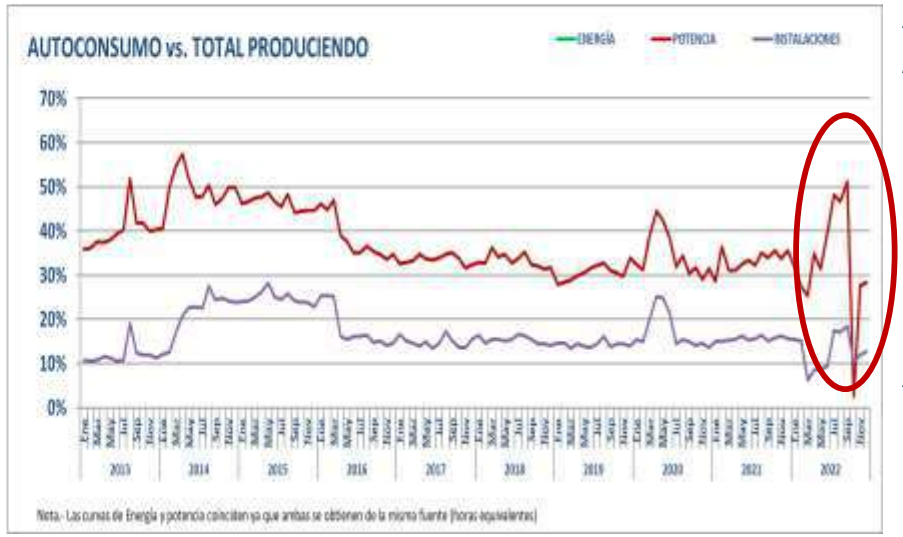


No hay nuevos datos publicados por CNMC

IX. Informe de evolución de la cogeneración
Autoconsumo Cogeneración

No hay nuevos datos publicados por CNMC

Nota.- Plantas paradas son las que al menos no han operado en los últimos 12 meses



Actualizado dic '22 (CNMC Cuadros dic '22)

AC/Registro (mes y año ant.)

	mes	año	valor
Potencia	+0,7%	-7,2%	28,4%
Energía	+0,7%	-2,9%	12,7%
Inst.	+8,5%	+11,4%	54,2%
AC/TT Po	+34,1%	+11,4%	
AC/TT En	+34,1%	+6,6%	

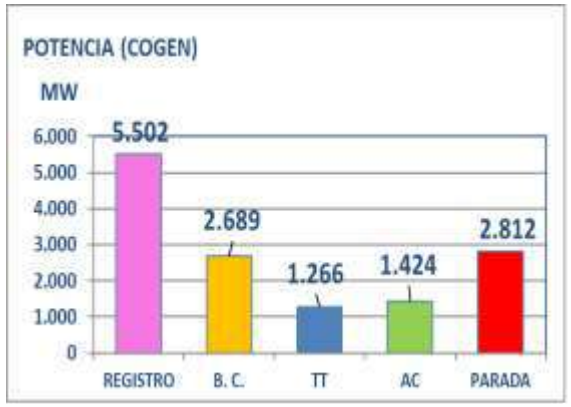
Parado/Registro (mes y año ant.)

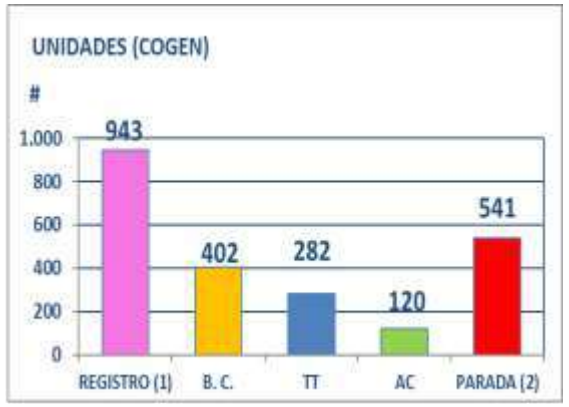
	mes	año	valor
Pot./Ene.	+8,1%	+30,8%	47,7%
Inst.	+2,2%	+26,8%	55,5%
AC/TT	5,4%	+11,9%	

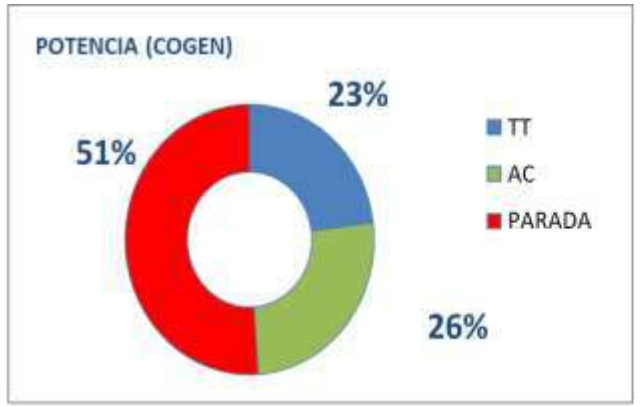
IX. Informe de evolución de la cogeneración
Autoconsumo Cogeneración (II)

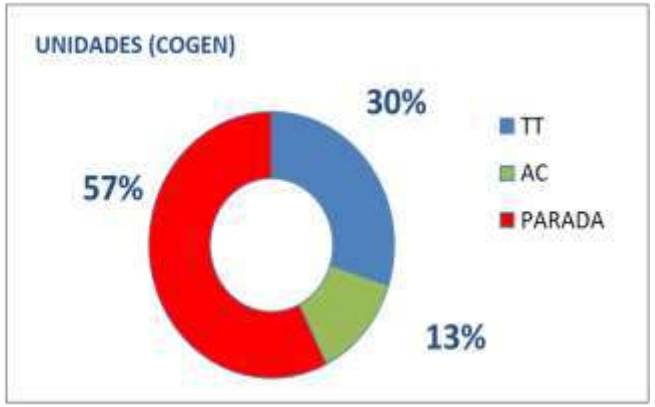
No hay nuevos datos publicados por CNMC

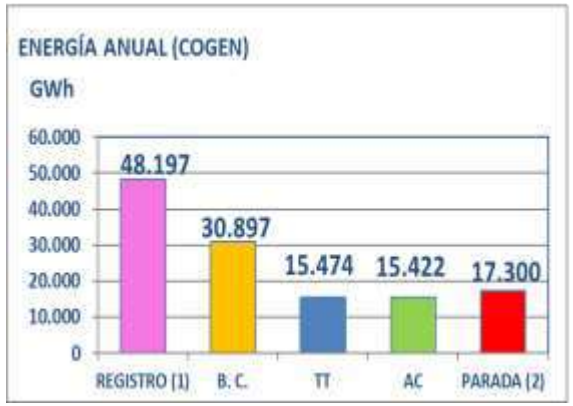
Actualizado dic '22
(CNMC Cuadros dic '22)



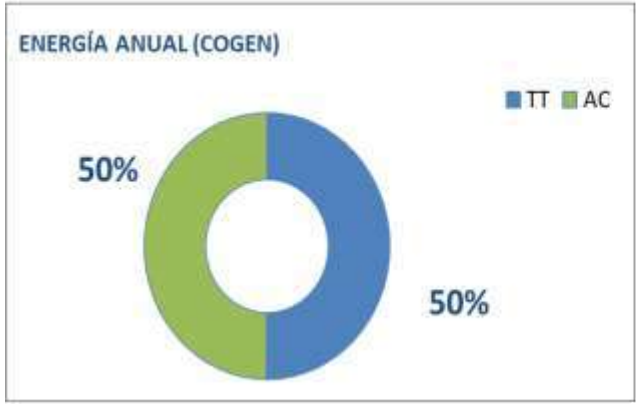


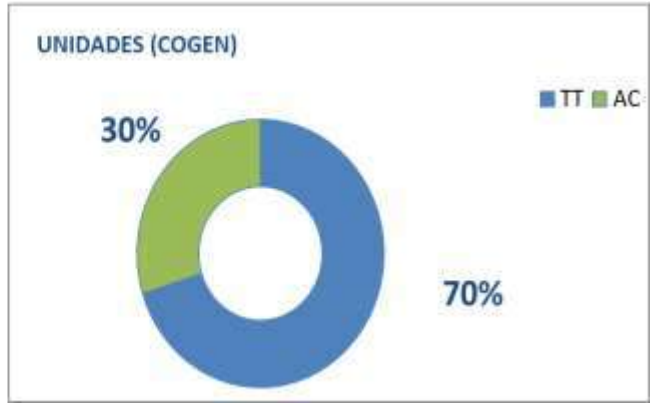






Nota 1- (*) Energía teórica de la potencia registrada operando a carga nominal
Nota 2- (*) Energía teórica de la potencia parada operando a carga nominal

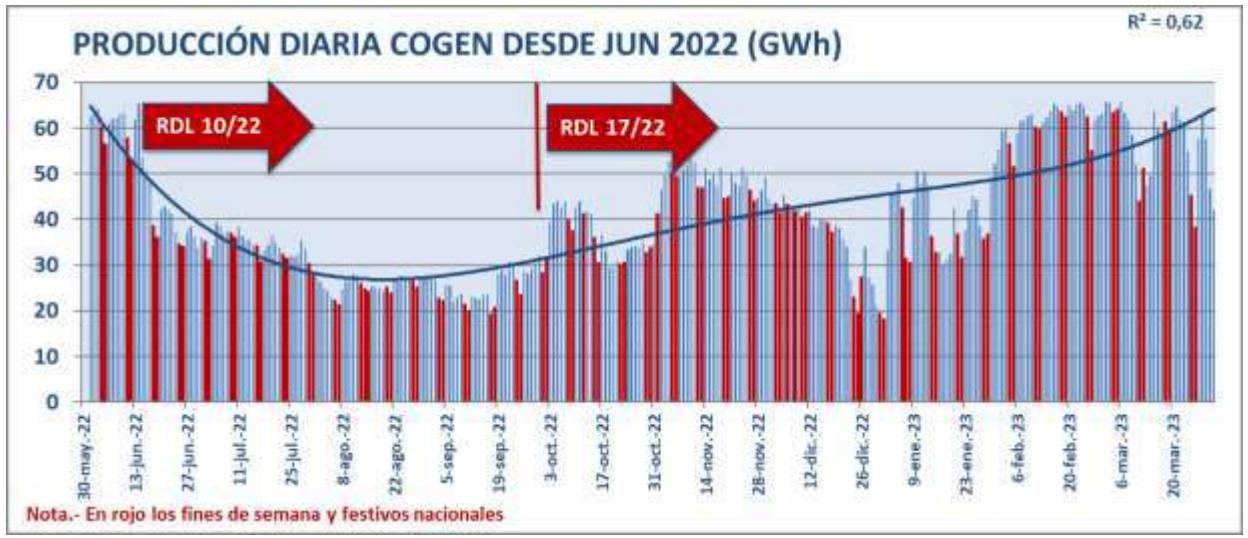




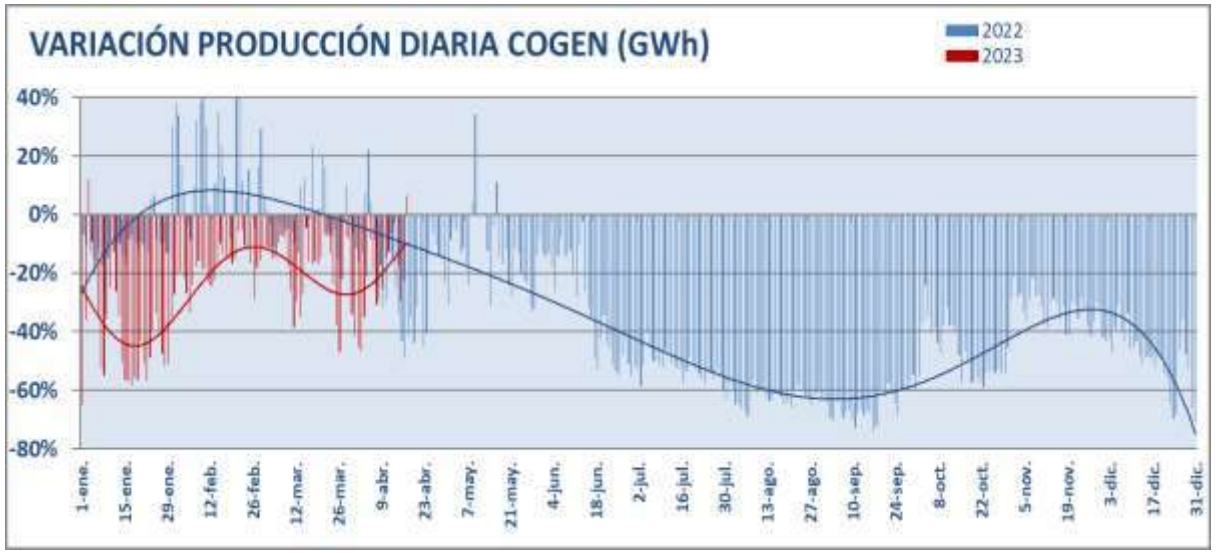
IX. Informe situación Cogeneración: Evolución mensual

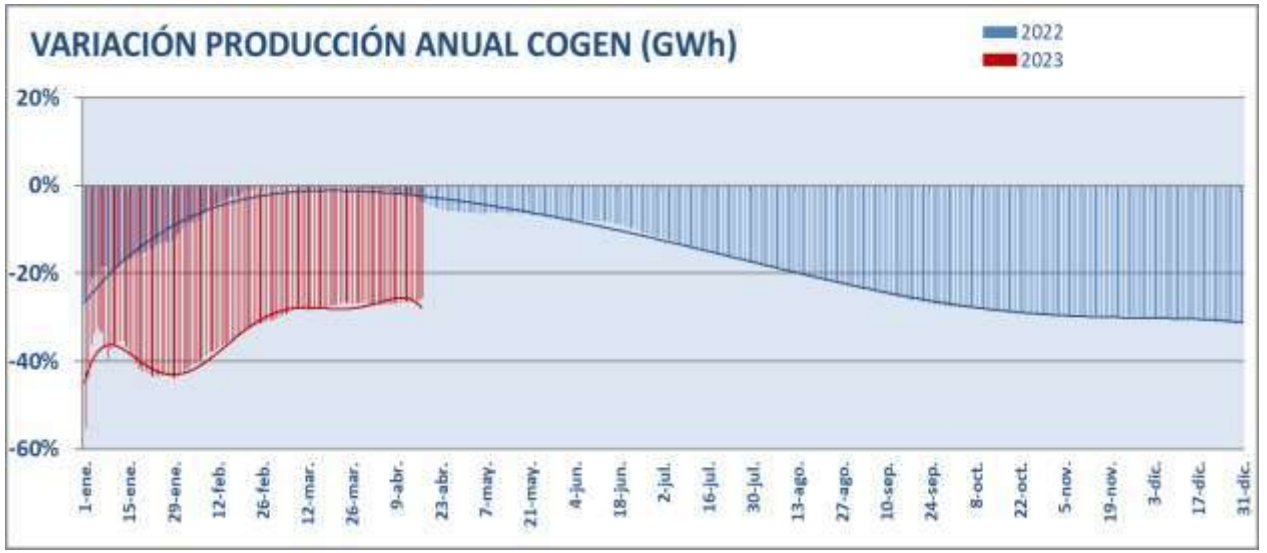
IX. Informe situación Cogeneración: Evolución diaria

Nota.- R^2 = coeficiente de determinación de la regresión múltiple

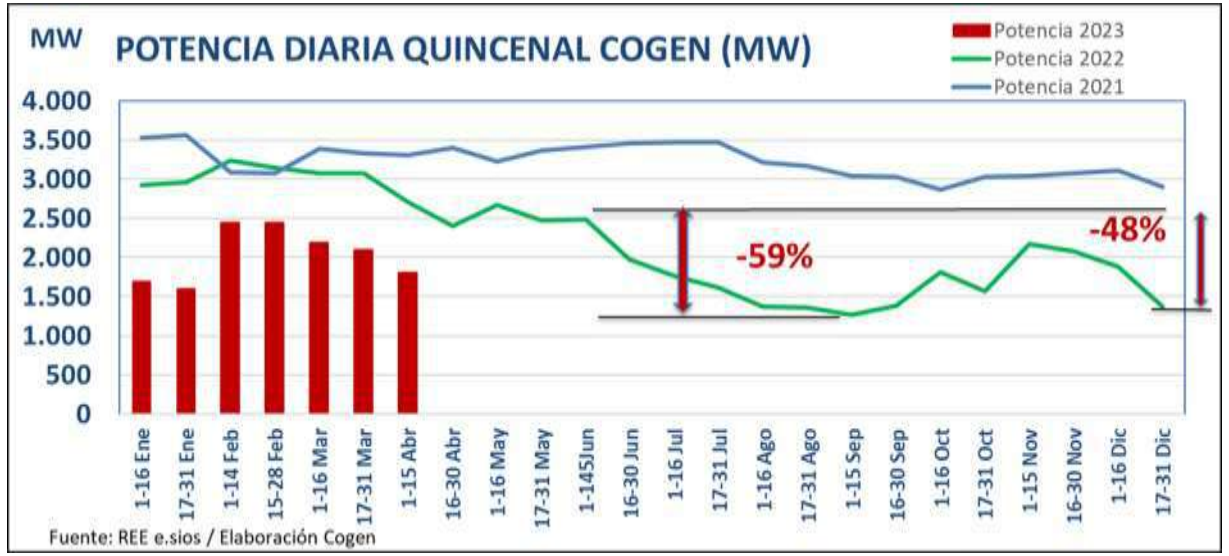


IX. Informe situación Cogeneración: Evolución diaria (II)





IX. Informe situación Cogeneración: Evolución diaria y quincenal años 2021-2023



X. ACTUALIZACIÓN DE LOS MERCADOS DE CARBONO 2023

Iker Larrea

ilarrea@globalfactor.com

Iria Flavia Peñalva

ipenalva@globalfactor.com

globalfactor

Spain – Portugal – Italy – Germany – Poland – France – UK – Ecuador – Mexico

www.globalfactor.com

Novedades regulatorias para los mercados de carbono 2023

JUNTA MENSUAL COGEN ESPAÑA Abril 2023

globalfactor

Spain Belgium France Germany Italy Netherlands Poland UK Czech Republic Romania

www.globalfactor.com

NOVEDADES
Y MERCADO
globalfactor

X. Actualización de los mercados de carbono 2023
Novedades regulatorias

REPowerEU

Las subastas del REPowerEU deberían de empezar en julio, con un volumen más bajo de lo esperado. Se subastarán 16,5M de EUA en 2023, que corresponden al adelanto de subastas futuras. Todavía faltan pasos legales para empezar a subastar del *Innovation Fund*.

Impacto en el EU ETS

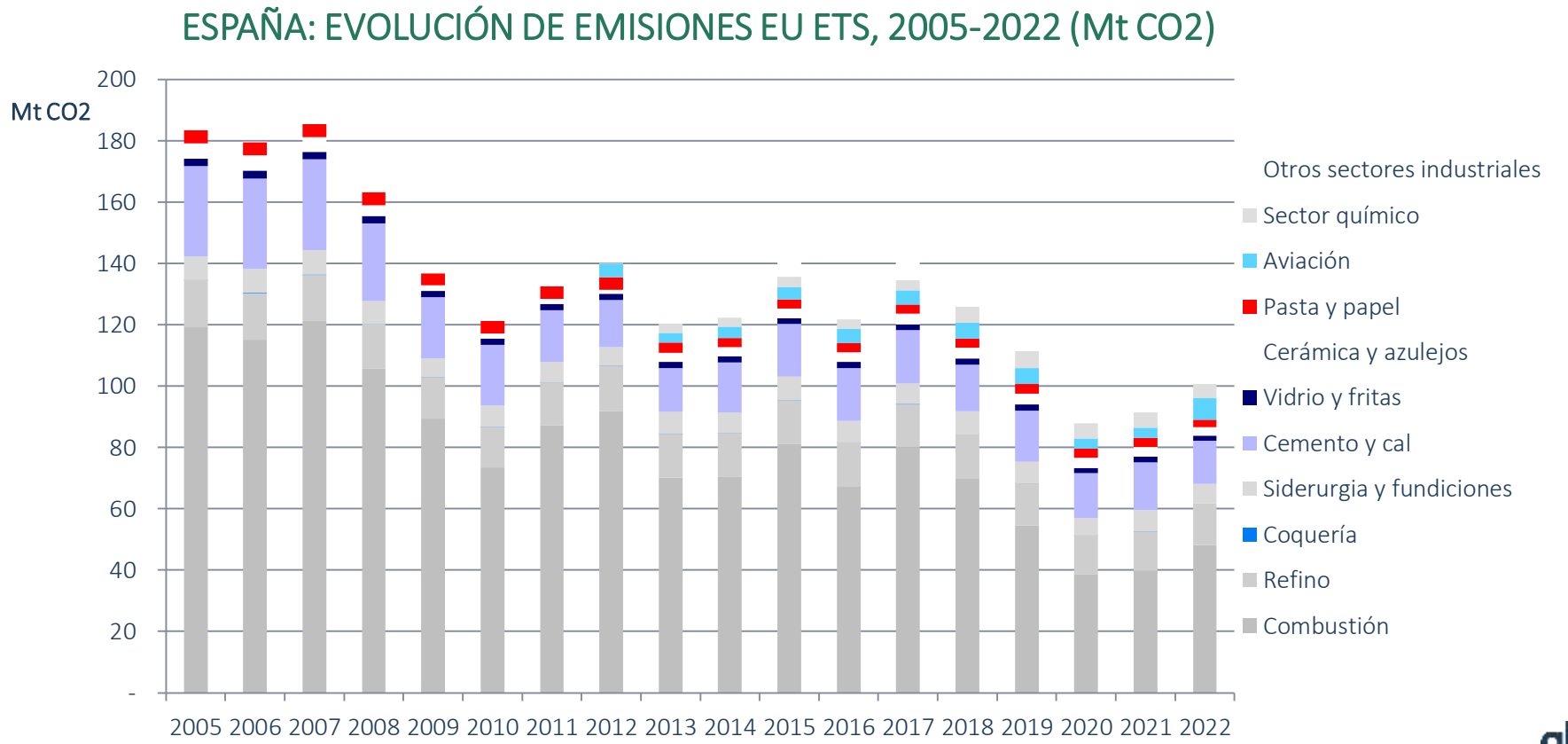
- 2023-2026: Ventas de 20.000 millones de € de EUAs provenientes del *Innovation Fund* y de las subastas futuras para financiar la independencia a las energías fósiles rusas.
- 2023: Venta de 16,5M de EUA provenientes de subastas futuras. Pendiente actualización del *Auctioning Regulation* y potencial volumen del *Innovation Fund* de 25M de EUA.

Fuentes: borrador de Directiva, Carbon Pulse

X. Actualización de los mercados de carbono 2023
Novedades regulatorias

Emisiones verificadas España 2022

La Comisión publicó los datos de emisiones 2022 en Europa. En España, las emisiones suben debido al aumento en la producción de electricidad (+21,3%), principalmente por la mayor quema de combustibles fósiles.



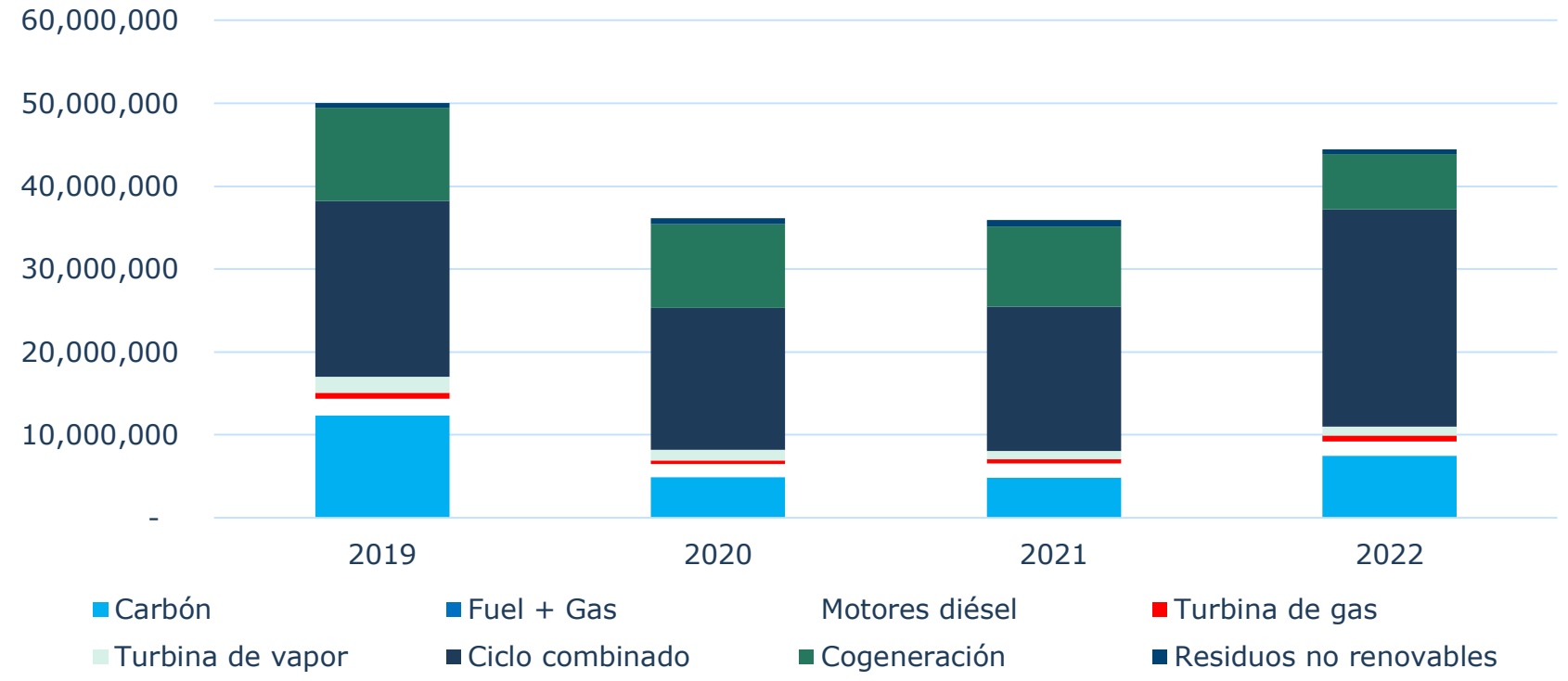
Fuentes:Comisión Europeaa: : https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/union-registry_en#tab-0-1

X. Actualización de los mercados de carbono 2023
Novedades regulatorias

Emisiones España 2022: producción de electricidad

Las emisiones en la generación de electricidad subieron un 21,3% en el 2022 respecto al 2021. Las instalaciones de cogeneración representaron un 6,4% del mix energético y un 14,95% de las emisiones. Sus emisiones bajaron un 31,39% en el 2022.

ESPAÑA: EVOLUCIÓN DE EMISIONES EU ETS 2020-2022 EN EL SECTOR ELECTRICO (Mt CO2)



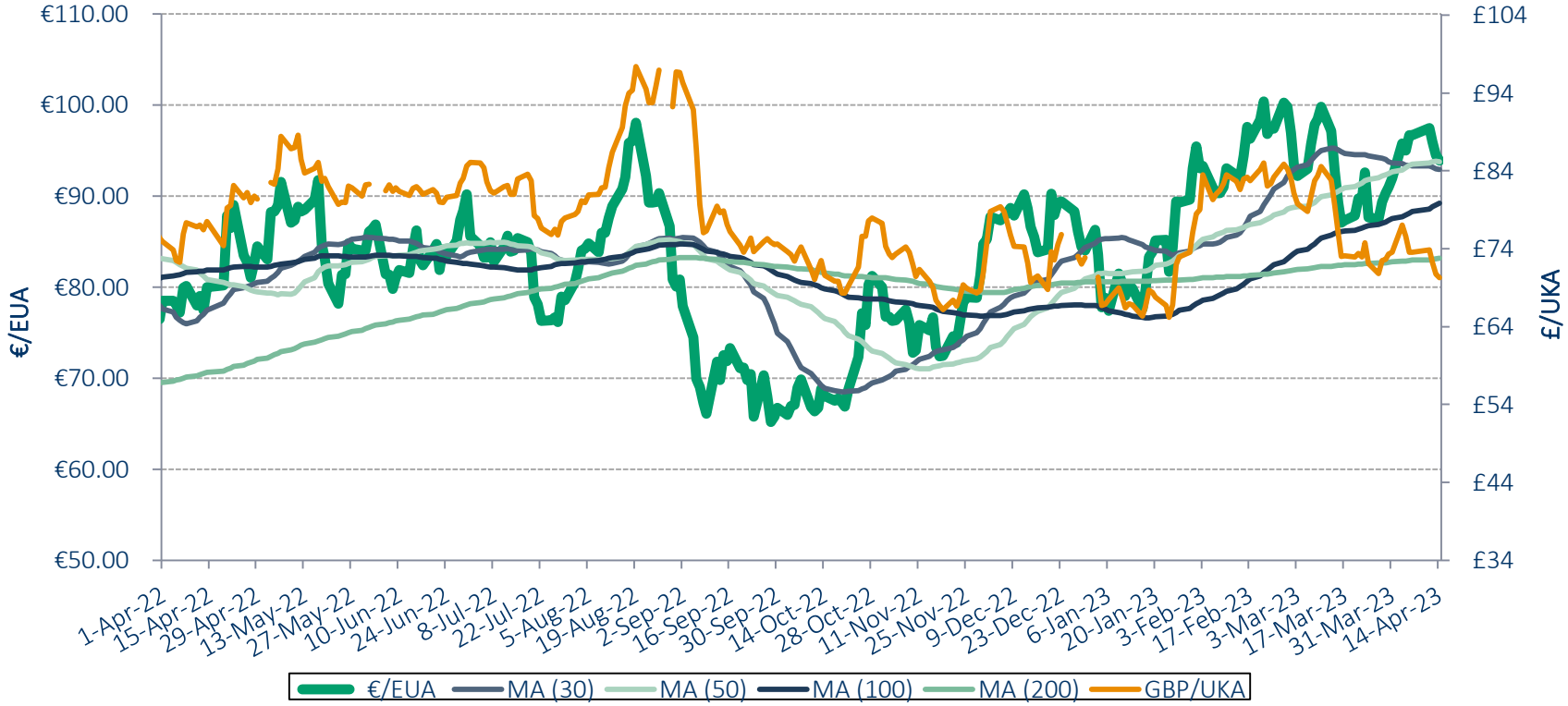
Fuentes: REE: https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2

X. Actualización de los mercados de carbono 2023
Mercados

Demanda para la entrega y asignación gratuita

La crisis bancaria lastró el EUA desde los 100€ hasta precios cercanos a los 85 €/t. La demanda para la entrega del 30 de abril logró que se recuperase, antes de volver a rondar los 90 €/t tras el reparto de la asignación gratuita. Media 2023: 90,55 €/t Media abril: 95,71 €/t

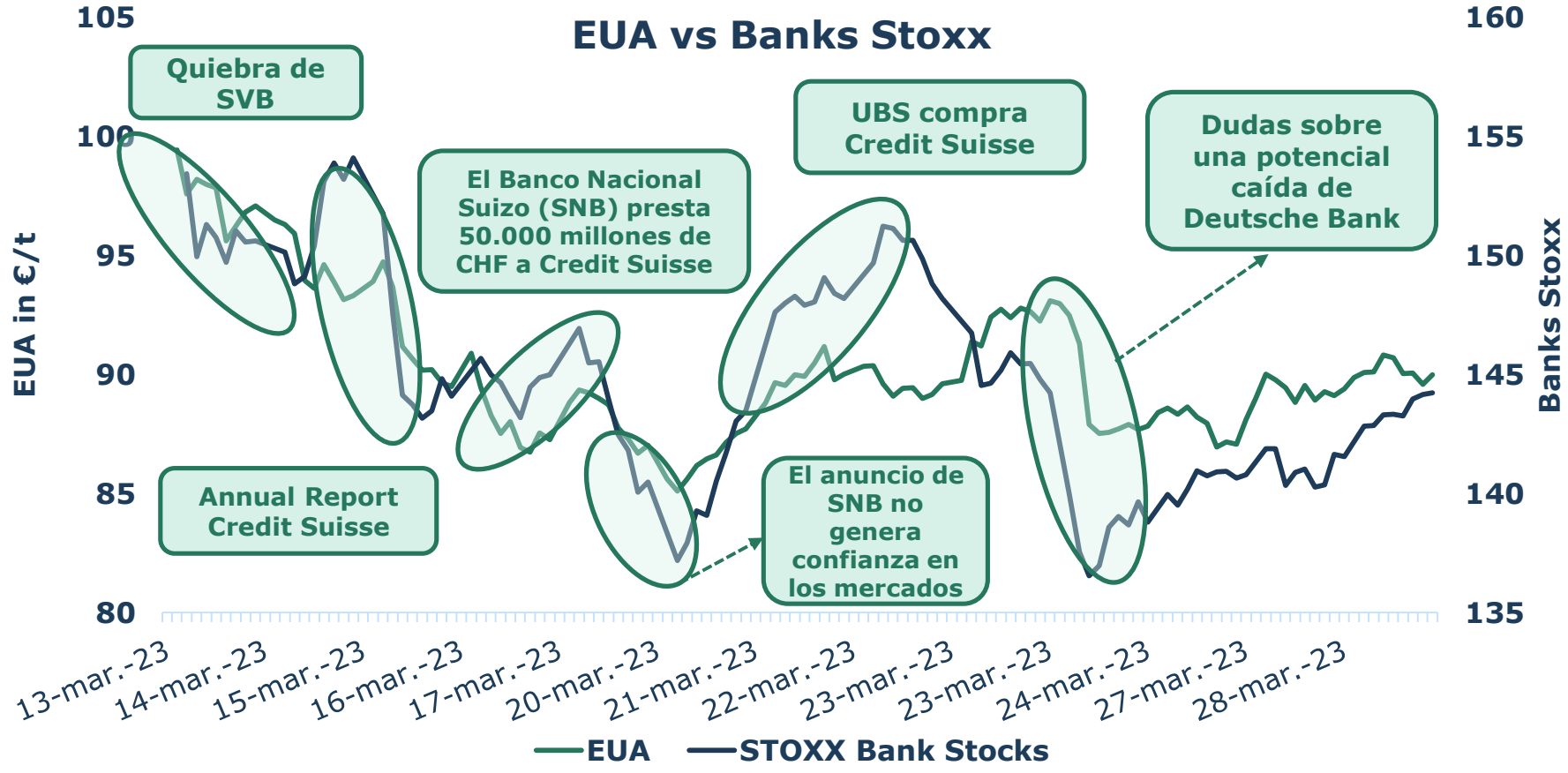
Evolución del EUA, 12 meses



Fuente: Refinitiv

Impacto de la crisis bancaria en el EUA

El EUA siguió la dinámica de los índices bursátiles bancarios en sus diferentes etapas desde la quiebra de la Silicon Valley Bank hasta las preocupaciones con Deutsche Bank.



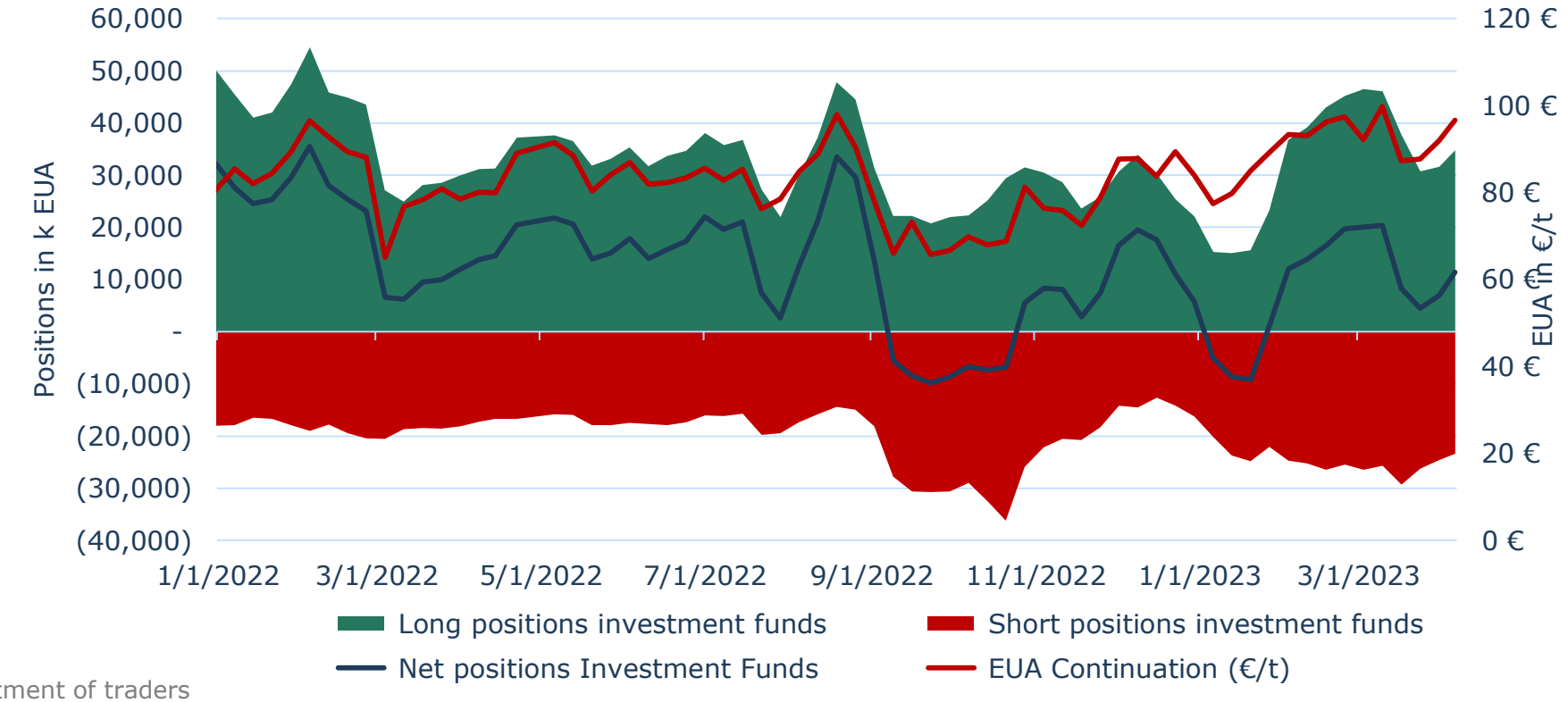
Fuente: Refinitiv

X. Actualización de los mercados de carbono 2023
Mercados

Posiciones de especuladores

Las posiciones de los especuladores vuelven a acercarse a sus niveles más altos desde agosto del 2022, después de una importante caída en marzo debido a la crisis bancaria.

Posiciones largas y cortas. *Investment Funds* vs EUA

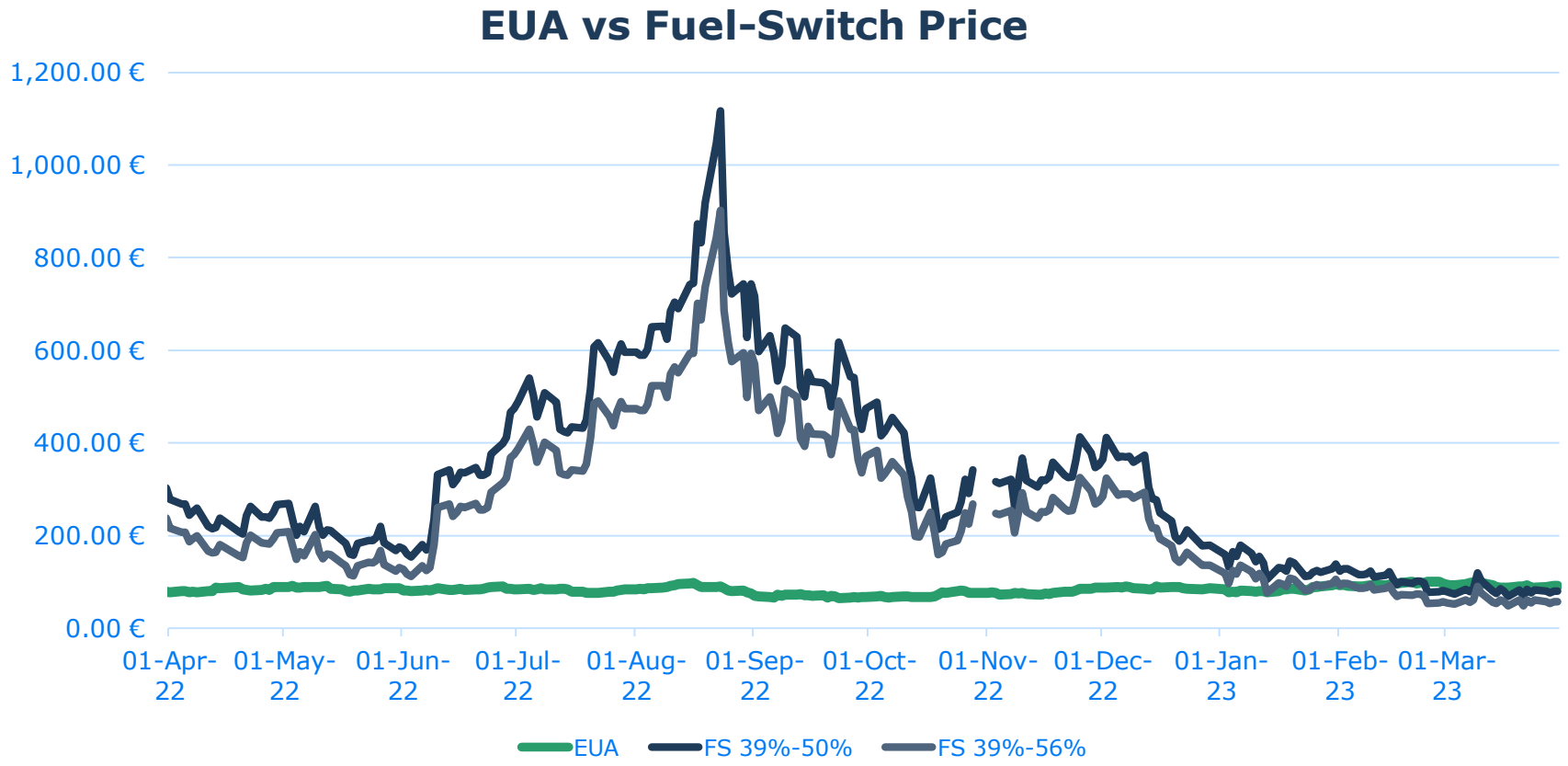


Fuentes: THE ICE, Commitment of traders

X. Actualización de los mercados de carbono 2023
Determinantes de precio

Fuel-Switch

Las caídas en los precios del gas hasta sus mínimos desde el verano 2021, junto con unos precios del CO2 que se mantienen en niveles altos hace que vuelva a ser más rentable la quema de gas respecto al carbón.

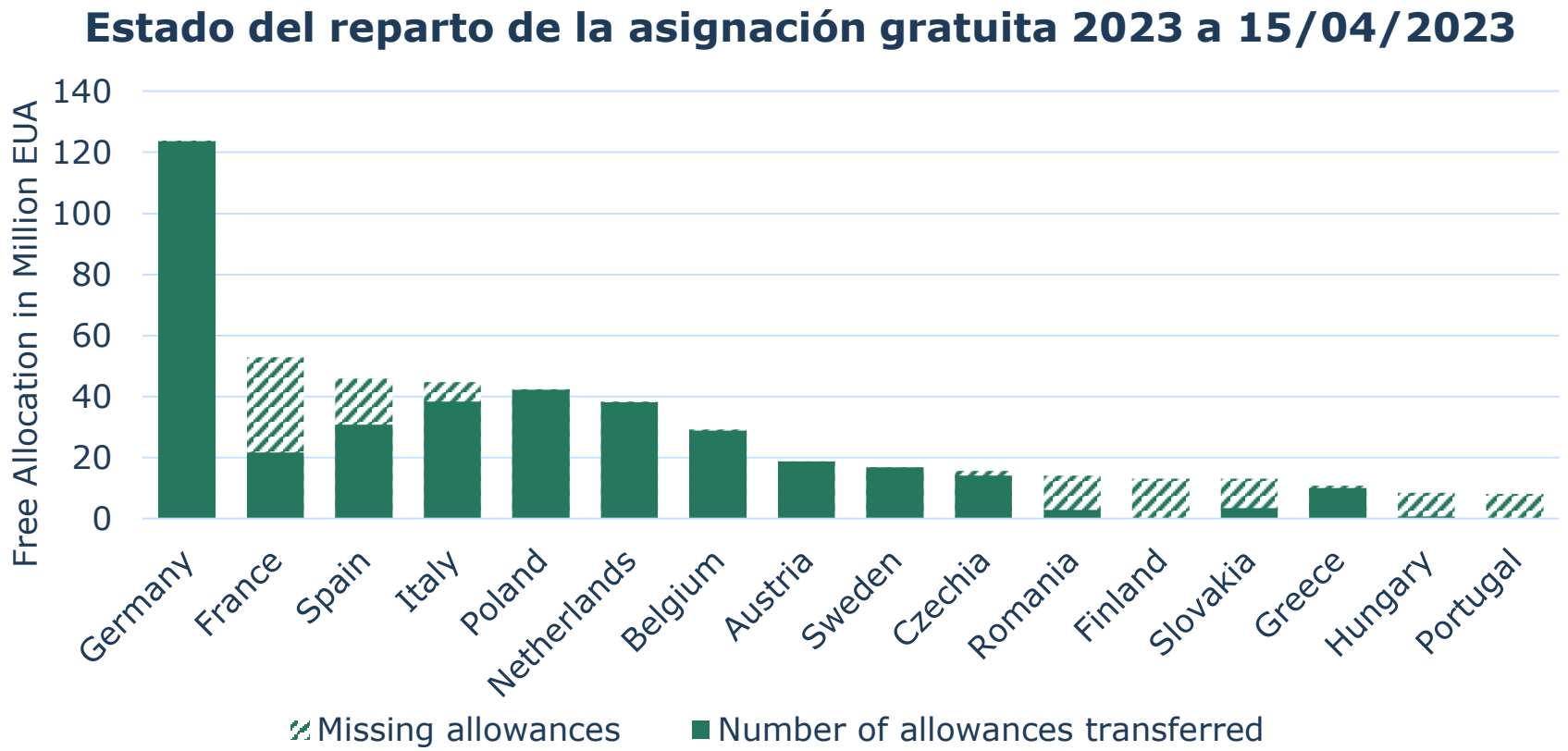


Fuente: Refinitiv

X. Actualización de los mercados de carbono 2023
Determinantes de precio

Estado de asignación gratuita 2023

Una mayoría de países ha entregado ya la casi totalidad de los derechos gratuitos 2023. Otros, han entregado únicamente a las instalaciones sin cambio de actividad. España he entregado un 67% de la asignación gratuita.



Fuente: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/free-allocation_en#documentation

X. Actualización de los mercados de carbono 2023
Previsiones de precio

Alcista	Neutral	Bajista
El analista Lawson Steele prevé un alza importante de precios, con más de 100 €/t de media a partir del 2023, y el alcance de precios superiores a los 150€, en ocasiones, para el final de año. Según él, el **déficit** creado entre la oferta y demanda en la fase 4, tras el acuerdo de las reformas del EU ETS, es el principal factor fundamental alcista.	Los analistas de Energy Aspects prevén leves aumentos de precio en el 2023 debido a las reformas del EU ETS. Estiman que la industria seguirá afectada por los altos precios de la energía, reduciendo su demanda en el 2023 (-43MtCO_2), a contrario de la generación de electricidad. Las utilites podrían aumentar su demanda este año con todavía mucho carbón (+12MtCO_2).	Desde Refinitiv estiman que el EUA se podría mantener en los entornos de los 80 €/t en el 2023. Refinitiv presenta el plan **REPowerEU** como principal factor bajista para el 2023. También apuntan a una menor generación de electricidad a base de carbón en 2023, y a las medidas de reducción de consumo de gas (-15%).
2023: 150 €/t	**2023: 87€/t**	**2023: 74€/t**

globalfactor

¡GRACIAS!

www.globalfactor.com

trading@globalfactor.com

+ 34 606 66 25 27

Cuenta de Trading
EU-100-5016901-0-17

Global Factor

@global_factor

XI. GRUPOS DE TRABAJO

XI. Grupos de trabajo

I. INCENTIVOS PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD Y CALOR RENOVABLE EN SUSTITUCIÓN DE COMBUSTIBLES FÓSILES

II. AGENDA CON REE (Y OTROS TEMAS EN CURSO CON ELLOS)

- Estadísticas de cogeneración e informe de REE.
- Dificultad en la interlocución: Se ha eliminado la comunicación por e-mail/telefónica y se ha centralizado a través de PASOS. Algunas respuestas a consultas realizadas a través del módulo “Contacta con nosotros” se demoran meses.

III. POTENCIAL ESTUDIO SECTORIAL “RUTAS PARA DESCARBONIZAR LA COGENERACIÓN”

XII. COGEN EUROPE & CWC

XII. Cogen Europe
Definición cogeneración eficiente

Acuerdo entre el Consejo y el Parlamento de la UE sobre la revisión de la DEE (Fit for 55)

- Mayor objetivo de eficiencia energética, que beneficia a la cogeneración
- Ahorro de energía final obligatorio y ahorro de energía primaria "indicativo"
- Compromiso sobre cogeneración y DH&C equilibrado, según Cogen Europa.
  - Definición CHP eficiente: PES mínimo del 10% y las cogeneraciones nuevas y renovadas deberán emitir menos de 270gCO2/energía producida. Las instalaciones existentes estarán exentas hasta 2034.
  - Nueva definición de DH&C eficiente: Se reconoce explícitamente a la cogeneración en los DHC eficientes hasta 2045

4. **Updated high efficiency CHP definition to include a new emissions threshold in addition to the 10% primary energy savings requirement** *(Annex III, indent 2)*
   - new and substantially refurbished HE CHP fuelled with fossil fuels must emit below 270 g of CO2/kWh of total energy output
   - existing CHP fuelled with fossil fuels can get a derogation from the 270 g CO2/kWh threshold until 1 January 2034, provided they notify the relevant operators and competent authorities of their plans to reduce emissions until 270 g after 2034.

3. **Updated efficient district heating (EDHC) definition**

   - requires the gradual uptake of RES and waste heat in DHC, with mandatory RES/waste heat shares of 35% as of 2035, 75% as of 2045 and 100% as of 2050

   - until 1 December 2027, all cogeneration can count up to 75% towards EDHC

   - between 2028 and 2045, high efficiency CHP (HE CHP) heat is explicitly recognised for DHC to as EDHC. Shares of HE CHP must exceed 80% of the heat mix and shall comply with the RES/waste heat share mandated as of 2035 (see 1st bullet above)

   - as of 2045, HE CHP is still implicitly eligible, if it uses predominantly RES or waste heat sources (see 1st bullet above)

   - alternatively, a Member State may apply a different definition which mandates a gradual reduction of emissions, starting at 200 g/kWh until December 2025 and going down to 0 g as of 1 January 2050

5. **HE CHP Cost Benefit Analysis** is mandatory whenever power-only plants are built or significantly refurbished above 10 MW (reduced from 25 MW) *(Article 24.4.a)*

https://www.cogeneurope.eu/images/COGEN_Europe_Newsflash_EED_31-03-2023.pdf

XII. Cogen Europe. Nueva serie de webinars sobre las últimas novedades políticas a escala de la UE

Seminarios mensuales con el objetivo de ofrecer a los miembros la oportunidad de intercambiar con el equipo político de Cogen Europa sobre las últimas novedades políticas a escala de la UE

XII. Cogen Europe

Conferencia Anual 30 aniversario y Cena de Gala: 29 de Junio 2023

XII. CWC. Nuevo Presidente

Thomas W. Smith (Tom) is Caterpillar's Power Solutions Director of Energy Development.

Tom leads a development and field-based team of experts responsible for growing and supporting Caterpillar's Energy as a Service and Microgrid businesses. His sales and development team also supports the sales and service of Caterpillar's generation products, including Distributed Power, Economic Dispatch/Resiliency and Combined Heat and Power (CHP). His team works with dealers, customers, and partners to develop and provide the best overall solution of power generation equipment and related products/services.

Upon graduating from Miami University, Ohio, Tom began his career with Westinghouse Electric Corp. In addition to Westinghouse Tom has held positions of increasing responsibility with Rolls Royce Energy Systems, Equity Office Properties, Endurant Energy, and Professional Power Products Inc. Prior to joining Caterpillar, Tom was with Sterling & Wilson Power Solutions as President and CEO focusing on development, engineering and construction of micro-grid systems including cogeneration, hybrid, demand response and resiliency technologies. Tom is also very active in Power Generation industry associations including the United States Combined Heat and Power Alliance (President), COGEN World Coalition (Board Member) Northeast Clean Heat and Power Initiative and Midwest Cogeneration Association (Board Member).

XIII. EVENTOS Y ACCIONES DE DIFUSIÓN

XIII. Eventos y acciones de difusión

1. **Quién es quién:** en edición
2. **"Newsletter":** ya lanzada en abril 2023
3. **APTIE 2023:** participación socios Cogen España (Naturgy y 2G): 28-29 Marzo
4. **Jornadas de difusión Renove & Descarbonización:** en Junio tentativamente
5. **Congreso 2023:** Presentación programa
6. **Potencial estudio sectorial "Rutas para descarbonizar la cogeneración" (Acogen)**
7. **Asamblea General:** Julio 2023

XIII. Quién es quién

Fecha límite de entrega de información de las empresas y instalaciones y anuncios: 31 de marzo

Artículos propuestos para la revista:

1	J.M. Roqueta	Visión general del sector
2	J. Artiñano	Perspectivas 2023 (y la acumulación térmica)
3	Pablo Garcia Arruga	Gases Renovables en cogeneración
4	Raimón Argemi	La aportación de la cogeneración a la descarbonización industrial en el mix futuro
5	Javier Yunta	Hasta donde nos llevará la eficiencia, y otros desarrollos
7	Ana Lopez Tagle	Visión del gas natural a futuro (Nuevas infraestructuras,…)
8	Enrique Viudes	Integración de tecnologías y almacenamiento eléctrico
9	Olga Monroy	La aportación de la cogeneración frente a los costes regulados
10	CWC (HK)	Visión global de la cogeneración
11	Cogen Europe (AT)	Visión europea de la cogeneración (Encuesta anual resumen)
12	Acogen (Javier Rodriguez)	Visión general de la cogeneracon en la industria
13	ADAP (Josep Capdevila)	Fututo del sector y el biogás/biometano
14	ANEO (Joaquin Lopez)	El futuro de los residuos del olivar
15	Iker Larrea	Nuevos desarrollos normativos en el mercado de emisiones
16	Fernando Calancha	Nuevo marco regulatorio ¿Qué deberíamos esperar -enfoque legal-)

XIII. Newsletter Abril 2023

Asociación para la promoción de la cogeneración

Saber más

COGEN España

Boletín informativo de Abril 2023

DESTACADO

Genera 2023

Un año más Cogen España y Acogen celebran la Jornada de cogeneración en el marco de la Feria de Genera 2023 y de SPIREC 2023, bajo el título "**La cogeneración y los retos para la descarbonización de la industria**"
Podéis acceder a las presentaciones de la ponencia a través de la web de Cogen España.
Queremos agradecer a los ponentes por su participación y a los numerosos asistentes al evento.

Programa Ayudas IDAE

Desde Cogen España seguimos trabajando con IDAE en el desarrollo del Programa de ayudas para instalaciones de producción de electricidad y calor a partir de energías renovables en sustitución de fósiles, en el marco del PRTR (ver borrador).
Cuando se publique la primera convocatoria, hacia finales de mayo o principios de junio, organizaremos un evento junto al IDAE para su difusión.

REGULACIÓN

Prórroga del Mecanismo Ibérico

El Gobierno ha extendido la duración del Mecanismo Ibérico (topado de gas) hasta el 31 de diciembre de 2023 mediante el Real Decreto-ley 3/2023, de 28 de marzo, de prórroga del mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo.

Propuesta de reforma del mercado de electricidad

La Comisión Europea ha presentado su propuesta para la reforma de mercado de electricidad de la UE para impulsar las energías renovables, proteger mejor a los consumidores y mejorar la competitividad industrial.

Definición de Cogeneración Eficiente - DEE

El borrador de la Directiva de Eficiencia Energética establece que para que una cogeneración sea considerada de alta eficiencia debe cumplir con la condición de emitir menos de 270 gCO2 por kWh de energía producida (calor/frío, electricidad y energía mecánica).
Esto ha abierto un debate en Europa ya que la redacción actual podría incluir a la cogeneración existente.

INTERNACIONAL

Cogen Europe en SPIREC 2023

Alexandra Tudoroiu-Lakavičė, head of Policy de COGEN Europe, participó en el panel "**Las energías renovables en la industria**" en la SPIREC 2023 - la Conferencia Internacional sobre Energías Renovables en Madrid, en el que también participaron representantes de la Comisión Europea y de los sectores del hidrógeno, la electricidad y el calor renovable.
La sesión debatió las perspectivas de las energías renovables y las soluciones de eficiencia energética en la industria, destacando los cuellos de botella, las barreras, así como las ideas para acelerar aún más su incorporación.
Más información y grabaciones de las sesiones en SPIREC.

Plan Industrial del Pacto Verde

La Comisión ha presentado el Plan Industrial del Pacto Verde, destinado a mejorar la competitividad de la industria europea con cero emisiones netas y a impulsar la rápida transición hacia la neutralidad climática.
El objetivo de este Plan es crear un entorno más propicio para el aumento de la capacidad de fabricación de la UE en relación con las tecnologías y productos con cero emisiones netas necesarios para cumplir los ambiciosos objetivos climáticos de Europa

NUEVOS SOCIOS

¡Bienvenidos!

KYOTO CT3 INGENIERÍA ENERGYNEST

Cogen España da la bienvenida y celebra la incorporación como nuevos socios a CT3 Ingeniería, Energynest y Kyoto Group.

PRÓXIMOS EVENTOS

Presentación del programa de ayudas a la Cogeneración renovable

Fecha y lugar por confirmar. Más información próximamente.
Evento organizado en colaboración con el IDAE, para la presentación de la primera convocatoria de incentivos para instalaciones de producción de electricidad y calor a partir de energías renovables en sustitución de fósiles

Cogen Europe Annual Conference & Gala Awards Dinner

Fecha: 29 de junio de 2023, en Bruselas

Asamblea General de Cogen España

Fecha: 11 de junio de 2023 en el Auditorio de Naturgy

Congreso Anual de Cogeneración

Fecha: 17 de octubre de 2023 en el Real Casino de Madrid
Organizado por Cogen España y Acogen y con la colaboración de Cogen Europa

---

Somos miembros de:

COGEN EUROPE · COGEN WORLD COALITION

Twitter · LinkedIn · Website

Descubre el porqué y cómo asociarse a Cogen España

Copyright ©2023 COGEN España, All rights reserved.
Este correo va dirigido a los asociados de Cogen España

Nuestra dirección de correo es:
COGEN ESPAÑA
C/ Aragó 383, 4º planta | 08013 Barcelona
email: omonroy@cogenspain.org | www.cogenspain.org

Quieres modificar como recibes estos emails?
Puedes actualizar tus preferencias o desubscribirte.

XIII. Congreso Anual. 17 Octubre 2023

Asociación Española Cogeneración acogen la industria eficiente

COGEN España Impulsando la energía del futuro

COGEN EUROPE

XIX CONGRESO ANUAL DE COGENERACIÓN

COGENERACIÓN: NUEVO CICLO CON LA INDUSTRIA

17 OCTUBRE 2023. Real Casino de Madrid, C. de Alcalá, 15, Madrid

ESQUEMA PRELIMINAR DEL PROGRAMA

09h00' Recepción y registro de inscripciones

10h00' BIENVENIDA E INAUGURACIÓN

Bienvenida, *Rubén V. Hernando*, Presidente de ACOGEN y *Julio Artiñano*, Presidente de COGEN España.

Inauguración. Sara Aagesen, Secretaria de Estado de Energía.

10h30' Mensaje de la Industria cogeneradora. Panel de representantes de industrias

10h45' SESIÓN 1- COLOQUIO INAUGURAL: NUEVO CICLO CON LA INDUSTRIA

MODERADOR: Concha Raso (EL ECONOMISTA)

12h00' *Coffee Break*

12h30' SESIÓN 2- MESA REDONDA: 2023: LA VISIÓN DE LOS REGULADORES

MODERADOR: Fernando Calancha (H&L)

13h30´ Cierre de la mañana. CEO Industria energética

15h30' SESIÓN 3- VISIÓN EUROPEA DE LA COGENERACIÓN (Bilingüe)

INTRODUCTOR: Hans Korteweg, Director General de COGEN Europe.

16h30' SESIÓN 4- NUEVO CICLO CON LA INDUSTRIA

INTRODUCTOR: INERCO "RUTAS PARA DESCARBONIZAR LA COGENERACIÓN"

MODERADOR: VP COGEN España. Pablo Garcia

17h30' SESIÓN 5- VISIÓN TRANSVERSAL DE LA INDUSTRIA

MODERADOR: Javier Rodriguez, Director General de Acogen

18H30' CLAUSURA

XIII. Estudio sectorial "Potencial de descarbonización del sector cogenerador industrial y terciario"

OBJETIVO

- Dibujar un camino de descarbonización del sector cogenerador industrial y terciario demostrando la necesidad de la cogeneración para el sistema energético a medio plazo 2030-2035 en la transición a al descarbonización (nuevo ciclo inversor).
- El fin es demostrar que el sistema energético necesita la cogeneración para ser más 1) EFICIENTE (NO SOLO TECNICA SINO ECONÓMICAMENTE TAMBIÉN), 2) REDUCIR EMISIONES Y 3) ASEGURAR EL SUMINISTRO

ANTECEDENTES Y PLANTEAMIENTO

- Previamente (2021) ALGUNOS sectores industriales han realizado su propio análisis general (ASPAPEL con AFRY), de carácter interno, y se están planteando realizar una particularización para sus sectores en concreto (también ASPAPEL aprobado el hacerlo con INERCO), con opción a que luego cada subsector y/o empresa lo particularice -habiéndolo ya alguna empresa ya hecho también con INERCO-.
- En este sentido se contactara con otras asociaciones sectoriales (química, alimentación, cerámica,…) para ver ver su aproximación, e intentar coordinar enfoques.
- **Por parte de las asociaciones de cogeneración el enfoque es de ámbito general (al menos en una 1ª fase), y con el propósito de que se pueda compartir con la administración, de cara al PNIEC (y PERTE de descarbonización industrial), pero sobre todo validando que la cogeneración aporta al sistema de cara en el horizonte indicado 2035.**

XIV. INTRODUCCIÓN CURSO DE CARBÓN LITERACY

Recordatorio de los medios de contacto

Dirección de correo postal:

C/Aragó 383, 4ª planta, 08013 Barcelona

Contacto para asuntos legales, administración, facturación,…:

Mónica García Solanas
mgarcía@cogenspain.org
M: 615 21 65 05

Contacto para asuntos técnicos y regulatorios:

Olga Monroy García
omonroy@cogenspain.org
M: 607 28 30 70

Contacto para asuntos generales:

Julio Artiñano
jartinano@cogenspain.org
M: 629 270 490

Os invitamos a seguirnos en redes sociales:

Twitter: @cogenspain

LinkedIn:@cogen-España

web: https://www.cogenspain.org/

cogeneración

la forma más inteligente de ahorrar energía

COGEN España

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

MIEMBROS DE:

COGEN EUROPE

COGEN WORLD COALITION

COGEN España

Impulsando la energía del futuro

Asóciate a COGEN España

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA PARA LA PROMOCIÓN DE LA COGENERACIÓN

Junta Cogen España

16-mayo-2023

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA PARA LA PROMOCIÓN DE LA COGENERACIÓN

Orden del Día: Agenda

1. APROBACIÓN DEL ACTA DE LA REUNIÓN DE JUNTA DIRECTIVA DEL 18 DE ABRIL DE 2023

2. RESUMEN REUNIONES:
   - I. Próximas reuniones: Miterd, CNMC y REE
   - II. Reuniones mantenidas: Miterd & CCAA

3. TEMAS REGULATORIOS
   - I. Parámetros retributivos:
     - A. En curso:
       - i. 1s 2023: Pendiente (aprobación Consejo de Estado)
       - **ii. 2S 2023 y nueva metodología:**
         - **a. Alegaciones CNMC (16-05-23) & Miterd (22-05-23)**
         - **b. Reunión técnica SdG (aclaraciones urgentes, a parte de la retroactividad)**
         - **c. CNMC: alegaciones legales y agenda trabajo**
     - B. Recurridos 2S 2020-2S 2022:
       - i. Pleito tipo
       - ii. Ampliaciones de expediente
   - II. Propuestas regulatorias relevantes:
     - A. Comunidades energéticas: Alegaciones
     - B. Redes cerradas: publicación
     - C. Resumen otros temas regulatorios (peajes de gas 2024, OMIE, …)
   - III. Subastas y ayudas a la cogeneración:
     - A. Incentivos producción electricidad y calor renovable en sustitución de combustibles fósiles (estimado Junio 2024)
     - B. Propuesta de orden (y RD) de subastas: actualización con nueva metodología

4. TEMAS GENERALES:
   - A. Cierre de 1T 2023 y situación del sector (*Informe **Fernando Ortega***)
   - B. Actualización mercados de carbono 2023 *(**Iker Larrea** de Factor CO2)*
   - C. Aspectos legales de la nueva normativa publicada y en curso (*Fernando Calancha*).
   - D. Grupos de trabajo actualización:
     - I. REE: reunión Mayo 2023
     - II. Otros grupos: Proyecto de descarbonización industrial: Alcance

5. COGEN EUROPE & CWC: RESUMEN TEMAS EN CURSO

6. EVENTOS Y ACCIONES DE DIFUSIÓN:
   - I. Jornada Ayudas Descarbonización Junio 2023
   - II. Asamblea Julio 2023
   - III. Congreso 2023 (17 Oct. 2023)

7. RUEGOS Y PREGUNTAS.

Orden del Día: Desarrollo de los temas principales

I. RESUMEN REUNIONES

II. PROPUESTA PARAMETROS 1S 2022, 2S 2023 Y NUEVA METODOLOGIA

III. METODOLOGIA 2020-2022: RECURSOS

IV. COMUNIDADES ENERGÉTICAS: ALEGACIONES

V. PROPUESTA DE ORDEN (Y RD) DE SUBASTAS DE COGENERACIÓN

VII. RD 413 DE REDES CERRADAS

VIII. RESUMEN OTROS TEMAS REGULATORIOS

IX. CIERRE DE ABRIL 2023 Y SITUACIÓN DEL SECTOR

X. ACTUALIZACIÓN DE LOS MERCADOS DE CARBONO 2023

XI. GRUPOS DE TRABAJO

XII. COGEN EUROPE & CWC

XIII. EVENTOS Y ACCIONES DE DIFUSIÓN

I. Resumen reuniones

I. Resumen reuniones.

Reuniones mantenidas (principales):

- MITERD:
  - SdE Sara Aagesen (25 de Abril & 8 de Mayo)
  - SdG J. Ferrero (27 de Abril y 11 de Mayo)
  - DG Manuel Garcia (5 de Mayo)
- CCAA (Galicia, CYL,…)

Próximas reuniones:

- CNMC: 16 de mayo (Consejeros SSR)
- REE: 17 Mayo 2023
- Ministerio (SdG): 18 de Mayo

I. Resumen reunión.
MITERD, Jesús Ferrero. 11 de mayo

- Reunión mantenida en un tono constructivo por parte del ministerio que está abierto a recibir **PROPUESTAS DE MEJORA DE LA METODOLOGÍA**, tanto para la **ACTUALIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS** (gas natural, pool y CO2), como para el posterior **AJUSTE DE LOS MISMOS**. En este sentido, proponen desde cambio en las ratios que afectan al peso de los precios mensuales/trimestrales/anuales, como eliminar algunos de estos o eliminar alguno de estos índices y hacer alguna otra combinación alternativa.

- Respecto a los **ÍNDICES DE GAS**, apuestan por MIBGAS y NBP porque NBP tiene más liquidez que MIBGAS y no es ni HH ni TTF. Cabe señalar que la posición española actual no está a favor del TTF. Su deseo inicial era indexar el precio de gas a MIBGÁS + nuevo índice de gas europeo, pero como aun no se ha creado han decidido optar por NBP.

- También están abiertos al cambio del **COEFICIENTE DE APUNTAMIENTO** por otro más representativo, así como al reconocimiento de costes no considerados en la propuesta, como el **COSTE DE COMERCIALIZACIÓN** del gas, o la actualización del **BENCHMARK** (y del LFR si se confirma su aplicación desde 2024) que afectan al coste de CO2, entre otros. El coste de transporte en el fuel es un tema mas complejo, pero se analizara también.

I. Resumen reunión.
MITERD, Jesús Ferrero. 11 de mayo

- Respecto al **AJUSTE DEL RO**, el ministerio no había considerado la posibilidad de que el "RO + Ajuste" pudiera ser negativo, por lo que entienden nuestra propuesta para que esto no suceda.
- También nos han confirmado nuevamente que están trabajando en propuestas para eliminar la **RETROACTIVIDAD en el RO al 1S 2023** (*impidiendo haya ajustes negativos en ese periodo por ejemplo)* y que se tratará de encontrar, entre todos, una solución que encaje para el 2S 2023. Para ese periodo del 2S 2023 tienen previsto los siguientes precios (estimados después de la prórroga del mecanismo de gas):
  - Pool: 149€/MWh
  - Gas: 63 €/MWh (CF=54 €/MWh + peajes)
  - CO2: 83 €/ton (alrededor de 80€/ton)

- La intención del ministerio es **aprobar esta Orden con carácter de urgencia**, lo que supondría que su aprobación podría realizarse 15 dias después de la finalización del periodo de alegaciones. No obstante, os recordamos que antes deberá aprobarse los parámetros del 1S 2023 (que no debería demorarse) y (al menos) el RD de Comunidades Energéticas, que es fundamental para que tenga encaje jurídico esta nueva metodología.

- Se ha acordado, realizar una reunión semanal con el ministerio para abordar una a una las diferentes problemáticas de la metodología y ver como encontrar una solución que sea óptima para todo el sector.

LA PRÓXIMA REUNIÓN HA SIDO ACORDADA PARA EL PRÓXIMO JUEVES 18 DE MAYO.

II. PROPUESTA PARÁMETROS 1S 2022, 2S 2023 Y NUEVA METODOLOGÍA

II. PROPUESTA PARÁMETROS 1S 2022, 2S 2023 Y NUEVA METODOLOGÍA: Temas clave

1. **No aplicación retroactiva de la nueva metodología en el 1S 2023**
2. **Coherencia entre las estimaciones de precios**
   - Fórmulas homogéneas de gas, pool y CO_2: mismas fechas, periodos y ponderación. (En desarrollo)
3. **Coeficiente de apuntamiento**
   - Utilizar coeficiente de un año representativo (podemos proponer el que nos parezca más idóneo -1 ¿?-)
4. **Derechos de emisiones y coste del CO_2**
   - No se ha actualizado con la referencia de calor de 47,3 t_{CO2}/TJ según Reglamento de Ejecución UE 2021/447 (Lo revisaran)
   - Indicar que el parámetro V_{CO2} se actualizará según el porcentaje de asignación real de cada año, o cualquier otro concepto que afecte a la asignación gratuita (Se lo han apuntado para aplicarlo)
5. **Actualización del coste de gas**
   - Evaluar otras formulas de ajuste (valores contratables y disponibles ya –diario, mensual,…-)
   - No se puede comprar a la cotización de gas pura (lo entienden, hay que hacerles una propuesta)
   - NBP no es un indicador adecuado (La alternativa es el nuevo índice de gas europeo. TTF no parece una opción)
   - Erratas en las fórmulas
6. **Coste del fuel/gasoil** (están buscando otros índices más representativos, incluso de futuros)
   - No se ha considerado el coste del transporte del fuel/gasoil (pueden incluir un coste de transporte medio, no van a ir al detalle del coste por distancia)

II. PROPUESTA PARÁMETROS 1S 2022, 2S 2023 Y NUEVA METODOLOGÍA: Alegaciones

7. Actualización del precio de la biomasa

- Propuesta APPA (MITERD es consciente del problema)

8. Actualización del precio del mercado

- Igual que a las renovables
- Uso de futuros con plazo similares al combustible

9. Ajuste de precios

- No debería haber ajustes negativos ex-post, supone un resultado peor que operar sin marco retributivo (No lo habían considerado, lo corregirán)
- En caso de ajuste positivo, el calendario de pagos no puede ser en 12 meses al año siguiente
- Casuística de la renuncias temporales no resuelta
- En 2023: ajuste del gas 100% con MIBGAS spot, ajuste precio mercado incluye futuros (no debería)
- Errores en la fórmula de ajuste del gas
- Los ajustes en combustibles deberían ser consistentes
- Ajuste ex-post para el CO_2
- ~~No limitar el precio de gas en frontera a 180 €/MWh (o sujetar a regulación en vigor)~~ (por topado de gas europeo)
- Se incluye ajuste para 2026, cuando corresponde al siguiente periodo (Lo han hecho hasta 2026 para darle tiempo a MIBGAS a desarrollarse. Pueden modificarlo a 2025 pero con una aceleración más rápida. En cualquier caso, no han consultado con MIBGAS si estos escenarios son posibles)

II. PROPUESTA PARÁMETROS 1S 2022, 2S 2023 Y NUEVA METODOLOGÍA: Alegaciones

10. Costes de operación y mantenimiento

- Indicar que CO&MyOtros se actualizará para reflejar cualquier modificación normativa de los costes
- Actualizar los costes de O&M y Otros en base a IPC

11. Plantas que renunciaron a la OM 260/2020 del estado de alarma

- Errores u omisiones en la clasificación de fuga/no fuga
- Errores u omisiones en el listado de IT3,483,48

II. PROPUESTA PARÁMETROS 1S 2022, 2S 2023 Y NUEVA METODOLOGÍA: Temas clave generales

ESTIMACIÓN RO Y AJUSTE ANUAL TRANSITORIO (DT3) CONSIDERANDO QUE SE HACE SEMESTRAL

Análisis propuesta nueva metodología Ro 26 abril 2023 vs. propuesta 28 dic 2022

					PRIMER SEMESTRE DE 2023 (futuros a cierre de abril)					SEGUNDO SEMESTRE DE 2023 (futuros a cierre de abril)				
					A	A + (1+2)	(1)	(2)	(1)+(2)	A	A + (1+2)	(1)	(2)	(1)+(2)
Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Tecnología	Instalación Tipo	Ro 1S 2023 PROPUESTA 28 dic 2022 [€/MWh]	Ro 1S 2023 TRAS AJUSTES 26 abr 2023 [€/MWh]	$AjusteGN_n$ 1S 2023 PROPUESTA 26 abr 2023 [€/MWh]	$AjustePM_n$ 1S 2023 PROPUESTA 26 abr 2023 [€/MWh]	Δ Ro ajustada 26 abr 2023 vs.PROPUESTA 28 dic 2022 [€/MWh]	Ro 2S 2023 PROPUESTA 26 Abr 2023 [€/MWh]	Ro 2S 2023 TRAS AJUSTES 26 abr 2023 [€/MWh]	$AjusteGN_n$ 2S 2023 PROPUESTA 26 abr 2023 [€/MWh]	$AjustePM_n$ 2S 2023 PROPUESTA 26 abr 2023 [€/MWh]	Δ Ro ajustada 26 abr 2023 vs.PROPUESTA 28 dic 2022 [€/MWh]
a.1.1	Gas Natural	1 < P < 10 MW	Turbinas	IT-01090	82,74	-0,55	-169,51	86,21	-83,30	14,72	13,15	-18,47	16,90	-1,57
a.1.1	Gas Natural	1 < P < 10 MW	Turbinas	IT-01338	83,96	-4,11	-174,28	86,21	-88,07	13,94	11,85	-18,99	16,90	-2,09
a.1.1	Gas Natural	10 < P < 25 MW	Turbinas	IT-01345	73,82	-9,67	-169,70	86,21	-83,49	7,23	5,64	-18,49	16,90	-1,59
a.1.1	Gas Natural	25 < P < 50 MW	Turbinas	IT-01140	73,46	-10,62	-170,29	86,21	-84,08	4,10	2,44	-18,55	16,90	-1,65
a.1.1	Gas Natural	25 < P < 50 MW	Turbinas	IT-61137	80,01	-3,91	-170,13	86,21	-83,92	15,17	13,54	-18,53	16,90	-1,63
a.1.1	Gas Natural	1 < P < 10 MW	Motor	IT-01206	102,49	6,50	-182,21	86,21	-96,00	21,72	18,77	-19,85	16,90	-2,95
a.1.1	Gas Natural	1 < P < 10 MW	Motor	IT-01378	102,50	6,50	-182,21	86,21	-96,00	21,72	18,77	-19,85	16,90	-2,95
a.1.1	Gas Natural	10 < P < 25 MW	Motor	IT-01226	96,93	1,72	-181,42	86,21	-95,21	18,45	15,59	-19,76	16,90	-2,86
a.1.2	Gasóleo/GLP	P < 0,5 MW	-	IT-01253	22,46	108,67	0,00	86,21	86,21	78,28	95,18	0,00	16,90	16,90
a.1.2	Gasóleo/GLP	1 < P < 10 MW	-	IT-01275	0,00	86,21	0,00	86,21	86,21	44,44	61,33	0,00	16,90	16,90
a.1.2	Fuel	1 < P < 10 MW	-	IT-01297	0,00	86,21	0,00	86,21	86,21	4,16	21,05	0,00	16,90	16,90
a.1.2	Fuel	10 < P < 25 MW	-	IT-01309	0,00	86,21	0,00	86,21	86,21	0,00	16,90	0,00	16,90	16,90
a.1.2	Fuel	10 < P < 25 MW	-	IT-11411	0,00	86,21	0,00	86,21	86,21	2,04	18,94	0,00	16,90	16,90
Purines de porcino	Gas Natural	1 < P < 10 MW	-	IT-01414	260,27	54,08	-292,40	86,21	-206,19	91,02	76,07	-31,85	16,90	-14,95
Lodos aceite oliva	Gas Natural	10 < P < 25 MW	Turbinas	IT-01431	285,19	41,92	-329,48	86,21	-243,26	81,60	62,60	-35,89	16,90	-18,99
Lodos aceite oliva	Gas Natural	1 < P < 10 MW	Motor	IT-01435	248,38	42,03	-292,55	86,21	-206,34	73,06	58,09	-31,87	16,90	-14,97
Lodos aceite oliva	Gas Natural	10 < P < 25 MW	Motor	IT-01438	242,55	35,87	-292,89	86,21	-206,68	69,83	54,83	-31,91	16,90	-15,01

LA PROPUESTA "NO INDICA" CÓMO SE APLICA EL AJUSTE. Si se hace semestralmente el ajuste por el precio del combustible y por el precio del mercado, conducen a revisiones retroactivas fuertemente negativas(>100%) en el 1S2023 en curso y previsiones de ajustes también negativas (≈15%) en el 2S2023 (a excepción del HC líquidos).

II. PROPUESTA PARÁMETROS 1S 2022, 2S 2023 Y NUEVA METODOLOGÍA: Temas clave generales

Subgrupo	Combustible	Tecnología	Rango de potencia	Instalación tipo (ejemplo)	VF	VHV	RO original (€/MWh)	RO ajustado (€/MWh)
a.1.1	Gas Natural	Turbina	1-10 MW	01338	3,3276	1,7156	64	66
a.1.1	Gas Natural	Turbina	10-25 MW	01345	3,0082	1,4386	57	58
a.1.1	Gas Natural	Turbina	>50 MW	61137	2,7085	1,135	66	67
a.1.1	Gas Natural	Turbina	25-50 MW	01454	2,7085	1,135	48	49
a.1.1	Gas Natural	Motor	1-10 MW	01378	2,6843	0,999	72	73
a.1.2	Fuel	Motor	1-10 MW	11411	2,4762	0,7115	42	44
a.1.2	Fuel	Motor	10-25 MW	01309	2,5100	0,7752	39	42
Purines de porcino	Gas Natural	Motor	1-10 MW	01414	2,7045	0	145	146
Purines de porcino	Gas Natural	Motor	10-25 MW	01426	2,7045	0	145	146
Lodos aceite oliva	Gas Natural	Turbina	10-25 MW	01431	3,0475	1,8585	137	138
Lodos aceite oliva	Gas Natural	Motor	1-10 MW	01435	2,7059	1,3125	127	128
Lodos aceite oliva	Gas Natural	Motor	10-25 MW	01438	2,709	1,322	124	125

LA PROPUESTA necesita ser mejorada en algunos aspectos retributivos para restablecer el margen a futuro (alegaciones críticas de precio de gas/fuel de mercado, CO2 en precio y cantidad, apuntamiento, ….)

II. PROPUESTA PARÁMETROS 1S 2022, 2S 2023 Y NUEVA METODOLOGÍA: Temas clave –valor estimado-

CÁLCULOS PRECIOS ESTIMADOS PARA LA RO:

- No se entiende por qué no hacen cosas análogas para pool y gas. Por ejemplo, para el pool los futuros del 1ene al 30 de nov tienen un peso del 30% en la estimación y para el gas solo un 15% en MIBGAS y un 5% en NBP. Eso puede llevar a que si los futuros a lo largo del año van bajando, el pool estará sobreestimado con respecto al gas, porque tendrán más peso los meses con futuros mas altos.

Fórmulas para precio ESTIMADOS para RO

	Pool	MIBGAS	NBP
	2024 en adelante	**2024**	**2024**
REPARTO ENTRE MIBGAS Y NBP		20%	80%
FUTUROS PARA ESTIMAR PRECIO MEDIO ANUAL	1ene-30nov del año anterior	1ene-30nov del año anterior	1ene-30nov del año anterior
COEF PONDERACIÓN PRECIO MEDIO ANUAL	30%	15%	5%
FUTUROS PARA ESTIMAR CADA TRIMESTRE	1oct-30nov del año anterior	1oct-30nov del año anterior	1oct-30nov del año anterior
COEF PONDERACIÓN DE CADA TRIMESTRE	15%	40% el 1T y 5% el resto	5% el 1T y 1% el resto
FUTUROS PARA ESTIMAR CADA MES	1oct-30nov del año anterior	1-30nov del año anterior	1-30nov del año anterior
MESES QUE ENTRAN	5	2	12
COEF PONDERACIÓN DE CADA MES	2%	25% el m1 y 5% m2	25% el m1, 20% m2, 15% m3, 4% m4-m6, 3% m7-m9 y 2% m10-m12

II. PROPUESTA PARÁMETROS 1S 2022, 2S 2023 Y NUEVA METODOLOGÍA: Temas clave –valor reconocido-

CÁLCULOS DE LOS PRECIOS RECONOCIDOS PARA LOS AJUSTES:

- El NBP no se ajusta, se ve que la parte del NBP en la formula en el coste reconocido es igual que en la del coste estimado. Si el precio del NBP es mas bajo que el del MIBGAS, teniendo en cuenta que en España los contratos no van a NBP, se va tener ahí un factor que tira el precio para abajo respecto a la realidad y encima no se ajusta.

- En el coste reconocido del MIBGAS el peso de los datos reales en 85% e 2024, 50% en 2025 y 15% en 2026, en cambio en el pool el peso de la realidad es 50% e 2024, 25% en 2025 y 20%. Deberían coincidir. Esta es la misma petición que se haría para 2023 (en el caso de 2023 en MIBGAS el 100% es real y en pool solo el 75%)

- En el coste reconocido del MIBGAS la parte de futuros se usan los mismo que en el coste estimado (solo cambia la ponderación), es decir, siguen cogiendo los futuros de año anterior. En cambio, en el precio reconocido del pool, los futuros son los últimos 6 meses para el anual, los de cada trimestre para el trimestre siguiente y los de cada mes para el mes siguiente. Aparte que el pool coge 12 meses y el MIBGAS solo 2. Deberían coincidir en los periodos considerados.

EN CONCLUSIÓN: DEBERÍA HABER HOMOGENEIDAD EN LOS CÁLCULOS DE POOL Y GAS PORQUE SI NO DEPENDIENDO DE LA EVOLUCIÓN DE LAS COMMODITIES VAMOS A HABER SIEMPRE CON DESEQUILIBRIOS.

II. PROPUESTA PARÁMETROS 1S 2022, 2S 2023 Y NUEVA METODOLOGÍA: Temas clave –valor reconocido-

Fórmulas para precio RECONOCIDOS para el AJUSTE frente a los estimados

PRODUCTO		MIBGAS				NBP			Pool			
	AÑO	2024	2025	2026	2027 en adelante	2024	2025	2026	2024	2025	2026	2027 en adelante
	reparto entre MIBGAS y NBP	20%	50%	80%	100%	80%	50%	20%	N/A			
SPOT	coef ponderación precio medio anual SPOT	85%	50%	15%	0%	No se emplean datos reales de NBP			50%	25%	20%	0%
Y+1	periodo de donde se cogen los FUTUROS de precio medio Y + 1	1ene-30nov del año anterior				1ene-30nov del año anterior			últimos 6 meses del año anterior			1ene-30nov del año anterior
	coef ponderación FUTUROS de precio medio Y + 1	2%	2,50%	5%	5%	5%	5%	5%	20%	23%	28%	30%
Q + x	periodo de donde se cogen los FUTUROS con liquidación en cada trimestre	1oct-30nov del año anterior				1oct-30nov del año anterior			cada trimestre se miran los futuros del trimestre anterior			1oct-30nov del año anterior
	coef ponderación de futuros de cada trimestre	5% el 1T , 1,5% el 2T y 0,5% el resto	15% el 1T , 5% el 2T y 3T, 2,5% el 4T	20% el 1T , 10% el 2T y 3T, 5% el 4T	20% el 1T, 15% el 2T, 10% el 3T y 5% el 4T	5% el 1T y 1% el resto			6% cada T	10% cada T	10% cada T	15% cada T
M + x	periodo de donde se cogen los FUTUROS con iquidación en cada mes	1-30nov del año anterior				1-30nov del año anterior			cada mes se miran los futuros del mes anterior			1oct-30nov del año anterior
	meses que entran	2				12			12			5
	coef ponderación de futuros de cada mes	4% el m1 y 1,5% m2	12,5% el m1 y 7,5% m2	20% el m1 y 15% m2	25% el m1 y 20% m2	25% el m1, 20% m2, 15% m3, 4% m4-m6, 3% m7-m9 y 2% m10-m12			0,5% cada mes	1% cada mes	1% cada mes	2% cada M

II. PROPUESTA PARÁMETROS 1S 2022, 2S 2023 Y NUEVA METODOLOGÍA: Temas clave –valor reconocido-

- Lo fundamental en el PERIODO TRANSITORIO hasta 2026 es el **valor reconocido**, ya que el estimado es básicamente un anticipo a cuenta, que lo que interesa es se parezca al reconocido *(siendo el estimado entendible debería ser anual por ser el RO anual; y en eso no parece hay margen de negociación).*

- El VALOR RECONOCIDO debería ser para el 2023 (y siguientes) un valor mensual (diario mejor VS complejo), ya que no hay más productos en estos momentos (ni trimestrales ni anuales), por ejemplo el Mibgas month ahead y que **se reconociera mensualmente** aunque se liquidara anualmente.

- Con este esquema simplificamos: NO NECESIDAD DE PRODUCTOS MÁS COMPLEJOS, trimestrales o anuales, que es incierto cuando estarán disponibles y puede haber un tema de competencia de plataformas (Mibgas, BME, PEGAS,…). Con ello **el NBP no se necesitaría** pues solo existe para poder contratar productos que no hay en Mibgas. Nos pueden vetar este esquema si quieren crear mercado de gas a plazo con nosotros (lo cual no se entiende ni tiene mucha lógica).

- Para el **pool habría que pedir el mismo esquema que el gas.** Si insisten en productos, el RDL 10/2022 se puede argumentar y seguro que no se oponen ya que le mercado bajista les ayuda. Si aun así lo vetan hay que volver a la casilla de salida y empezamos con necesitar una consulta a los que ofrecen productos a ver cuál es su calendario de desarrollo de mercado y ver que es más realista.

- De los demás temas destacar que le CO2 es importante se ajuste también...y ya luego estarían el poner todos los precios a mercado (**margen comercial de combustibles, apuntamiento, BM CO2,…).**

17

II. PROPUESTA PARÁMETROS 1S 2022, 2S 2023 Y NUEVA METODOLOGÍA: Alegaciones

1. UNA VISIÓN INTEGRAL DE ÍNDOLE LEGAL Y REGULATORIO

- Importancia de la regulación que se pretende a aprobar: hay que acertar
- El Proyecto de metodología contiene elementos absolutamente nuevos y supone una reforma relevante del actual régimen de actualización.
- Sobre la estabilidad regulatoria y la necesidad de predictibilidad en el reconocimiento de los costes
- Sobre la aplicación de la nueva metodología desde 1 de enero de 2023
- Necesidad y SOLICITUD de consulta previa prevista en el artículo 133 de la Ley 39/2015

II. PROPUESTA PARÁMETROS 1S 2022, 2S 2023 Y NUEVA METODOLOGÍA: Alegaciones

2. CONSIDERACIONES PREVIAS A LAS ALEGACIONES

2.1. DISPOSICIÓN TRANSITORIA TERCERA. AJUSTE ANUAL TRANSITORIO POR DESVIACIÓN DEL PRECIO DE GAS NATURAL Y DEL PRECIO DEL MERCADO.

- ALEGACIÓN PRIMERA: No aplicación retroactiva en el año 2023
- ALEGACIÓN SEGUNDA: Eliminar coeficiente de apuntamiento
- ALEGACIÓN TERCERA: Redefinir el ajuste anual por precio del mercado eléctrico
- ALEGACIÓN CUARTA: Redefinir el ajuste anual por precio del gas natural
- ALEGACIÓN QUINTA: Incluir ajuste para el precio del CO2
- ALEGACIÓN SEXTA: Incluir ajuste para el precio de los combustibles diferentes al gas natural
- ALEGACIÓN SÉPTIMA: Consonancia de ajustes del precio del combustible con el del mercado eléctrico
- ALEGACIÓN OCTAVA: Sobre los ajustes anuales transitorios negativos
- ALEGACIÓN NOVENA: Eliminar 2026 y 2023 del ámbito del ajuste anual transitorio

II. PROPUESTA PARÁMETROS 1S 2022, 2S 2023 Y NUEVA METODOLOGÍA: Alegaciones

2.2. SOBRE LA METODOLOGÍA DE ACTUALIZACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN A LA OPERACIÓN

- ALEGACIÓN DÉCIMA: Metodología compleja
- ALEGACIÓN UNDÉCIMA: La estimación del precio del mercado eléctrico debe ser en todo caso igual que la empleada para otras tecnologías del RECORE sino superior.
- ALEGACIÓN DUODÉCIMA: Estimación del precio del combustible
- ALEGACIÓN DECIMOTERCERA: Actualización benchmark CO2
- ALEGACIÓN DECIMOCUARTA: Otros y corrección de erratas
- ALEGACIÓN DECIMOQUINTA: Sobre la información económica en la MAIN

3. ANEXOS

ANEXO 1: ANÁLISIS ESTIMACIÓN POR INSTALACIONES RO Y AJUSTE 2023

ANEXO 2: EJEMPLOS DE AJUSTES GESTIONABLES

ANEXO 3: PROPUESTAS PARA LAS PLANTAS DE COGENERACIÓN CON FUELOIL

ANEXO 4: SÍNTESIS DE LAS TABLAS ECONÓMICAS PUBLICADAS

III. METODOLOGÍA 2020-2022: RECURSOS

III. METODOLOGÍA 2020-2022: RECURSOS

SEMIPERIODO 2020-2022

RECURSO COGEN

1. Orden TED 171/2020, de 24 de febrero 2020 (RO 1S 2020) **(CON FALLO)**
2. Orden TED 989/2022, de 11 de octubre (RO 2S 2020 y 1S 2021).
3. Orden TED 995/2022, de 14 de octubre (RO 2S 2021)
4. Orden TED 1232/2022, de 2 de Dic. **PUBLICADA 14 DIC.** (RO 1S 2022).
5. Orden TED 1295/2022, de 22 de Dic. **PUBLICADA 28 DIC.** (RO 2S 2022)
6. PROPUESTA DE ORDEN del 28 de Dic. 2022 (RO 23) **(ALEGADA)**

III. Parámetros retributivos
B. Informe pericial FTI

A. ASPECTOS COMUNES DEL SECTOR

I. Estrategia 2S 2020 – 2021

Coste de combustible (+ CO2, O&M, …) incorrectamente reflejado en los parámetros retributivos

II. Estrategia 2022 (y 1S 2023)

Parámetros retributivos no reflejan la **intervención del mercado** del RDL 10/2022

III. Otros

- **Benchmark CO2** (y otros temas asociados) en incidente de ejecución de sentencia
- **Extemporaneidad** (en curso conversaciones en el sector)

B. ASPECTOS ESPECÍFICOS DE CADA INSTALACIÓN

Daños directos e indirectos (por parada de instalaciones) & lucro cesante

IV. COMUNIDADES ENERGÉTICAS: ALEGACIONES

IV. COMUNIDADES ENERGÉTICAS: ALEGACIONES

1. ALEGACIÓN PRIMERA sobre la legalidad de la Disposición final primera de Modificación del "*Artículo 22 Estimación del precio de mercado y ajuste por desviaciones en el precio del mercado*" del Real Decreto 413/2014, para instalaciones cuyos costes dependen del precio del combustible.

a) Propuesta de modificación del RD 413/2014 y MAIN

b) Introducción y desarrollo de la alegación. Conclusión

2. ALEGACIÓN SEGUNDA para impulsar el desarrollo de instalaciones renovables precisando las condiciones de antivertido.

3. ALEGACIÓN TERCERA a la "Disposición transitoria única. *Configuraciones singulares de medida en Hibridación de plantas industriales con cogeneraciones." para n*o limitar la fecha para adoptar la configuración singular de medida

4. ALEGACIÓN CUARTA a la "Disposición transitoria única. *Configuraciones singulares de medida en Hibridación de plantas industriales con cogeneraciones." para* incluir imposibilidad económica.

5. ALEGACIÓN QUINTA. Añadir una disposición final. Modificación Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

V. PROPUESTA DE ORDEN (Y RD) DE SUBASTAS DE COGENERACIÓN

V. PROPUESTA DE ORDEN (Y RD) DE SUBASTAS DE COGENERACIÓN

La nueva metodología ya preparada para las subastas (I_{EAC},...)

TEMAS PENDIENTES

a. Su intención es definir la nueva metodología **(Junio 2023)** y luego sacar la subasta de cogeneración **(Dic. 2023)**

b. Los temas relevantes pendientes de definir, que el Ministerio ha tomado nota de las recomendaciones de la CNMC y de las peticiones del sector:

I. Autoconsumo: por definir si acepta el mantener el Todo-Todo con autoconsumo mínimo vía PPAs.

II. Definición de planta nueva y renovada.

III. Cupos: Tamaños (biomasa nueva -y renovaciones si entran- y criterios de competencia sobreoferta del 20%)

IV. VUR (10-13 años)

V. Penalizaciones: aclarar criterio de doble penalidad

VI. Lista de equipos elegibles

SUBASTA DEL RENOVE Y PLAN DE AYUDAS PARA INTRODUCUIR LAS RENOVABLES EN COGENERACIÓN SON MECANISMOS COMPLEMENTARIOS .

VI. RD 413 REDES CERRADAS

VI. RD 413 REDES CERRADAS

Real Decreto 314/2023, de 25 de abril, por el que se desarrolla el procedimiento y los requisitos para el otorgamiento de la autorización administrativa de las redes de distribución de energía eléctrica cerradas.

- **Art 3.:** en relación con la definición de consumidor industrial, **se han incluido las empresas pertenecientes a los grupos D y E** de la Clasificación Nacional de Actividades Económicas (CNAE) **entre las empresas que podrán conformar una red de distribución cerrada**, tal y como se solicitó por el sector en las alegaciones, además de las empresas pertenecientes a las categorías B y C del CNAE, que ya estaban en las primeras versiones.
- **Art. 3.:** como **alternativa** al criterio de integración y seguridad, se ha añadido una posible **nueva condición a cumplir:**
  - *b) Dicha red distribuye electricidad ante todo al propietario o gestor de la red o a sus empresas vinculadas. A los efectos del presente real decreto se entenderá que se da tal circunstancia cuando al menos el 50 % del consumo conectado a la red de distribución de energía eléctrica cerrada sea del propietario o gestor de dicha red, o de empresas en las que su participación en el capital sea superior a un 50 %.*
- **Art. 5.:** los Consumidores no industriales conectados a una red de distribución de energía eléctrica cerrada, tienen que suponer menos del 2% del consumo total. Se ha eliminado que, si esto no se mantiene, conlleva a la revocación de la Red. Esta modificación fue solicitada desde el sector aduciendo que las **causas de revocación** deben estar relacionadas con causas atribuibles al consumidor o al gestor de la red de distribución o con el título.
- Se incluye una disposición adicional segunda sobre la *Evaluación del impacto de la creación de las redes de distribución de energía eléctrica cerradas.*

VII. OTROS TEMAS REGULATORIOS

VII. Otros temas regulatorios

- **PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES DE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE, REDES LOCALES Y REGASIFICACIÓN PARA EL AÑO DE GAS 2024** - a aplicar a partir del 1 de octubre de 2023- expediente RAP/DE/010/22, que incluye:
  - 134-23: Propuesta de resolución peajes año de gas 2024
  - 135-23: Memoria Propuesta de resolución peajes año de gas 2024
  - 136-23: Anexo Memoria Propuesta de resolución peajes año de gas 2024
  - 137-23: Excel con el modelo de transporte considerado

- **PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE ESTABLECE LA RETRIBUCIÓN PARA EL AÑO DE GAS 2024 DE LAS EMPRESAS QUE REALIZAN LAS ACTIVIDADES REGULADAS DE PLANTAS DE GAS NATURAL LICUADO, DE transporte y de distribución de gas** expediente RAP/DE/011/23, que incluye:
  - 138-23: Resolución retribución actividades reguladas año de gas 2024
  - 139-23: Memoria Resolución retribución actividades reguladas año de gas 2024

- **El plazo para remitir las observaciones finaliza el 16 de mayo de 2023**, que deberán enviarse a la sede electrónica de la CNMC.

VII. Otros temas regulatorios

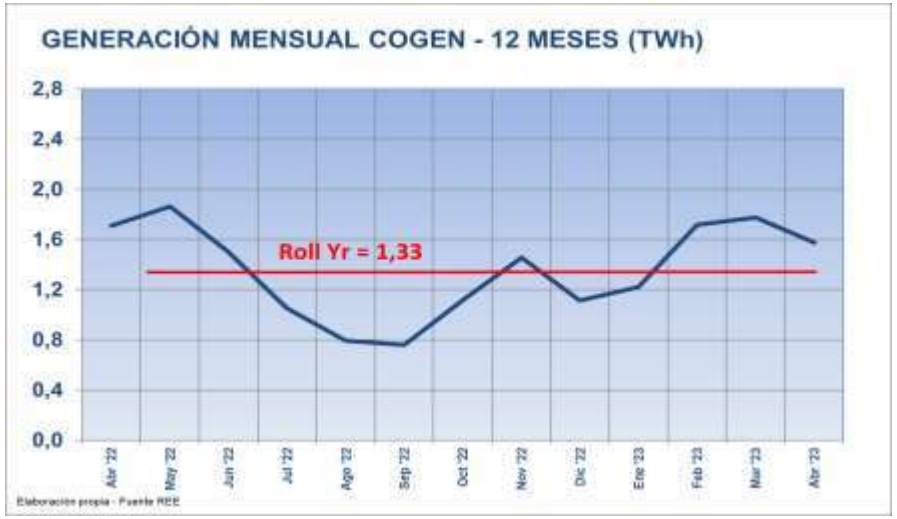
La memoria de la propuesta de resolución de los peajes de gas para 2024 incluye el % de variación de facturación a peajes la propuesta sobre los del año de gas 2023 por escalón de peaje y tipología de servicio:

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	Entrada Transporte	Salida Transporte	Redes Locales	Otros Costes de Regasificación	Total
RL.1	C ≤ 5.000	-49,9%	27,5%	-4,9%	-3,8%	-114,2%	-18,1%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-52,1%	26,4%	1,9%	-3,7%	-239,2%	-16,0%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-51,1%	26,9%	-6,2%	-5,9%	-546,4%	-19,1%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-48,8%	28,1%	5,5%	-2,2%	-1472,3%	-8,7%
RLTA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-49,8%	27,6%	19,0%	25,8%	-5287,0%	14,0%
RLTB.5		-50,9%	27,0%	15,6%	4,6%	-5287,0%	-2,2%
RLTA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-47,2%	29,1%	20,8%	19,9%	-32733,8%	-1,6%
RLTB.6		-46,0%	29,8%	18,4%	8,6%	-32733,8%	-5,9%
RLTA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-43,1%	31,6%	1,1%	9,2%	-73074,2%	-15,5%
RLTB.7		-41,9%	32,4%	1,7%	-1,5%	-73074,2%	-17,4%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-40,0%	33,7%	2,6%	5,7%	-188460,5%	-14,6%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-37,6%	35,5%	3,9%	2,9%	-264241,4%	-12,6%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-35,7%	37,1%	5,1%	6,7%	-679881,8%	-10,6%
RL.11	C > 500.000.000	-38,1%	35,1%	3,6%	5,6%	-6670300,0%	-14,2%
Total		**-41,4%**	**32,8%**	**3,8%**	**-0,8%**	**-328,1%**	**-13,8%**

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

VIII. CIERRE DE MARZO 2023 Y SITUACIÓN DEL SECTOR

VIII. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución producción nacional cogeneración REE



Actualizado abr '23 (REE cierre abr '23)

abr '23(*) vs. máximos hist.

-46,0%	Energía mensual 1,58 vs. 2,92 TWh (ene 2013)
-5,7 pts	Participación mensual en mix 7,4 vs. 13,1% (May 2013)
-5,7 pts	Participación anual en mix 5,7 vs. 11,5% (2012)

(*) 2023 año móvil

VIII. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución producción nacional Cogeneración REE (II)

Actualizado abr '23 (REE cierre abr '23)

Mensual abr '23 vs. abr '22

-7,7% Energía
1,58 vs. 1,71 TWh
=> -0,13 TWh

-0,5 pts Participación en mix
7,4% vs. 7,9%

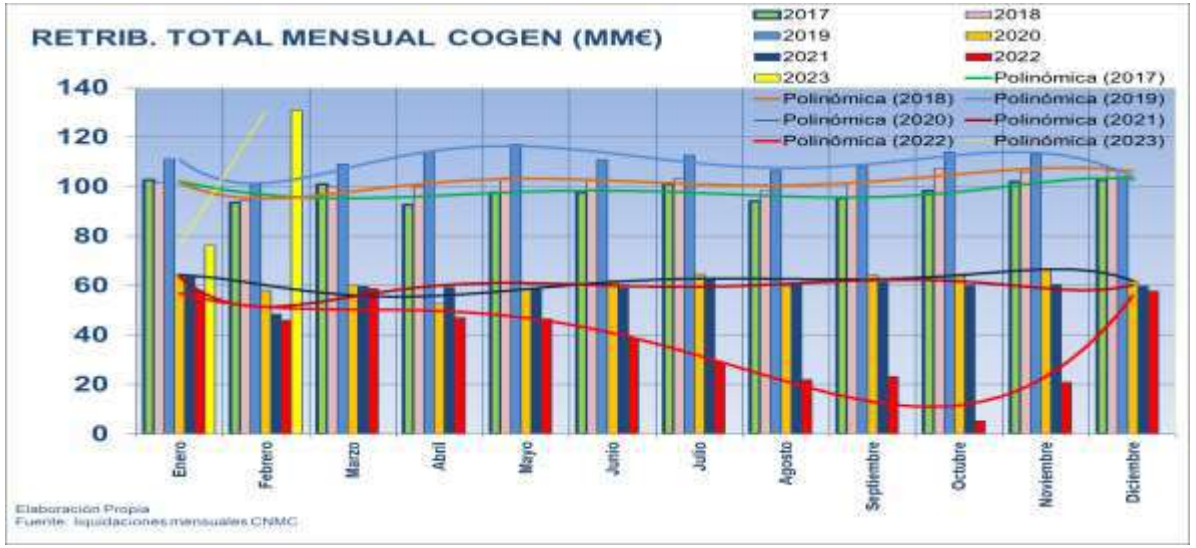
Anual '23 vs. máx año móvil

-51,3% Energía
15,95 vs. 32,76 TWh

-7,4 pts Participación en mix
7,4% vs. 13,1%

VIII. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución liquidación cogeneración CNMC

Datos de liquidación 2/23



Comparación 2023 vs. 2022 (año móvil)

-27,8% Energía vendida (1,23 TWh vs. 1,69 TWh) (*)

-33,4% Retribución Ri anual (28,9 M€ vs. 43,3 M€)

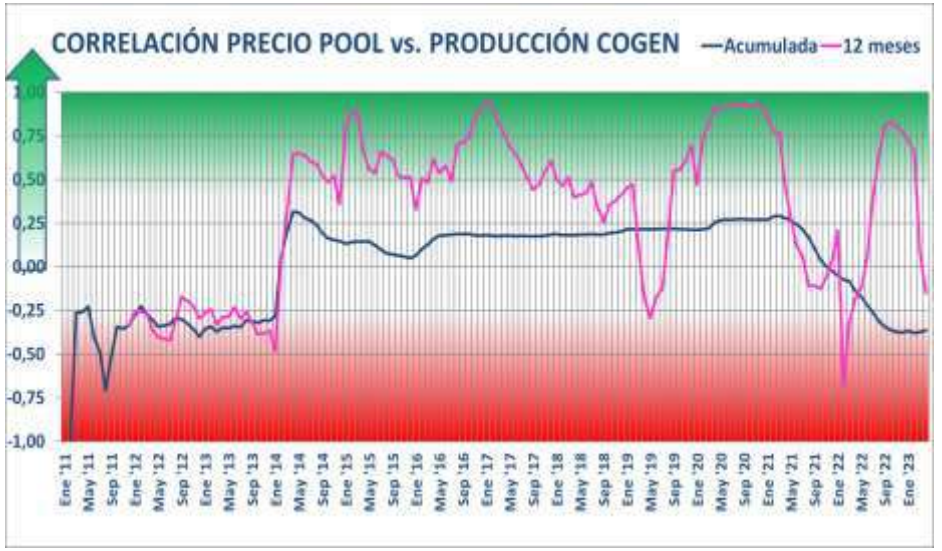
-20,4% Retribución Ro anual (527,3 M€ vs. 662,6 M€)

-21,2% Retribución Total anual (556,2 M€ vs. 706,0 M€)

(*) Energía vendida distorsionada por el mecanismo de topado del gas al que parte de las instalaciones siguen acogidas

VIII. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución liquidación Cogeneración CNMC (II)

Datos de liquidación 2/23



Actualizado feb '23 (CNMC Cuadros feb '23 y liquid. 2/23)

2023 (*) vs. 2013

-36,5%	Energía vendida (15,95 TWh vs. 25,12 TWh)
-33,4%	Potencia primada (**3,64** GW vs. 5,46 GW)
26,6%	Potencia NO OPERATIVA (**1,462 de 5,502** MW)
44,8%	Instalaciones NO OPERATIVAS (**423 de 944**)

(*) Año móvil

VIII. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución del parque de Cogeneración

TODAS LAS PLANTAS	POTENCIA INSTALADA (MW)												
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	DIF '23-'22	DIF '23-'13
REGISTRADA	5.979	6.089	6.102	5.997	5.757	5.640	5.651	5.612	5.554	5.502	5.502	0	-477
NO OPERA ÚLTIMOS 12 MESES (TIPO I)	182	91	582	140	24	56	23	32	236	119	130	10	-52
NO OPERA ÚLTIMOS 24 MESES (TIPO II)	30	1.172	86	429	27	17	41	26	10	231	137	-95	107
NO OPERA ÚLTIMOS 36 MESES (TIPO III)	259	n/d	1.034	969	1.214	1.076	1.115	1.107	1.046	1.086	1.195	109	936
NO OPERA EN CONTÍNUO	471	1.263	1.702	1.538	1.264	1.150	1.180	1.165	1.292	1.437	1.462	25	991
OPERANDO EN CONTÍNUO	5.508	4.826	4.400	4.459	4.493	4.490	4.471	4.447	4.262	4.065	4.040	-25	-1.468
% no opera de forma contínua	7,9%	20,7%	27,9%	25,6%	22,0%	20,4%	20,9%	20,8%	23,3%	26,1%	26,6%	0,0%	
% no operativo últimos +12 meses	3,0%	1,5%	9,5%	2,3%	0,4%	1,0%	0,4%	0,6%	4,3%	2,2%	2,4%		
% no operativo últimos +24 meses	0,5%	19,2%	1,4%	7,1%	0,5%	0,3%	0,7%	0,5%	0,2%	4,2%	2,5%		
% no operativo últimos 36 meses	4,3%	n/d	16,9%	16,2%	21,1%	19,1%	19,7%	19,7%	18,8%	19,7%	21,7%		

Nota.- Ficheros CNMC detalle sólo disponibles desde Ago'13. Datos cierre 2014 para Tipo I no disponibles y para Tipo II incompletos.
Nota.- En el cierre de 2014 los datos del Tipo II incluyen también los del Tipo I (según nota anterior)

TODAS LAS PLANTAS	NÚMERO DE INSTALACIONES												
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	DIF '23-'22	DIF '23-'13
REGISTRADA	996	1.060	1.064	1.056	1.023	1.011	1.005	983	960	944	944	38	-52
NO OPERA ÚLTIMOS 12 MESES (TIPO I)	24	27	117	24	12	15	14	19	20	36	50	14	26
NO OPERA ÚLTIMOS 24 MESES (TIPO II)	8	280	26	100	17	8	11	15	9	13	13	0	5
NO OPERA ÚLTIMOS 36 MESES (TIPO III)	76	n/d	266	278	339	342	344	346	336	356	360	24	284
NO OPERA EN CONTÍNUO	108	307	409	402	368	365	369	380	365	405	423	38	315
OPERANDO EN CONTÍNUO	888	753	655	654	655	646	636	603	595	539	521	0	-367
% no opera de forma contínua	10,8%	29,0%	38,4%	38,1%	36,0%	36,1%	36,7%	38,7%	38,0%	42,9%	44,8%	0,0%	
% no operativo últimos +12 meses	2,4%	2,5%	11,0%	2,3%	1,2%	1,5%	1,4%	1,9%	2,1%	3,8%	5,3%		
% no operativo últimos +24 meses	0,8%	26,4%	2,4%	9,5%	1,7%	0,8%	1,1%	1,5%	0,9%	1,4%	1,4%		
% no operativo últimos 36 meses	7,6%	n/d	25,0%	26,3%	33,1%	33,8%	34,2%	35,2%	35,0%	37,7%	38,1%		

Actualizado dic '22 (CNMC Cuadros dic '22)

2022 vs. 2023

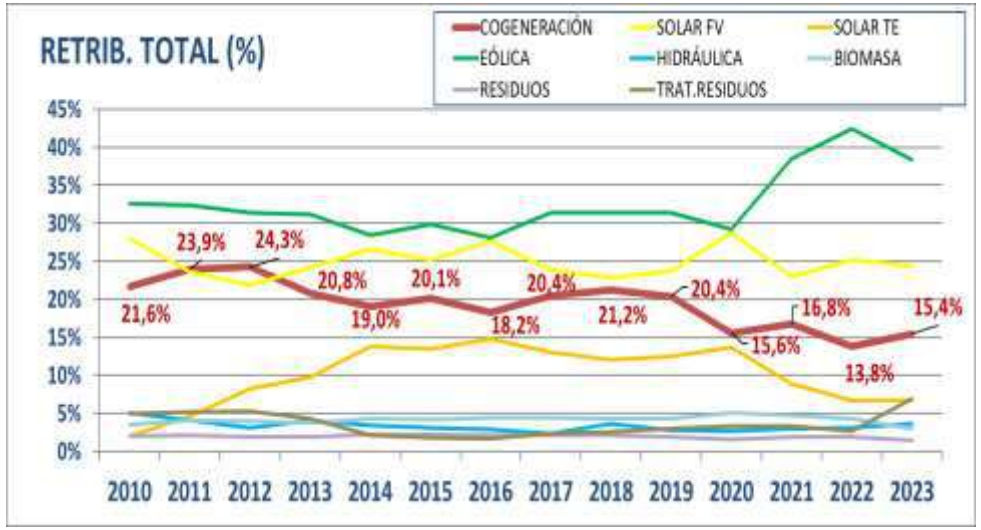
0 MW — Potencia dada de baja en registro en 2023

25 MW — Potencia adicional que no opera en continuo en 2022

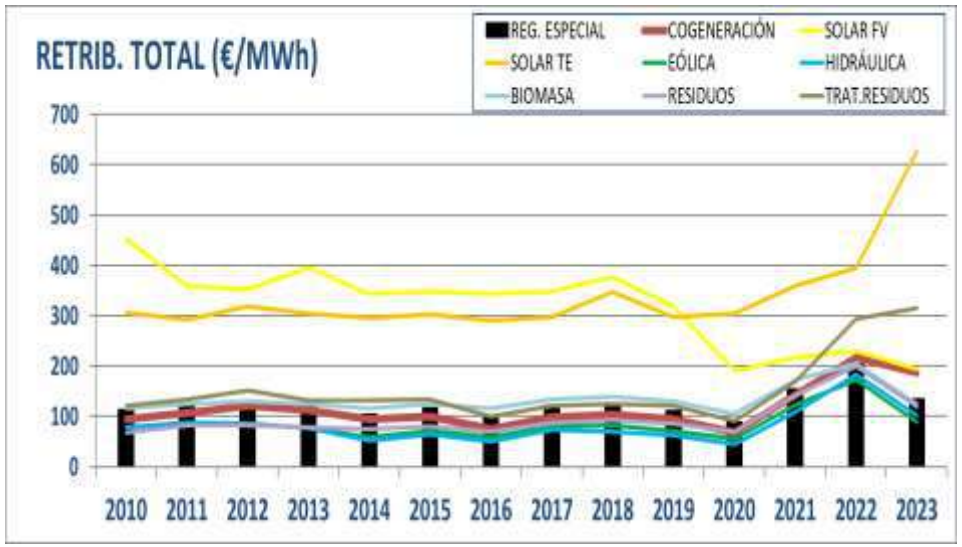
1,462 MW — Potencia que no opera en continuo (26,6%)

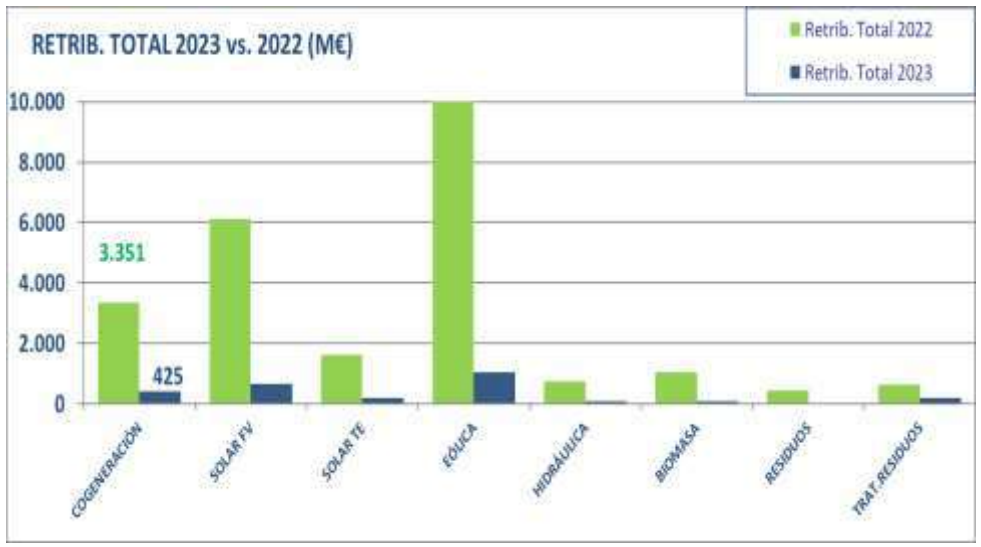
423 — Instalaciones que no operan en continuo (44,8%)

VIII. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución de la retribución total cogeneración



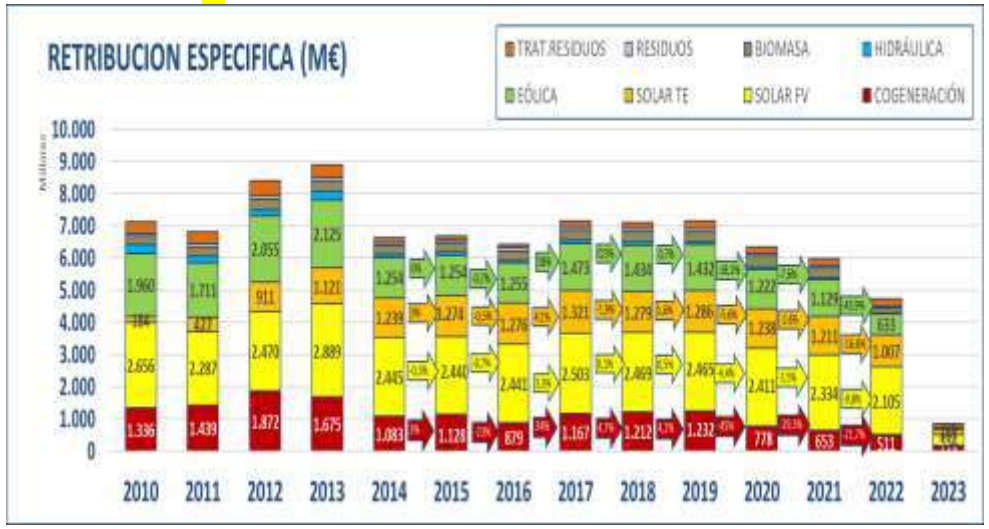
Actualizado feb ‘23
(Cuadros feb ‘23)

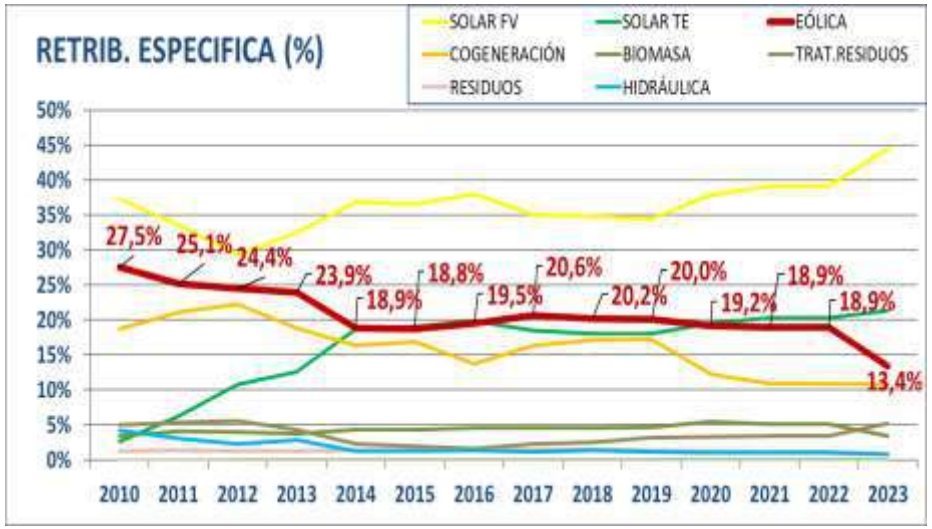


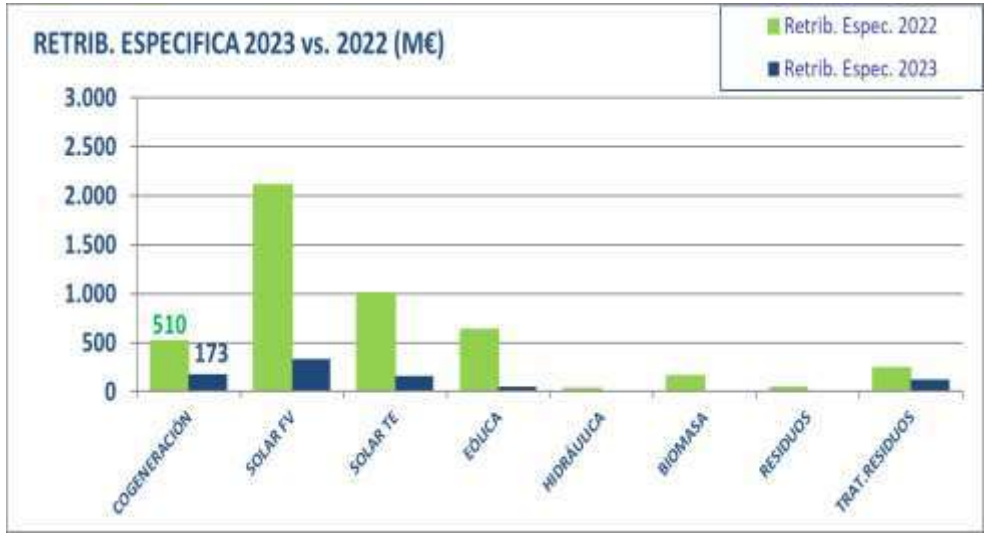


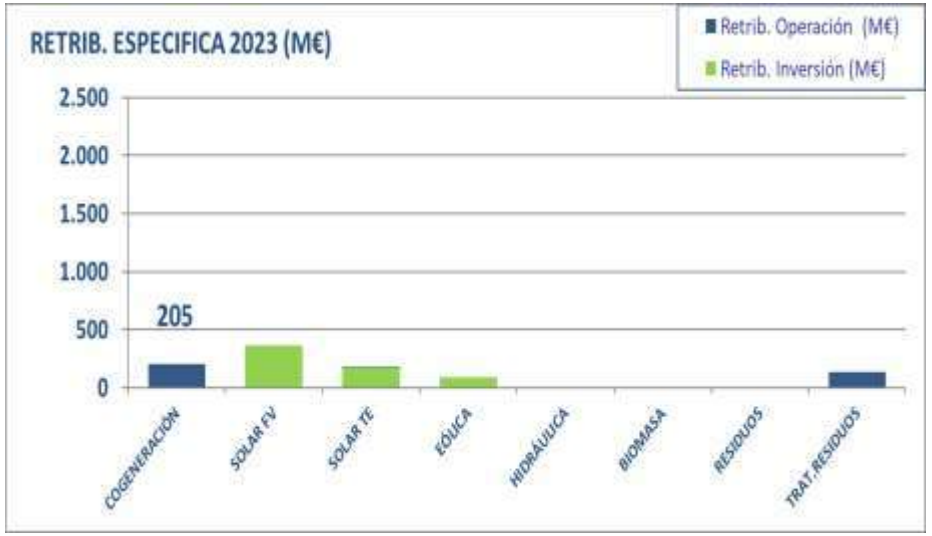
Nota.- 2023 incluye datos hasta febrero

VIII. Informe de evolución de la cogeneración
Evolución de la retribución específica cogeneración







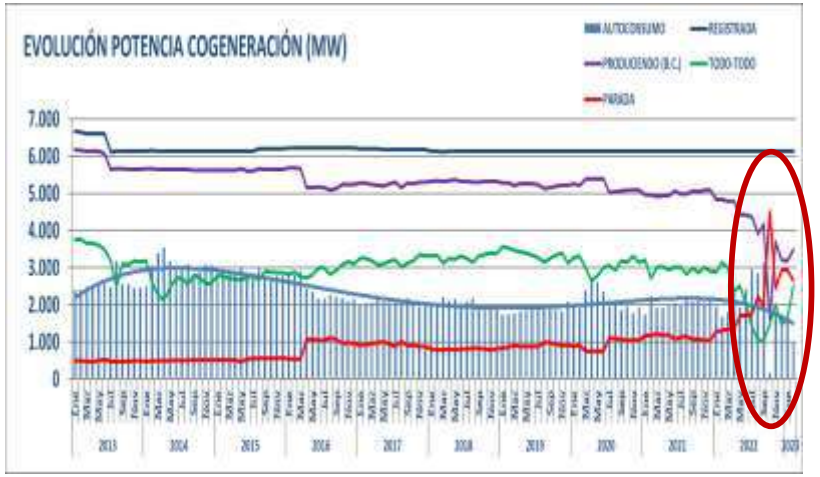


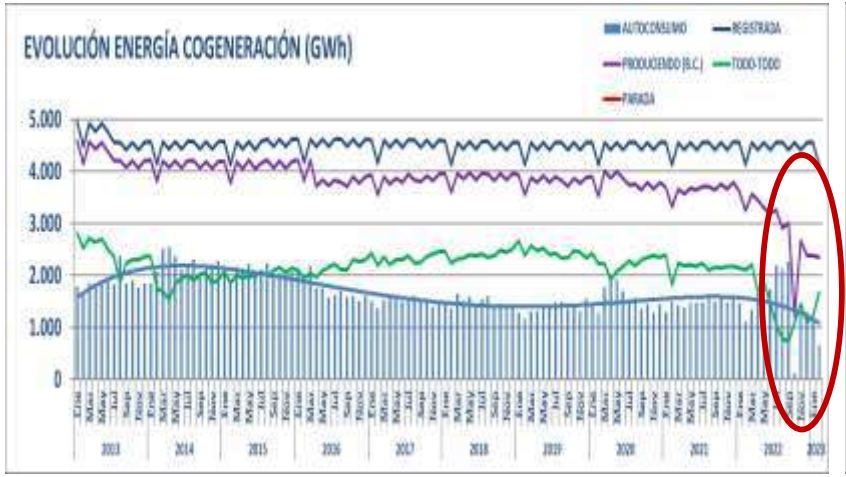
Actualizado feb ‘23
(Cuadros feb ‘23)

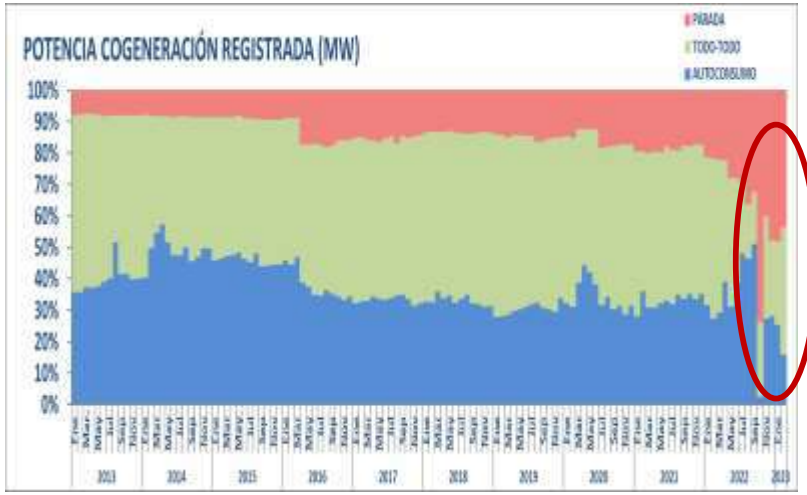
Nota.- 2023 incluye datos hasta febrero

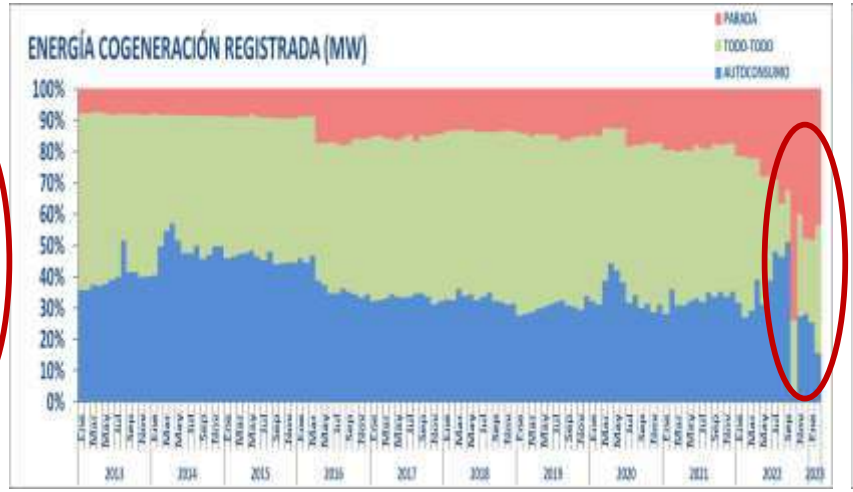
VIII. Informe de evolución de la cogeneración
Autoconsumo Cogeneración

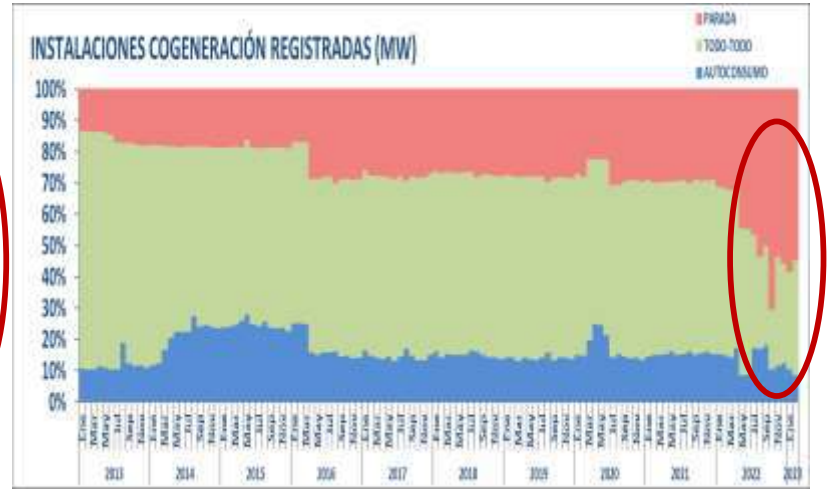
Actualizado feb '23
(Cuadros feb '23)







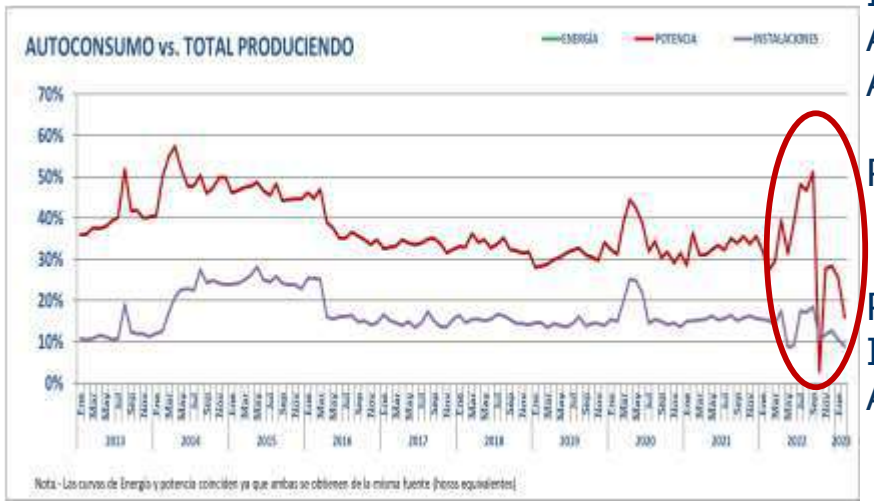




VIII. Informe de evolución de la cogeneración
Autoconsumo Cogeneración

No hay nuevos datos publicados por CNMC

Nota.- Plantas paradas son las que al menos no han operado en los últimos 12 meses



Actualizado feb '23 (CNMC Cuadros feb '23)

AC/Registro (mes y año ant.)

	mes	año	valor
Potencia	-12,4%	-11,5%	16,0%
Energía	-12,4%	-11,5%	16,0%
Inst.	-3,8%	-6,3%	8,9%
AC/TT Po	-79,3%	-6,7%	
AC/TT Ins	-15,8%	-4,4%	

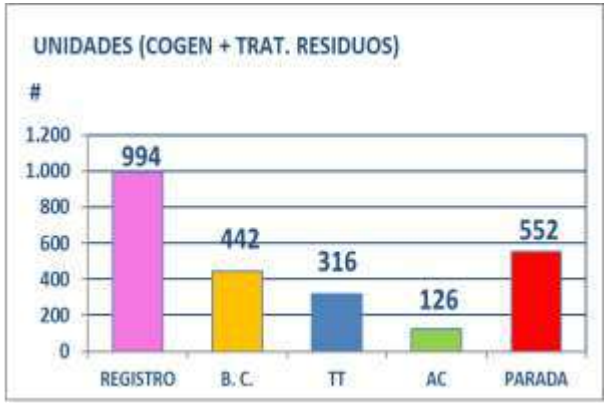
Parado/Registro (mes y año ant.)

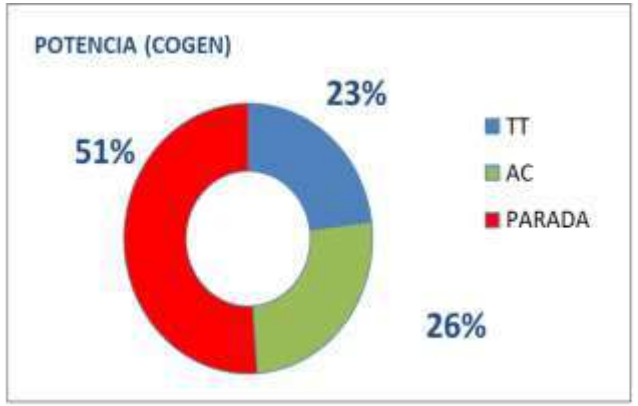
	mes	año	valor
Pot./Ene.	-4,5%	+21,9%	47,7%
Inst.	-1,1%	+22,8%	55,5%
AC/TT	39,1%		

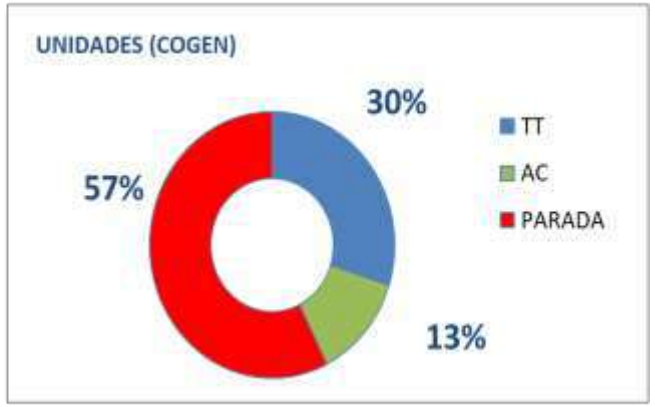
VIII. Informe de evolución de la cogeneración
Autoconsumo Cogeneración (II)

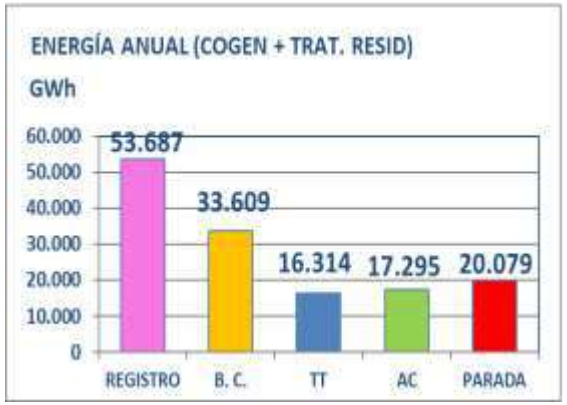
No hay nuevos datos publicados por CNMC

Actualizado feb '23
(CNMC Cuadros feb '23)

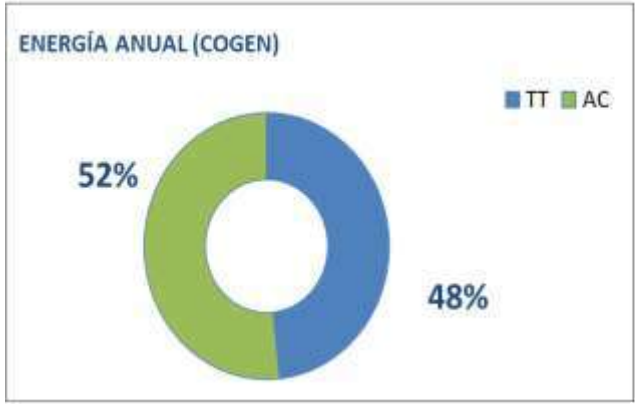


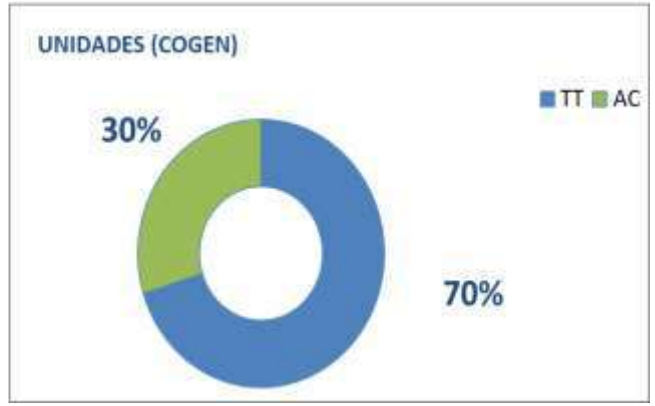






Nota 1- (*) Energía teórica de la potencia registrada operando a carga nominal
Nota 2- (*) Energía teórica de la potencia parada operando a carga nominal

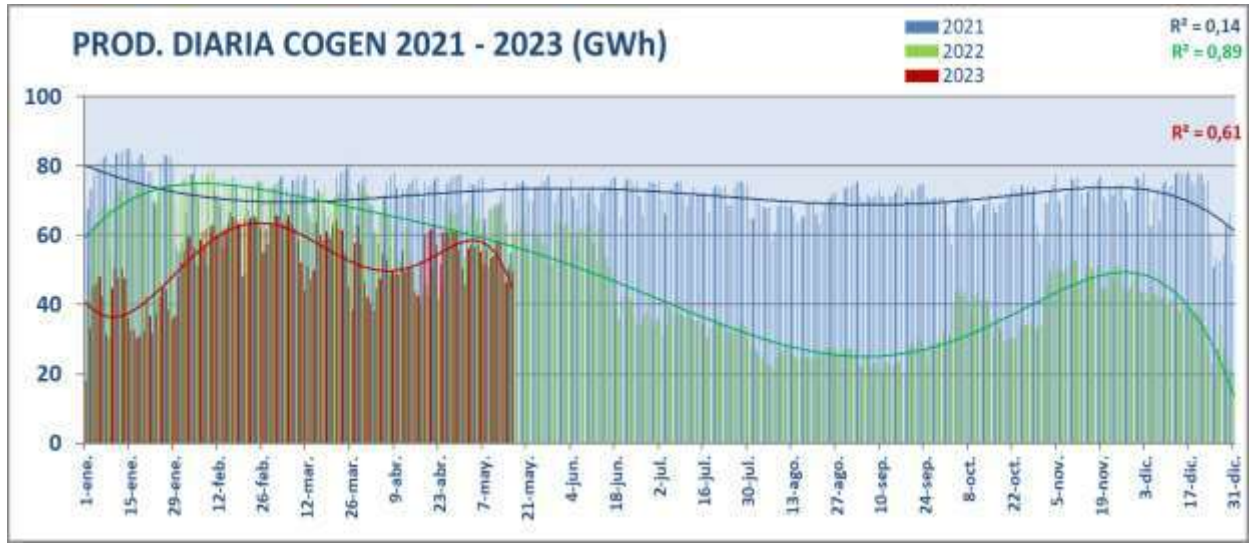




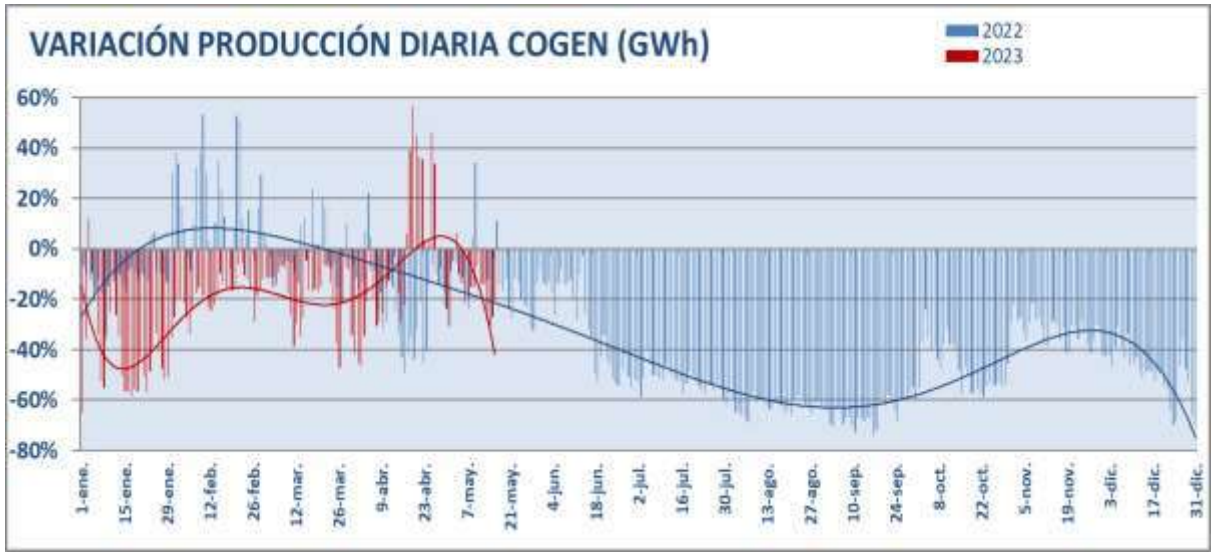
VIII. Informe situación Cogeneración: Evolución mensual

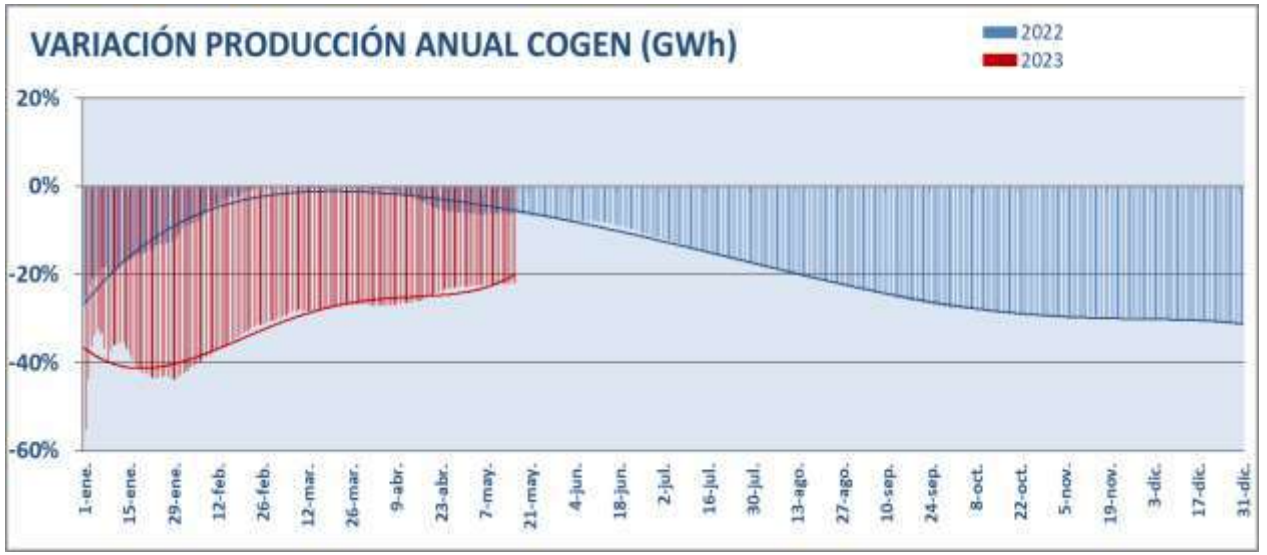
VIII. Informe situación Cogeneración: Evolución diaria

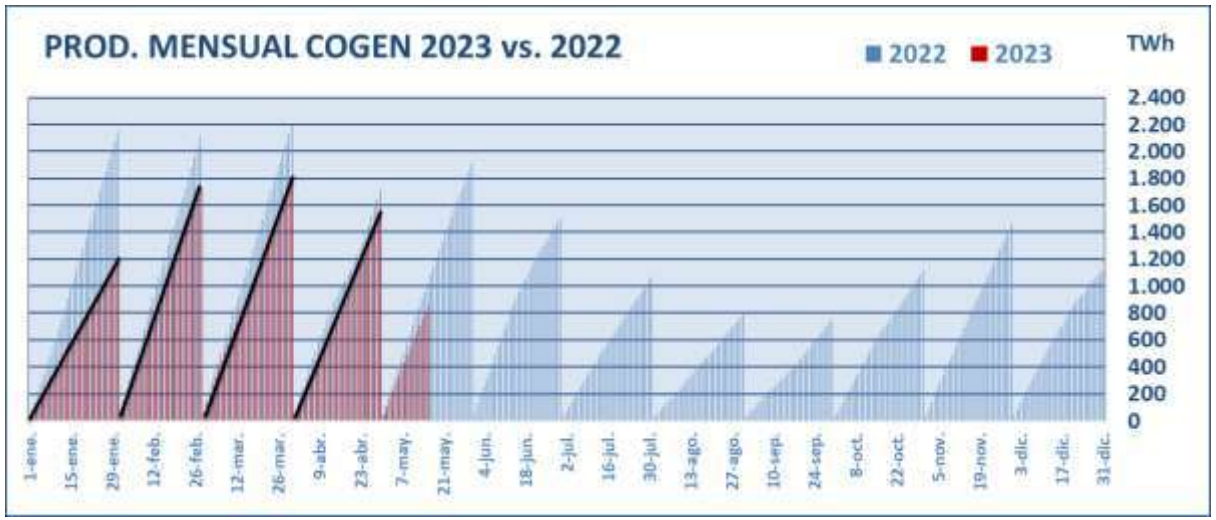
Nota.- R^2 = coeficiente de determinación de la regresión múltiple

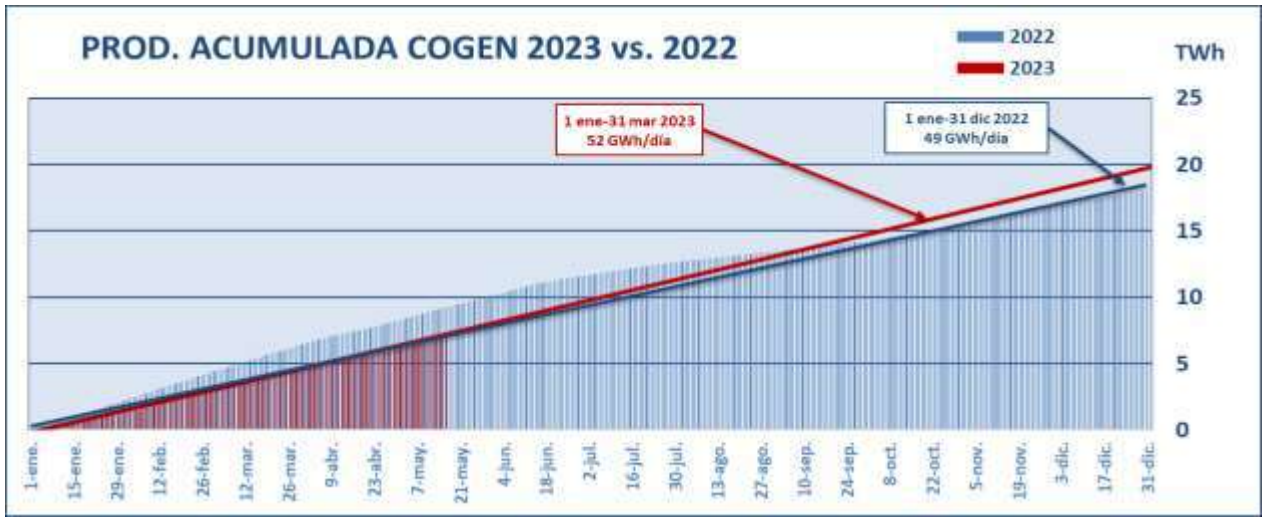


VIII. Informe situación Cogeneración: Evolución diaria (II)

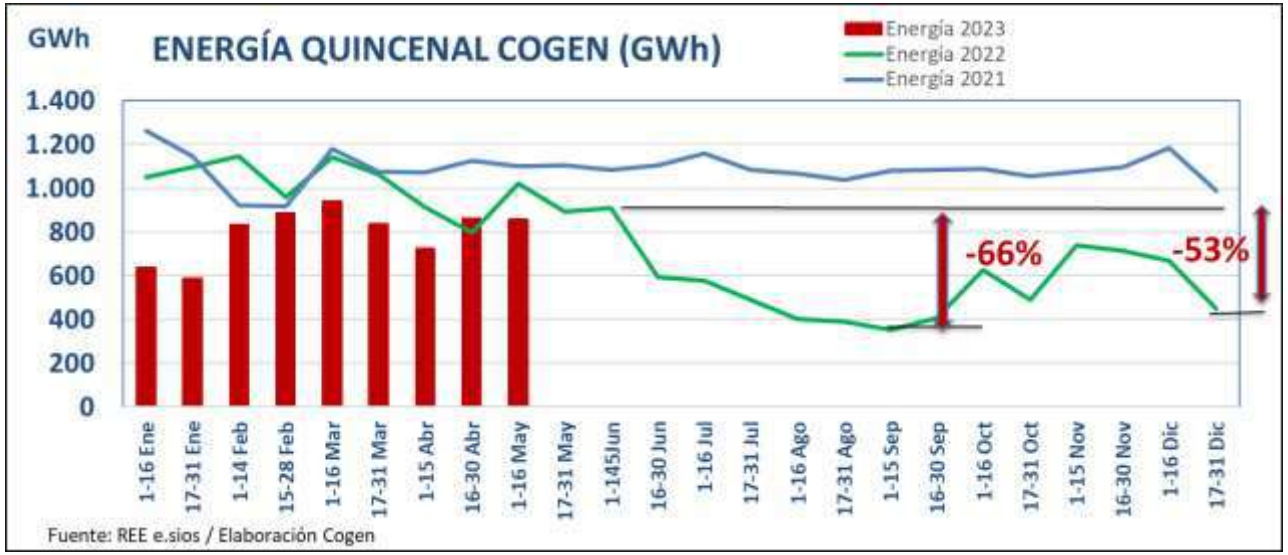








VIII. Informe situación Cogeneración: Evolución diaria y quincenal años 2023-2023



IX. ACTUALIZACIÓN DE LOS MERCADOS DE CARBONO 2023

Iker Larrea

ilarrea@globalfactor.com

Iria Flavia Peñalva

ipenalva@globalfactor.com

globalfactor

Spain – Portugal – Italy – Germany – Poland – France – UK – Ecuador – Mexico

www.globalfactor.com

Novedades regulatorias para los mercados de carbono 2023

JUNTA MENSUAL COGEN ESPAÑA Mayo 2023

globalfactor

Spain Belgium France Germany Italy Netherlands Poland UK Czech Republic Romania

www.globalfactor.com

NOVEDADES
Y MERCADO
globalfactor

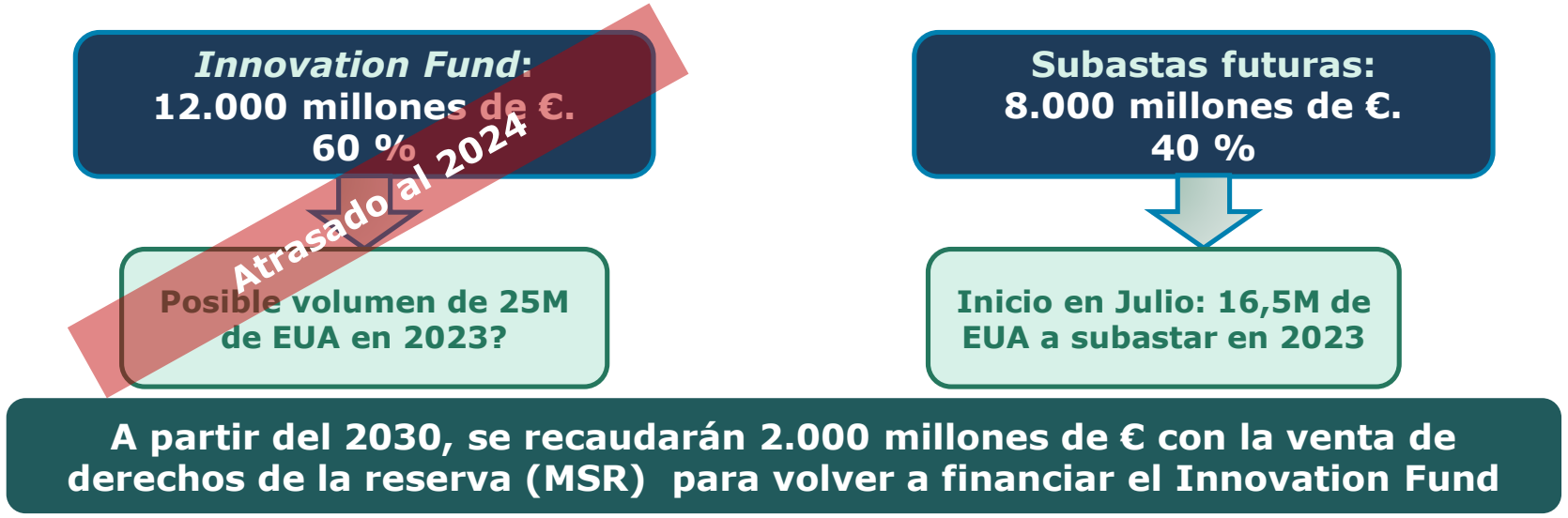
IX. ACTUALIZACIÓN DE LOS MERCADOS DE CARBONO 2023
Novedades regulatorias

REPowerEU

Las subastas del REPowerEU deberían de empezar en julio, con un volumen más bajo de lo esperado. Se subastarán 16,5M de EUA en 2023, que corresponden al adelanto de subastas futuras. Todavía faltan pasos legales para empezar a subastar del *Innovation Fund*.

Impacto en el EU ETS

- 2023-2026: Ventas de 20.000 millones de € de EUAs provenientes del *Innovation Fund* y de las subastas futuras para financiar la independencia a las energías fósiles rusas.
- 2023: Venta de 16,5M de EUA provenientes de subastas futuras. Pendiente actualización del *Auctioning Regulation* (octubre) e inicio de subastas en 2024 (anuncio de la Comisión el 03/05).

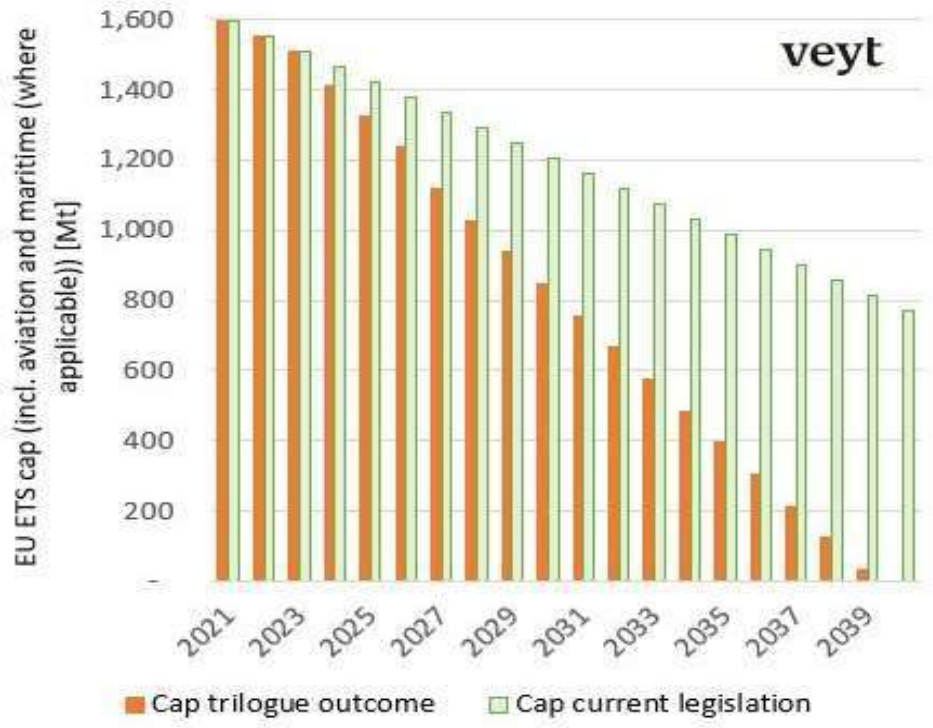


Fuentes: borrador de Directiva, Carbon Pulse

Reformas del EU ETS – impacto en el CAP

Los acuerdos de los Estados Miembros sobre las reformas del EU ETS (25/04) reducirán el CAP en 117 millones de EUAs entre 2024 y 2026 a través del *Rebasing*, además del aumento del factor lineal de reducción (LRF) que pasará del 2,2% al 4,4%.

CAP actual vs. reformas



Componentes de la oferta:

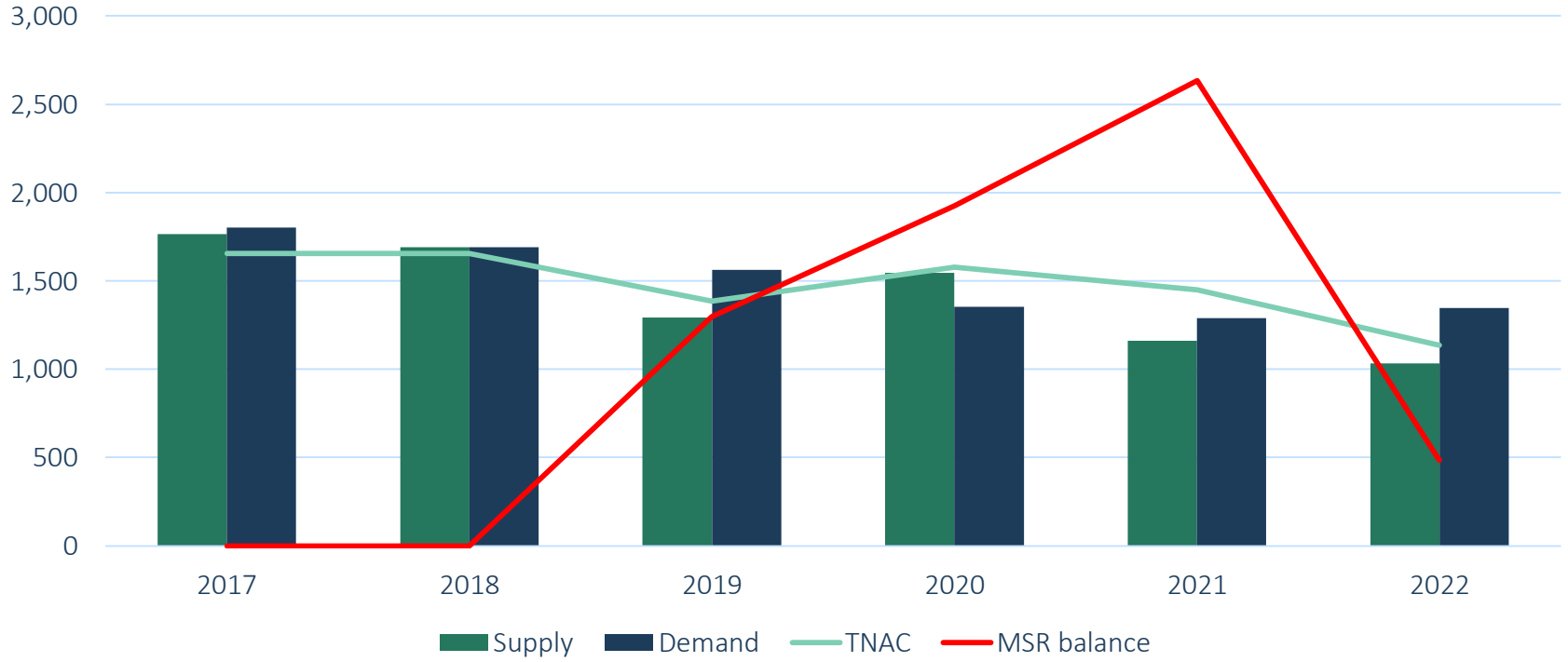
- El CAP determina la oferta anual en el mercado. En 2022 fue de 1.529 millones de tCO_2. Determina el volumen de subastas y de asignación gratuita.
- Con un CAP en 0 en 2040, la industria tendría que alcanzar 0 emisiones o se tendrían que incluir las capturas de carbono en el EU ETS.

Fuentes: https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/04/25/fit-for-55-council-adopts-key-pieces-of-legislation-delivering-on-2030-climate-targets/

Excedente de mercado y MSR

El excedente de mercado baja un 21,7% en 2022, y llega a 1134 millones de EUA (15/05). Esto quiere decir que se quitarán menos derechos de las subastas de septiembre de 2023 a agosto de 2024 que en el año anterior (272 millones de EUAs vs. 348 millones de EUAs).

Oferta y demanda de EUA y MSR: 2017--2022



Fuente: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=OJ:C:2023:172:FULL

Demanda energética y volumen de subasta

La bajada de la demanda tras el final de periodo de *compliance* y los bajos precios de la energía lastran al EUA en mayo, mientras que el volumen reducido en las subastas a lo largo del mes (- 2% vs abril y -22% vs marzo) limitan las caídas. Media 2023: 90,07 €/t Media mayo: 86,75 €/t

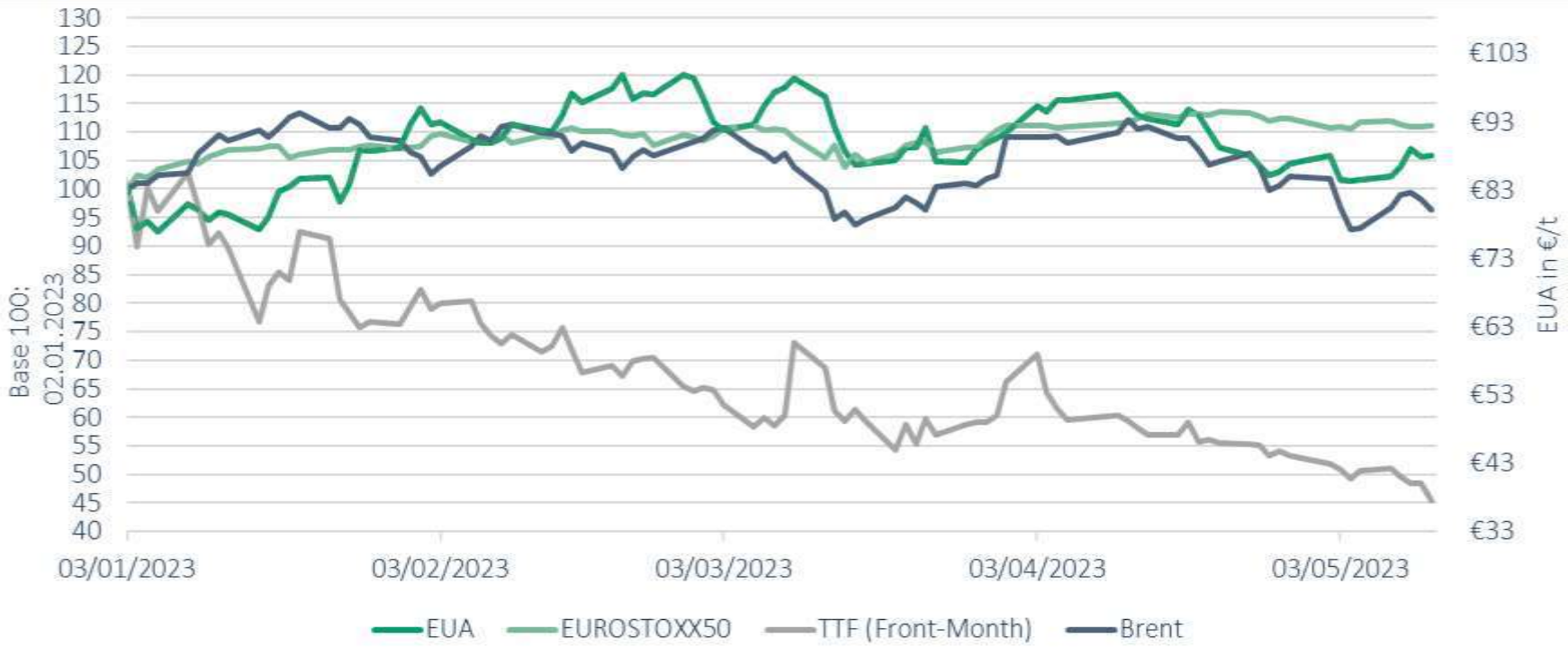
Evolución del EUA, 12 meses

Fuente: Refinitiv

EUA vs. Energía

El EUA se mantiene en precios por encima del principio de año (un 5% por encima) a pesar de las caídas en la energía. El TTF baja cerca de un 60% en el 2023.

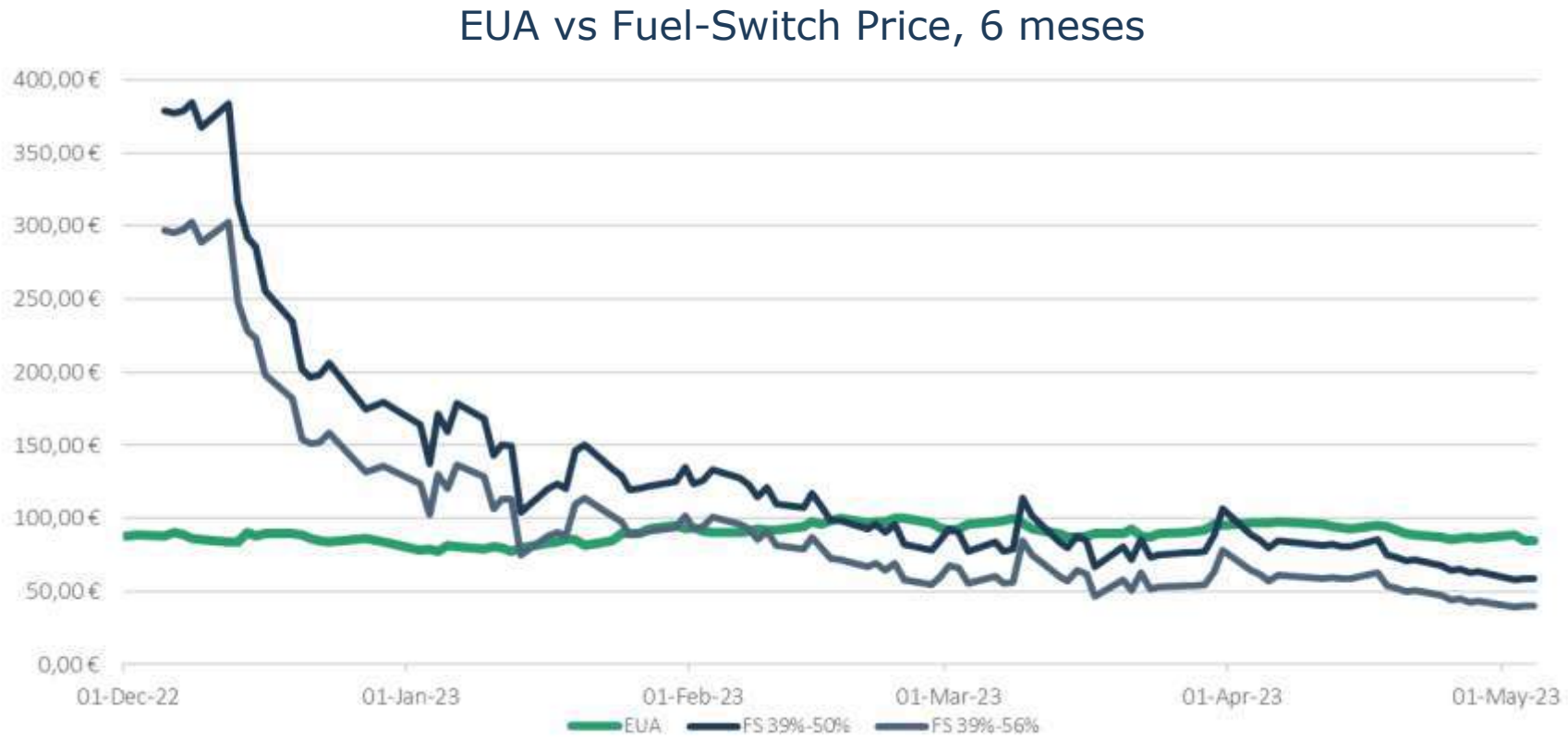
Evolución del EUA vs commodities y Eurostoxx



Fuente: Refinitiv

Fuel-Switch

El Gas vuelve a ser más rentable que el carbón en 2023. El precio teórico de cambio de combustible se encuentra en los entornos de 50 €/t.

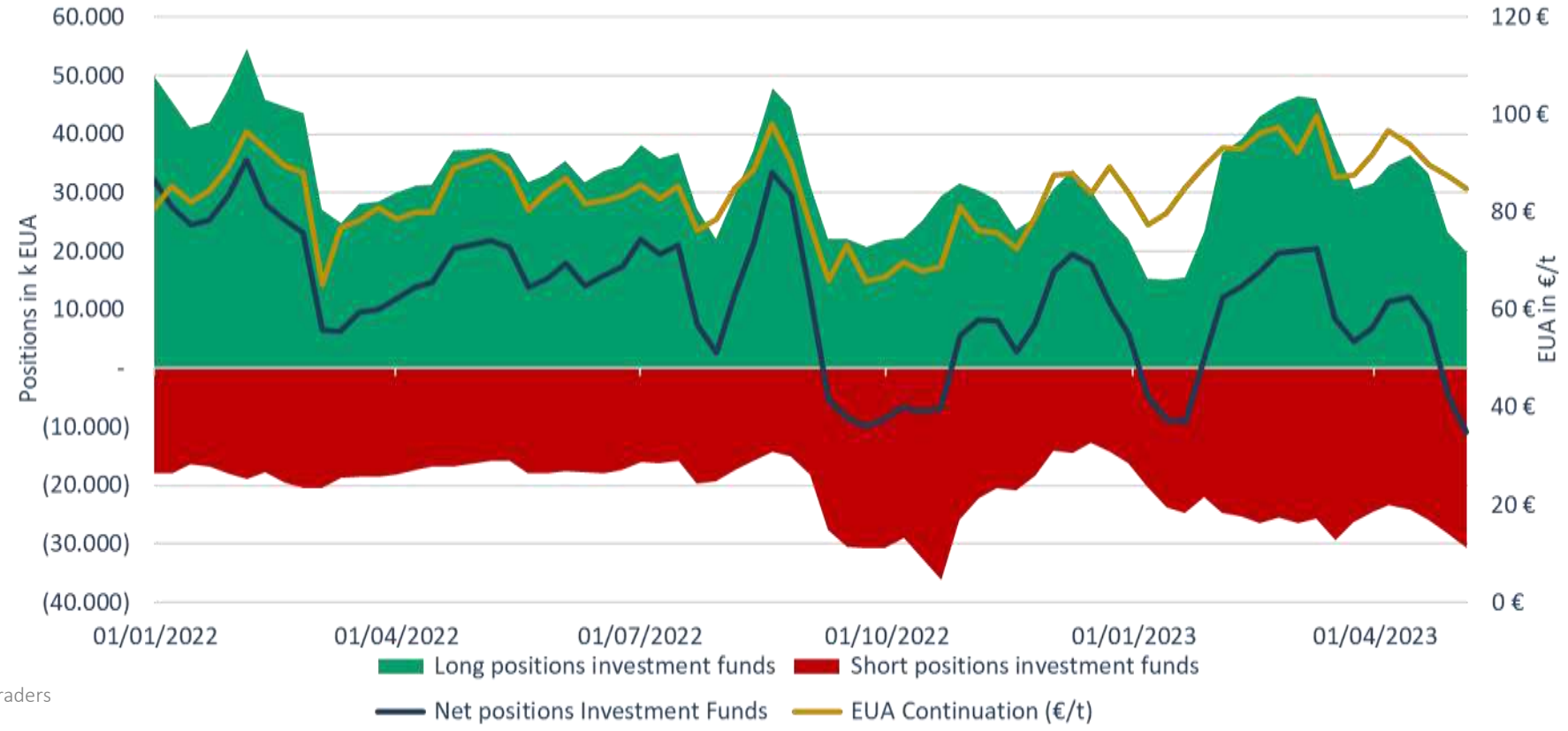


Fuente: Refinitiv

Posiciones de especuladores

Los especuladores alcanzan un nivel de posiciones netas más bajas desde principios de 2022.

Posiciones largas y cortas. *Investment Funds* vs EUA



Fuentes: THE ICE, Commitment of traders

Previsiones de precio

Los analistas aumentaron sus previsiones a principios de mayo y pronostican un precio medio de 88,25 €/t para el 2023. Los analistas apuntan al REPowerEU, a un empeoramiento a nivel macro en Europa y al cambio de combustible de carbón a gas como principales factores bajistas, mientras que la aprobación del *Fit for 55* representa el mayor potencial alcista a medio / largo plazo.

Price Forecast (02/05/2023)

Analyst	Q2 2023	H2 2023	2023	2024	2025	2026	2030	Phase IV
BloombergNEF	N/A	88,00 €	88,00 €	95,00 €	100,00 €	119,00 €	160,00 €	107,00 €
Brannvoll ApS	88,00 €	90,00 €	90,00 €	98,00 €	110,00 €	130,00 €	160,00 €	130,00 €
Commerzbank*	90,00 €	95,00 €	93,75 €	107,50 €	N/A	N/A	N/A	N/A
Energy Aspects	85,00 €	87,00 €	87,00 €	101,00 €	102,00 €	113,00 €	143,00 €	108,00 €
Kakubi	90,00 €	118,00 €	104,00 €	150,00 €	168,00 €	176,00 €	200,00 €	150,00 €
Macquarie	85,00 €	80,00 €	83,00 €	100,00 €	95,00 €	120,00 €	151,00 €	111,00 €
Morgan Stanley*	N/A	N/A	84,00 €	104,00 €	130,00 €	141,00 €	140,00 €	116,77 €
Refinitiv	81,00 €	80,00 €	82,00 €	83,00 €	87,00 €	97,00 €	150,00 €	101,00 €
S&P Global	85,00 €	76,54 €	82,00 €	N/A	87,00 €	N/A	101,00 €	84,00 €
Volue Insight	80,00 €	75,00 €	79,00 €	68,00 €	N/A	N/A	N/A	N/A
AVERAGE	86,75 €	88,40 €	88,25 €	95,75 €	102,40 €	117,65 €	144,30 €	108,55 €
High-Low Range	13,27 €	43,00 €	25,00 €	82,00 €	81,00 €	79,00 €	99,00 €	66,00 €
Last poll	80,00 €	82,20 €	80,95 €	93,80 €	99,80 €	121,35 €	142,30 €	109,55 €
Evolution / last poll	8,4%	7,5%	9,0%	2,1%	2,6%	-3,0%	1,4%	-0,9%

Fuente: Carbon Pulse

(*) These analysts submitted end-of-year forecasts instead of average.

globalfactor

¡GRACIAS!

www.globalfactor.com

trading@globalfactor.com

+ 34 606 66 25 27

Cuenta de Trading
EU-100-5016901-0-17

Global Factor

@global_factor

X. GRUPOS DE TRABAJO

XI. Grupos de trabajo

I. AGENDA CON REE (Y OTROS TEMAS EN CURSO CON ELLOS)

- Estadísticas de cogeneración e informe de REE.
- Dificultad en la interlocución: Se ha eliminado la comunicación por e-mail/telefónica y se ha centralizado a través de PASOS. Algunas respuestas a consultas realizadas a través del módulo "Contacta con nosotros" se demoran meses.

II. INCENTIVOS PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD Y CALOR RENOVABLE EN SUSTITUCIÓN DE COMBUSTIBLES FÓSILES

III. POTENCIAL ESTUDIO SECTORIAL "RUTAS PARA DESCARBONIZAR LA COGENERACIÓN"

XI. COGEN EUROPE & CWC

XI. Cogen Europe. Taxonomía

COGEN Europe ha participado en una consulta pública abierta por la Comisión Europea el 5 de abril. La consulta se refiere a un proyecto de reglamento que establecería un nuevo conjunto de criterios taxonómicos de la UE para definir las actividades económicas que contribuyen sustancialmente a determinados objetivos medioambientales.

El proyecto de reglamento establece criterios para determinar qué actividades económicas contribuyen a los siguientes objetivos medioambientales: transición a una economía circular; prevención y control de la contaminación; uso sostenible y protección de los recursos hídricos y marinos; y protección y restauración de la biodiversidad y los ecosistemas.

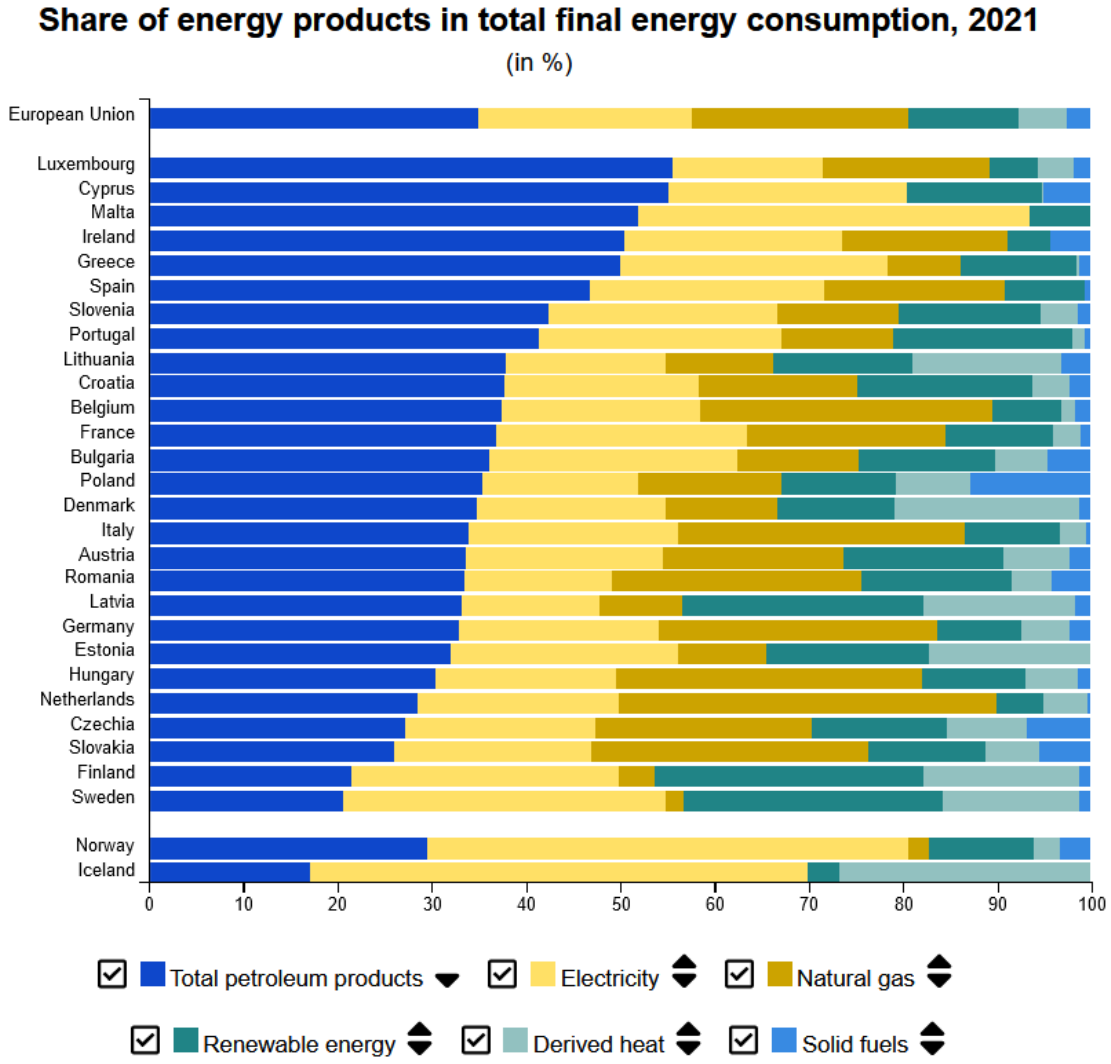
La cogeneración de alta eficiencia que funciona con fuentes de energía renovables ya está reconocida en el contexto del primer acto delegado sobre actividades sostenibles para los objetivos de adaptación al cambio climático y mitigación de sus efectos. Sin embargo, los actos delegados ya en vigor no cubren plenamente todas las fuentes renovables de calor y electricidad, como el calor residual y los residuos.

XI. Cogen Europe. Shedding light on energy

La Comisión Europea ha publicado una nueva herramienta interactiva en línea **Shedding light on energy** in the EU, que ofrece una visión general de las últimas estadísticas energéticas de la Unión Europea y sus Estados miembros.

La publicación ofrece una visión completa del sector energético en la UE, incluyendo la producción, el consumo, las importaciones y los aspectos medioambientales. También aborda los precios de la energía, las emisiones de gases de efecto invernadero y el uso de energías renovables.

https://ec.europa.eu/eurostat/web/interactive-publications/energy-2023#energy-imports-dependency



XI. Cogen Europe. Eventos

17 May 2023 | 13:00 - 14:00 CET **COGEN Europe Policy Exchange**

Segunda de una nueva serie de reuniones mensuales en línea, abiertas a todos los miembros de COGEN Europa. Foro para debatir las últimas novedades en materia de políticas de la UE, compartir información e intercambiar opiniones sobre las próximas medidas.

22-24 May 2023 | Turin (Italy) **Euroheat & Power Congress 2023**

Congreso Internacional Euroheat & Power analizará las vías más prometedoras para que los DHC desempeñen su papel en la resolución de la crisis energética y climática mundial, impulsando el cambio local para lograr un impacto global. Los miembros de COGEN Europe pueden beneficiarse de un descuento de 100 euros en la entrada al evento utilizando el código de descuento - COGEN100CONG2

24-26 May 2023 | Istanbul, Türkiye **27th ICCI International Energy Fair and Conference**

La 27ª Feria y Conferencia Internacional de Energía y Medio Ambiente ICCI está organizada por Sektörel Fuarcılık y la Asociación Turca de Cogeneración (KOJENTÜRK) con el apoyo del Ministerio de Energía y Recursos Naturales de la República de Turquía y la Autoridad Reguladora del Mercado Energético (EPDK).

26 May 2023 | 10:00 - 11:45 CEST **HEATLEAP Webinar: Valorising Waste Heat for Enhanced Energy Efficiency**

https://heatleap-project.eu/event/heatleap-webinar-valorising-waste-heat-for-enhanced-energy-efficiency/

6 July 2023 | Brussels **1st European Renewable Gas Conference**

1ª Conferencia Europea sobre Gas Renovable "Gas Renovable Europeo: ¿Evolución o revolución?" Organizada por Eurogas en colaboración con Landwärme GmbH. En el contexto del paquete de medidas sobre el hidrógeno y el mercado del gas descarbonizado y de RePowerEU, abordará los retos que plantea el aumento del hidrógeno renovable y el biometano para alcanzar los objetivos climáticos en 2030 y 2050

https://www.eurogas.org/events/eurogas-1st-european-renewable-gas-conference-european-renewable-gas-evolution-or-revolution/

XI. Cogen Europe. Eventos

COGEN EUROPE
30
Promoting the benefits of cogeneration since 1993

Conferencia Anual 30 aniversario y Cena de Gala: 29 de Junio 2023

INSCRIPCION PREFERENCIAL HASTA EL 18 DE MAYO

XII. EVENTOS Y ACCIONES DE DIFUSIÓN

XIII. Eventos y acciones de difusión

1. **Quién es quién:** en edición
2. **"Newsletter":** Próxima Julio 2023
3. **Jornadas de difusión Renove & Descarbonización:** en Junio tentativamente
4. **Congreso 2023:** Presentación programa
5. **Potencial estudio sectorial "Rutas para descarbonizar la cogeneración" (Acogen)**
6. **Asamblea General:** Julio 2023

XIII. Quién es quién

Fecha límite de entrega de información de las empresas y instalaciones y anuncios: 31 de marzo

Artículos propuestos para la revista:

1	J.M. Roqueta	Visión general del sector
2	J. Artiñano	Perspectivas 2023 (y la acumulación térmica)
3	Pablo Garcia Arruga	Gases Renovables en cogeneración
4	Raimón Argemi	La aportación de la cogeneración a la descarbonización industrial en el mix futuro
5	Javier Yunta	Hasta donde nos llevará la eficiencia, y otros desarrollos
7	Ana Lopez Tagle	Visión del gas natural a futuro (Nuevas infraestructuras,…)
8	Enrique Viudes	Integración de tecnologías y almacenamiento eléctrico
9	Olga Monroy	La aportación de la cogeneración frente a los costes regulados
10	CWC (HK)	Visión global de la cogeneración
11	Cogen Europe (AT)	Visión europea de la cogeneración (Encuesta anual resumen)
12	Acogen (Javier Rodriguez)	Visión general de la cogeneracon en la industria
13	ADAP (Josep Capdevila)	Fututo del sector y el biogás/biometano
14	ANEO (Joaquin Lopez)	El futuro de los residuos del olivar
15	Iker Larrea	Nuevos desarrollos normativos en el mercado de emisiones
16	Fernando Calancha	Nuevo marco regulatorio ¿Qué deberíamos esperar -enfoque legal-)

XIII. Newsletter Abril 2023

Asociación para la promoción de la cogeneración

Saber más

COGEN España

Boletín informativo de Abril 2023

DESTACADO

Genera 2023

Un año más Cogen España y Acogen celebran la Jornada de cogeneración en el marco de la Feria de Genera 2023 y de SPIREC 2023, bajo el título "**La cogeneración y los retos para la descarbonización de la industria**"
Podéis acceder a las presentaciones de la ponencia a través de la web de Cogen España.
Queremos agradecer a los ponentes por su participación y a los numerosos asistentes al evento.

Programa Ayudas IDAE

Desde Cogen España seguimos trabajando con IDAE en el desarrollo del Programa de ayudas para instalaciones de producción de electricidad y calor a partir de energías renovables en sustitución de fósiles, en el marco del PRTR (ver borrador).
Cuando se publique la primera convocatoria, hacia finales de mayo o principios de junio, organizaremos un evento junto al IDAE para su difusión.

REGULACIÓN

Prórroga del Mecanismo Ibérico

El Gobierno ha extendido la duración del Mecanismo Ibérico (topado de gas) hasta el 31 de diciembre de 2023 mediante el Real Decreto-ley 3/2023, de 28 de marzo, de prórroga del mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo.

Propuesta de reforma del mercado de electricidad

La Comisión Europea ha presentado su propuesta para la reforma de mercado de electricidad de la UE para impulsar las energías renovables, proteger mejor a los consumidores y mejorar la competitividad industrial.

Definición de Cogeneración Eficiente - DEE

El borrador de la Directiva de Eficiencia Energética establece que para que la cogeneración sea considerada de alta eficiencia debe cumplir con la condición de emitir menos de 270 gCO2 por kWh de energía producida (calor/frío, electricidad y energía mecánica).
Esto ha abierto un debate en Europa ya que la redacción actual podría incluir a la cogeneración existente.

INTERNACIONAL

Cogen Europe en SPIREC 2023

Alexandra Tudoroiu-Lakavičė, head of Policy de COGEN Europe, participó en el panel "**Las energías renovables en la industria**" en la SPIREC 2023 - la Conferencia Internacional sobre Energías Renovables en Madrid, en el que también participaron representantes de la Comisión Europea y de los sectores del hidrógeno, la electricidad y el calor renovable.
La sesión debatió las perspectivas de las energías renovables y las soluciones de eficiencia energética en la industria, destacando los cuellos de botella, las barreras, así como las ideas para acelerar aún más su incorporación.
Más información y grabaciones de las sesiones en SPIREC.

Plan Industrial del Pacto Verde

La Comisión ha presentado el Plan Industrial del Pacto Verde, destinado a mejorar la competitividad de la industria europea con cero emisiones netas y a impulsar la rápida transición hacia la neutralidad climática.
El objetivo de este Plan es crear un entorno más propicio para el aumento de la capacidad de fabricación de la UE en relación con las tecnologías y productos con cero emisiones netas necesarios para cumplir los ambiciosos objetivos climáticos de Europa

NUEVOS SOCIOS

¡Bienvenidos!

Cogen España da la bienvenida y celebra la incorporación como nuevos socios a CT3 Ingeniería, Energynest y Kyoto Group.

KYOTO GROUP · CT3 INGENIERÍA · ENERGYNEST

PRÓXIMOS EVENTOS

Presentación del programa de ayudas a la Cogeneración renovable

Fecha y lugar por confirmar. Más información próximamente.
Evento organizado en colaboración con el IDAE, para la presentación de la primera convocatoria de ayudas para instalaciones de producción de electricidad y calor a partir de energías renovables en sustitución de fósiles

Cogen Europe Annual Conference & Gala Awards Dinner

Fecha: 29 de junio de 2023, en Bruselas

Asamblea General de Cogen España

Fecha: 11 de junio de 2023 en el Auditorio de Naturgy

Congreso Anual de Cogeneración

Fecha: 17 de octubre de 2023 en el Real Casino de Madrid
Organizado por Cogen España y Acogen y con la colaboración de Cogen Europa

Somos miembros de:

COGEN EUROPE · COGEN WORLD COALITION

Twitter · LinkedIn · Website

Descubre el porqué y cómo asociarse a Cogen España

Copyright ©2023 COGEN España, All rights reserved.
Este correo va dirigido a los asociados de Cogen España

Nuestra dirección de correo es:
COGEN ESPAÑA
C/ Aragó 383, 4º planta | 08013 Barcelona
email: omonroy@cogenspain.org | www.cogenspain.org

Quieres modificar como recibes estos emails?
Puedes actualizar tus preferencias o desubscribirte.

Feed back: nuevas ideas

Os esperamos en el XIX Congreso Anual de Cogeneración

17 de octubre de 2023 - Real Casino de Madrid

XIII. XIX Congreso Anual. 17 Octubre 2023

ESQUEMA PRELIMINAR DEL PROGRAMA

09h00' Recepción y registro de inscripciones

10h00' BIENVENIDA E INAUGURACIÓN

Bienvenida, *Rubén V. Hernando*, Presidente de ACOGEN y *Julio Artiñano*, Presidente de COGEN España.

Inauguración. Sara Aagesen, Secretaria de Estado de Energía.

10h30' Mensaje de la Industria cogeneradora. Panel de representantes de industrias

10h45' SESIÓN 1- COLOQUIO INAUGURAL: NUEVO CICLO CON LA INDUSTRIA

MODERADOR: Concha Raso (EL ECONOMISTA)

Panel de debate:

(PSOE) - (PP) - (ERC) - (PDeCAT) - (Ciudadanos).

(VOX) - (PNV) - (Unidas Podemos/Sumar).

12h00' *Coffee Break*

12h30' SESIÓN 2- MESA REDONDA: 2023: LA VISIÓN DE LOS REGULADORES

MODERADOR: Fernando Calancha (H&L)

Participantes:

- MITERD: Jesús Fererro
- IDAE: Victor Marcos
- CNMC: Rocío Prieto
- REE: Tomás Domínguez
- ENAGAS GTS: María Junco / Susana de Pablo
- OMI, Polo Español (OMIE): Yolanda Cuellar
- MIBGAS: Raul Yunta

13h30´ Cierre de la mañana. CEO Industria energética

XIII. XIX Congreso Anual. 17 Octubre 2023

ESQUEMA PRELIMINAR DEL PROGRAMA

15h30’ SESIÓN 3- VISIÓN EUROPEA DE LA COGENERACIÓN (Bilingüe)

INTRODUCTOR: Hans Korteweg, Director General de COGEN Europe.

Participantes:

- Claudia Canevari, Head of Unit - Energy Efficiency, DG Energy, European Commission
- Stefan Liesner, Vice Chair, B.KWK & Head of Public Affairs and Public Relations, 2G Energy
- Malgosia Rybak, Climate Change & Energy Director, CEPI
- David T. Sánchez Martínez, Professor of Energy Systems and Turbomachinery, Universidad de Sevilla & Project Board - Member, ETN Global & Chair of the Board, Knowledge Center on Organic Rankine Cycle Technology
- Nicola Rega, Executive Director Climate Change and Energy, CEFIC (European Chemical Industry Council)

16h30’ SESIÓN 4- NUEVO CICLO CON LA INDUSTRIA

INTRODUCTOR: INERCO “RUTAS PARA DESCARBONIZAR LA COGENERACIÓN”

MODERADOR: VP COGEN España. Pablo Garcia

Participantes:

- Decarbonization (Inerco,…)
- Manageability: Heat & Power Accumulation
- Digitization (Boloue, Siemens,…)
- Renewable gases (AXPO,…)

17h30’ SESIÓN 5- VISIÓN TRANSVERSAL DE LA INDUSTRIA

MODERADOR: Javier Rodriguez, Director General de Acogen

- ADAP (Biogás; J.Capdevila)
- District heating (Suma Capital)
- Fondos de Inversion (Evercore; Gustavo Montes)
- ASCER (o alimentación)
- APPA renovables

18H30’ CLAUSURA

XIII. Estudio sectorial "Potencial de descarbonización del sector cogenerador industrial y terciario"

OBJETIVO

- Dibujar un camino de descarbonización del sector cogenerador industrial y terciario demostrando la necesidad de la cogeneración para el sistema energético a medio plazo 2030-2035 en la transición a al descarbonización (nuevo ciclo inversor).
- El fin es demostrar que el sistema energético necesita la cogeneración para ser más 1) EFICIENTE (NO SOLO TECNICA SINO ECONÓMICAMENTE TAMBIÉN), 2) REDUCIR EMISIONES Y 3) ASEGURAR EL SUMINISTRO

ANTECEDENTES Y PLANTEAMIENTO

- Previamente (2021) ALGUNOS sectores industriales han realizado su propio análisis general (ASPAPEL con AFRY), de carácter interno, y se están planteando realizar una particularización para sus sectores en concreto (también ASPAPEL aprobado el hacerlo con INERCO), con opción a que luego cada subsector y/o empresa lo particularice -habiéndolo ya alguna empresa ya hecho también con INERCO-.
- En este sentido se contactara con otras asociaciones sectoriales (química, alimentación, cerámica,…) para ver ver su aproximación, e intentar coordinar enfoques.
- **Por parte de las asociaciones de cogeneración el enfoque es de ámbito general (al menos en una 1ª fase), y con el propósito de que se pueda compartir con la administración, de cara al PNIEC (y PERTE de descarbonización industrial), pero sobre todo validando que la cogeneración aporta al sistema de cara en el horizonte indicado 2035.**

Recordatorio de los medios de contacto

Dirección de correo postal:
C/Aragó 383, 4ª planta, 08013 Barcelona

Contacto para asuntos legales, administración, facturación,…:
Mónica García Solanas
mgarcía@cogenspain.org
M: 615 21 65 05

Contacto para asuntos técnicos y regulatorios:
Olga Monroy García
omonroy@cogenspain.org
M: 607 28 30 70

Contacto para asuntos generales:
Julio Artiñano
jartinano@cogenspain.org
M: 629 270 490

Os invitamos a seguirnos en redes sociales:

Twitter: @cogenspain

LinkedIn:@cogen-España

web: https://www.cogenspain.org/

cogeneración

la forma más inteligente de ahorrar energía

COGEN España

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

MIEMBROS DE:

COGEN EUROPE

COGEN WORLD COALITION

ANEXO I: Nueva metodología de actualización de la retribución a la operación

Art. 3 y 4

La actualización se realizará **anualmente** y será de aplicación desde el día 1 de enero

Se revisarán:

- Estimación del **precio del mercado eléctrico**
- Estimación del **precio de los derechos de emisión de CO_2**
- Estimación del **precio de combustible**

EL VALOR DE LA RETRIBUCIÓN A LA OPERACIÓN NO PUEDE SER NEGATIVO, SI LO ES SE TOMA CERO

ANEXO I: Nueva metodología de actualización de la retribución a la operación

Estimación del precio del mercado

$$PM_n = a_n \cdot Pfanual_n + \sum_{k=1}^{k=4} (b_{n,k} \cdot Pftrim_{n,k}) + \sum_{l=1}^{l=5} (c_{n,l} \cdot Pfmen_{n,l})$$

(30%) *Futuro anual* — (60%) *Futuro trimestral* — (10%) *Futuro mensual*

Coeficiente	Valor
a_n	0,3
$b_{n,1\ a\ 4}$	0,15
$c_{n,1\ a\ 5}$	0,02

$Pfanual_n$ = Futuros OMIP año "n" negociados del 1 de enero al 30 noviembre año "n-1"

$Pftrim_{n,k}$ = Futuros OMIP trimestre "k" del año "n" negociados del 1 de octubre al 30 noviembre año "n-1"

$Pfmen_{n,l}$ = Futuros OMIP mes "m" del año "n" negociados del 1 de octubre al 30 noviembre año "n-1"

Estimación del precio del CO2

Futuros de cada trimestre del año "n" de los derechos de emisión negociados del 1 de enero al 30 de noviembre del año "n-1" publicados en el Intercontinental Exchange Endex European Union Allowance.

ANEXO I: Nueva metodología de actualización de la retribución a la operación

Estimación del precio del gas

$$P_{GNest,n} = \frac{CF_n}{(1-mt_n)\cdot(1-\beta_n \cdot mr_n)} + PA_{n,j}$$

CF_n = Coste en frontera del gas natural para el año "n". **Valor máximo 180€/MWh**

$Pa_{n,j}$ = Peajes para el año "n"

Ponderación MIBGAS — **MIBGAS** — **Ponderación NBP** — **NBP**

$$CF_n = M_n \left(d_n \cdot PMf_n + \sum_{k=1}^{k=4} \left(e_{n,k} \cdot PMftrim_{n,k} \right) + \sum_{l=1}^{l=2} \left(f_{n,l} \cdot PMfmen_{n,l} \right) \right) + N_n \left(g_n \cdot PNfanual_n + \sum_{k=1}^{k=4} \left(h_{n,k} \cdot PNftrim_{n,k} \right) + \sum_{l=1}^{l=12} \left(i_{n,l} \cdot PMfmen_{n,l} \right) \right)$$

*Futuro MIBGAS **anual** negociados del 1 de enero al 30 noviembre año "n-1"*

*Futuro MIBGAS **trimestral** negociado del 1 de octubre al 30 noviembre año "n-1"*

*Futuro MIBGAS **mensual** negociados del 1 al 30 noviembre año "n-1"*

*Futuro NBP **anual** negociados en ICE del 1 de enero al 30 noviembre año "n-1"*

*Futuro NBP **trimestral** negociados en ICE del 1 de octubre al 30 noviembre año "n-1"*

*Futuro NBP **mensual** negociados en ICE del 1 al 30 noviembre año "n-1"*

Coeficiente año «n»	Mn	dn	en,1	en,2	en,3	en,4	fn,1	fn,2	Nn	gn	hn,1	hn,2 a 4	in,1	in,2	in,3	in,4 a 6	in,7 a 9	in,10 a 12
2024	**0,2**	0,15	0,4	0,05	0,05	0,05	0,25	0,05	**0,8**	0,05	0,05	0,01	0,25	0,2	0,15	0,04	0,03	0,02
2025	**0,5**	0,1	0,35	0,1	0,05	0,05	0,25	0,1	**0,5**	0,05	0,05	0,01	0,25	0,2	0,15	0,04	0,03	0,02
2026	**0,8**	0,05	0,3	0,1	0,1	0,05	0,25	0,15	**0,2**	0,05	0,05	0,01	0,25	0,2	0,15	0,04	0,03	0,02
2027 y posteriores	**1**	0,05	0,2	0,15	0,1	0,05	0,25	0,2	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	0

$$PA_{n,j} = 1000 \cdot [\, \beta_n \cdot \left(\frac{TC_R}{241} + TV_R + CM_{GNL} + CM_{DB} \right) + \frac{TC_{EN}}{296} + \frac{TC_{SA} + TC_{OCR,j} + TC_{RL,j}}{248} + TV_{EN} + TV_{SA} + TV_{RL,j} + CM_{AS}]$$ ***Ídem actual***

ANEXO I: Nueva metodología de actualización de la retribución a la operación

Estimación del precio de hidrocarburos líquidos

FUELÓLEO semisuma de los promedios de las cotizaciones de Fuel Oil 1 por ciento en los mercados **CIF MED y CIF NWE** negociados desde el **1 de junio al 30 de noviembre publicados en el Platts** del año anterior al año "n" dividido por el promedio de los tipos de cambio USD/EUR de los valores publicados por el Banco Central Europeo (BCE) para dicho periodo

GASÓLEO o GLP semisuma de los promedios de las cotizaciones de Gasoil 0,1 por ciento en los mercados **CIF MED y CIF NWE** negociados desde el **1 de junio al 30 de noviembre publicados en el Platts** del año anterior al año "n" dividido por el promedio de los tipos de cambio USD/EUR de los valores publicados por el Banco Central Europeo (BCE) para dicho periodo

Estimación del precio de biomasa

Se mantiene fórmula actual de revisión del precio del 1% anual.

$$P_{Biomasa,n} = P_{Biomasa,n-1} \cdot (1+t)$$

ANEXO I: Nueva metodología de actualización de la retribución a la operación

Cálculo retribución a la operación

Valores propios de cada IT.

$$Ro_n = f_{IVPEE\text{-}RO} \cdot (C_C + C_{O\&MyOtros} + C_{CO2} + C_{IVPEE\text{-}PMRI} - I_{PM} - I_{EAC} - I_H - I_{NE})$$

$f_{IVPEE\text{-}RO} = \frac{1}{1\text{-}IVPEE}$ → Mayoración retribución por el IPVEE

$C_C = \frac{P_{comb}}{PCI} \cdot V_F$ → Coste combustible

$C_{CO2} = P_{CO2} \cdot V_{CO2}$ → Coste CO2

$C_{O\&MyOtros}$ → Coste O&M y otros costes

$C_{IVPEE\text{-}PMRI} = IVPEE \cdot (I_{PM} + Rinv \cdot V_{IVPEE\text{-}RI})$ → Coste IPVEE asociados a Rinv y PM

$I_{PM} = PM \cdot C_{apunt}$ → Ingreso venta mercado

$I_{EAC} = V_{AC} \cdot (PM \cdot C_{apunt} + P_{Otros})$ → Coste evitado autoconsumo (Subastas futuras)

$I_H = \frac{P_{CombConv}}{PCI} \cdot V_{HV} + V_{HF}$ → Coste evitado aprovechamiento calor

I_{NE}

ANEXO I: Nueva metodología de actualización de la retribución a la operación

$$I_H = \frac{P_{CombConv}}{PCI} \cdot V_{HV} + V_{HF}$$

$P_{CombConv}$

Instalaciones de cogeneración → Mismo precio estimado de combustible

Instalaciones tratamiento de purines → Valor nulo

Instalaciones lodos de aceite de oliva → 48,1 €/t en 2023 e incremento anual del 1%

PCI

Gas natural → 0,9 MWh_{PCI}/ MWh_{PCS}

Gasóleo o GLP → 11,777 MWh_{PCI}/t

Fuelóleo → 11,161 MWh_{PCI}/t

Orujillo seco de aceituna → 4,012 MWh_{PCI}/t

ANEXO I: Nueva metodología de actualización de la retribución a la operación

Cálculo retribución a la operación

Valores propios de cada IT.

$$Ro_n = f_{IVPEE\text{-}RO} \cdot (C_C + C_{O\&MyOtros} + C_{IVPEE\text{-}PMRI} - I_{PM})$$

$f_{IVPEE\text{-}RO} = \frac{1}{1\text{-}IVPEE}$ → Mayoración retribución por el IPVEE

$C_C = \frac{P_{comb}}{PCI} \cdot V_F$ → Coste combustible

PCI

Biomasa b.6 → 3,161 MWh_{PCI}/t

Biomasa b.8 → 3,630 MWh_{PCI}/t

$C_{O\&MyOtros}$ → Coste O&M y otros costes

$C_{IVPEE\text{-}PMRI} = IVPEE \cdot (I_{PM} + Rinv / 7.500)$ → Coste IPVEE asociados a Rinv y PM

$I_{PM} = PM \cdot C_{apunt}$ → Ingreso venta mercado

ANEXO I: Nueva metodología de actualización de la retribución a la operación

PMercado

Media aritmética de "settlement price" de los **futuros trimestrales** con liquidación en el **tercer y cuarto trimestre de 2023** publicados por el mercado organizado de futuros de electricidad, OMIP, desde el **1 de enero al 31 de marzo de 2023.**

Coste gas frontera

Media aritmética de los precios últimos diarios de los **futuros trimestrales** con liquidación en el **tercer y cuarto trimestre de 2023** publicados por MIBGAS, desde el **1 de enero al 31 de marzo de 2023. → Solo tienen en cuenta MIBGAS.**

Fuelóleo

Promedios de las cotizaciones de **Fuel Oil** 1 **por ciento** en los mercados **CIF MED y CIF NWE** negociados desde el **1 de enero al 31 de marzo de 2023** dividido promedio de los **tipos de cambio** USD/EUR para dicho periodo.

Gasóleo o GLP

Promedios de las cotizaciones de **gasoil o GLP 0,1 por ciento** en los mercados **CIF MED y CIF NWE** negociados desde el **1 de enero al 31 de marzo de 2023** dividido promedio de los **tipos de cambio** USD/EUR para dicho periodo

ANEXO I: Nueva metodología de actualización de la retribución a la operación

Ajuste Anual Transitorio por desviación del precio del Gas Natural

$$\text{AjusteGN}_n = \frac{1}{1\text{-IVPEE}} \cdot \frac{CF_{rec,n} - CF_{est,n}}{(1-mr_n)\cdot(1-\beta_n \cdot mr_n)} \cdot \frac{V_F - V_{HV}}{PCI}$$

Ajuste Anual Transitorio por desviación del precio del Mercado Eléctrico

$$\text{AjustePM}_n = PM_{est,n} \cdot C_{apunt,n} - PM_{rec,n} \cdot C'_{apunt,n}$$

ANEXO I: Nueva metodología de actualización de la retribución a la operación

Ajuste Anual Transitorio por desviación del precio del Gas Natural

$$\text{AjusteGN}_n = \frac{1}{1\text{-IVPEE}} \cdot \frac{CF_{rec,n} - CF_{est,n}}{(1-\underbrace{mr_n}_{mt_n})\cdot(1-\beta_n \cdot mr_n)} \cdot \frac{V_F - V_{HV}}{PCI}$$

Valores propios de cada IT.

V_{HV} → 0 para purines y lodos

El ajuste se realiza por diferencias entre el Coste en Frontera estimado (CFest) y el reconocido (CFrec)

- *CFest (€/MWh$_{PCS}$) se calcula de acuerdo con el artículo 7 de la nueva metodología.*

- *Año 2023*
  - *1r Semestre: CFest = **140 €/MWh$_{PCS}$** (Borrador Ro 1S-2023)*
  - *2º Semestre: CFest = **43,69 €/MWh$_{PCS}$** (Borrador Nueva Metodología)*

Para las instalaciones tipo incluidas en los artículos 2.1.a) y 2.1.b) que utilicen como combustible **gas natural**, al finalizar los años 2023, 2024, 2025 y 2026, la CNMC procederá a calcular un valor de ajuste anual.

ANEXO I: Nueva metodología de actualización de la retribución a la operación

Ajuste Anual Transitorio por desviación del precio del Gas Natural

- *CFrec (€/MWh$_{PCS}$) se calcula como una ponderación entre MIBGAS y NBP:*

MIBGAS **NBP**

$$CF_{rec,n}=M_n\cdot\left(d'_n\cdot PMf_n+\sum_{k=1}^{k=4}\left(e'_{n,k}\cdot PMftrim_{n,k}\right)+\sum_{l=1}^{l=12}\left(f'_{n,l}\cdot PMfmen_{n,l}\right)+s_n\cdot Pd_n\right)+N_n\cdot\left(g_n\cdot PNfanual_n+\sum_{k=1}^{k=4}\left(h_{n,k}\cdot PNftrim_{n,k}\right)+\sum_{l=1}^{l=12}\left(i_{n,l}\cdot PMfmen_{n,l}\right)\right)$$

Futuro Anual — *Futuro trimestral* — *Futuro mensual* — *Precio medio diario* — *Futuro Anual* — *Futuro trimestral* — *Futuro mensual*

Coeficiente año «n»	M_n	d'_n	$e'_{n,1}$	$e'_{n,2}$	$e'_{n,3}$	$e'_{n,4}$	$f'_{n,1}$	$f'_{n,2}$	s_n	N_n	g_n	$h_{n,1}$	$h_{n,2\ a\ 4}$	$i_{n,1}$	$i_{n,2}$
2023	**1**	0	0	0	0	0	0	0	**1**	**0**	0	0	0	0	0
2024	**0,2**	0,02	0,05	0,015	0,005	0,005	0,04	0,015	0,85	**0,8**	0,05	0,05	0,01	0,25	0,2
2025	**0,5**	0,025	0,15	0,05	0,05	0,025	0,125	0,075	0,5	**0,5**	0,05	0,05	0,01	0,25	0,2
2026	**0,8**	0,05	0,20	0,10	0,10	0,05	0,20	0,15	0,15	**0,2**	0,05	0,05	0,01	0,25	0,2

ANEXO I: Nueva metodología de actualización de la retribución a la operación

Ajuste Anual Transitorio por desviación del precio del Mercado Eléctrico

$$AjustePM_n = PM_{est,n} \cdot C_{apunt,n} - PM_{rec,n} \cdot C'_{apunt,n}$$

El ajuste se realiza por diferencias entre el Precio de Mercado estimado (PMest) y el reconocido (PMrec)

- **PMest** (€/MWhe) se calcula de acuerdo al artículo 5 de la nueva metodología.

Año 2023 →
- *1r Semestre: PMest = **207 €/MWh$_{PCS}$** (Borrador Ro 1S-2023)*
- *2º Semestre: PMest = **141,46 €/MWh$_{PCS}$** (Borrador Nueva Metodología)*

- **PMrec** (€/MWh)

$$PM_{rec,n} = t_n \cdot Pm_n + a'_n \cdot Pfanual_n + \sum_{k=1}^{k=4} \left(b'_{n,k} \cdot Pftrim_{n,k} \right) + \sum_{l=1}^{l=12} \left(c'_{n,l} \cdot Pfmen_{n,l} \right)$$

Precio medio anual MD y MI — *Futuro anual* — *Futuro trimestral* — *Futuro mensual*

Coeficiente	2023	2024	2025	2026
t_n	0,75	0,5	0,25	0,2
a'_n	0,15	0,2	0,23	0,28
$b'_{n,1\ a\ 4}$	0,025	0,06	0,1	0,1
$c'_{n,1\ a\ 12}$	0	0,005	0,01	0,01

3. CONVOCATORIAS Y ACTAS DE LAS REUNIONES DE LA JUNTA DIRECTIVA Y ASAMBLEA GENERAL

CONVOCATORIAS Y ACTAS DE LAS REUNIONES DE LA JUNTA DIRECTIVA – ASAMBLEA GENERAL

Orden del día de la reunión de la Junta Directiva del 26 de junio del 2022.
Acta de la reunión de la Junta Directiva del 26 de junio del 2022.

Orden del día de la reunión de la Junta Directiva del 12 de julio de 2022.
Acta de la reunión de la Junta Directiva del 12 de julio de 2022.

Orden del día de la reunión de la Junta Directiva del 13 de septiembre de 2022.
Acta de la reunión de la Junta Directiva del 13 de septiembre de 2022.

Orden del día de la reunión de la Junta Directiva del 18 de octubre de 2022.
Acta de la reunión de la Junta Directiva del 18 de octubre de 2022.

Orden del día de la reunión de la Junta Directiva del 15 de noviembre de 2022.
Acta de la reunión de la Junta Directiva del 15 de noviembre de 2022.

Orden del día de la reunión de la Junta Directiva del 13 de diciembre de 2022.
Acta de la reunión de la Junta Directiva del 13 de diciembre de 2022.

Orden del día de la reunión de la Junta Directiva del 17 de enero de 2023.
Acta de la reunión de la Junta Directiva del 17 de enero de 2023.

Orden del día de la reunión de la Junta Directiva del 14 de febrero de 2023.
Acta de la reunión de la Junta Directiva del 14 de febrero de 2023.

Orden del día de la reunión de la Junta Directiva del 14 de marzo de 2023.
Acta de la reunión de la Junta Directiva del 14 de marzo de 2022.

Orden del día de la reunión de la Junta Directiva del 19 de abril de 2022.
Acta de la reunión de la Junta Directiva del 19 de abril de 2023.

Orden del día de la reunión de la Junta Directiva del 16 de mayo de 2023.
Acta de la reunión de la Junta Directiva del 16 de mayo del 2023.

Programa de la Asamblea General del 12 de julio de 2022.
Presentación de la Asamblea General del 12 de julio de 2022.
Acta de la Asamblea General del 14 de julio de 2022.

ASAMBLEA GENERAL DE COGEN ESPAÑA 2022

12 de Julio 2022 – NATURGY (Avenida SAN LUIS 77, Madrid)

10h00 – 11h30 **Parte interna.** (Mini auditorio Naturgy)

10h00 – 10h30 **Recepción y acreditación de asistentes**

10h30 – 10h45 **Bienvenida e Introducción** a cargo de Julio Artiñano, Presidente de COGEN España

10h45 – 11h45 **Presentación de la Memoria de actividades 2021-2022**

- Actividades llevadas a cabo el segundo semestre 2021 y primer semestre 2022.
- Presentación de resultados del ejercicio 2021 y presupuesto 2022.

11h45 – 14h30 **Parte Pública** (Auditorio Naturgy)

11h45 – 12h00 **Recepción y acreditación de asistentes a la parte pública**

12h00 – 12h30 **Bienvenida y apertura** a cargo de *Julio Artiñano,* Presidente de COGEN España

12h30 - 13h15 **Sesión 1. Marco normativo actual de la cogeneración**

Moderador e introductor: *Fernando Calancha*, Partner de H&L Hogan Lovells International

- Reyes Garcia, PWC PricewaterhouseCoopers Tax & Legal
- Jose Ramon Mourenza, HSF Herbert Smith Freehills
- Ignacio Grangel, CMS Albiñana & Suárez de Lezo

Preguntas y debate

13h15 – 14.00h Sesión 2: Nuevas retos de la cogeneración en nuevo marco normativo

Moderador: Blanca Perea, Senior Managing Director de FTI Consulting

- Raimon Argemí, Director General de AESA y Vicepresidente de Cogen España
- Ana Lopez Tagle, Gerente Adjunta de Enagás y Secretaria General de Cogen España
- José Luis Gil, Director de Regulación de Naturgy
- Josep Capdevila, Presidente de ADAP

Preguntas y debate

14h00 – 14h15 Cierre de Jornada. *Pablo García Arruga*, Jefe de departamento de Cogeneración de Naturgy y Vicepresidente de Cogen España

FECHA: 13 de SEPTIEMBRE de 2022

LUGAR: PRESENCIAL Y TELEMÁTICA - TEAMS HORA: DE 12h' a 14h00'

Convocatoria de la Reunión de socios de COGEN España

Orden del Día:

1. Aprobación del acta de la reunión de Junta Directiva del 21 de Junio de 2022
2. Resumen reuniones:

   I. Reuniones mantenidas
   II. Próximas reuniones Miterd, CNMC, REE, …

3. Temas regulatorios

   I. Parámetros retributivos 2S 2022: Alegaciones
   II. Parámetros retributivos pendientes 2S 2020 & 2021 & 1S 2022 (& Orden TED/171/2020)
   III. Mecanismo de topado de gas: inclusión cogeneración
   IV. RDL de contingencia energética
   V. RDL 10/2022: Escritos a la Comisión europea situación en España (Reunión 12 de Sep.)
   VI. RDL 6/2022: Enmiendas en la tramitación parlamentaria y nueva metodología 2023.
   VII. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración:actualización
   VIII. Otros temas regulatorios:
   - Situación del sector (Informe F.Ortega)
   - Resumen otras novedades regulatorias (hasta Sep.)
   - Otros temas regulatorios.

   IX. Temas generales:
   a. Comercio de Emisiones y aspectos medioambientales: Actualización del mercado (Factor CO2)
   b. Aspectos legales de la nueva normativa publicada y en curso (Asesores legales): Escrito por inacción
   c. Grupos de trabajo actualización:
      I. REE: reunión de Junio
      II. Otros grupos intersectoriales

4. COGEN Europe:

   - Resumen avances regulación europea.

5. Eventos y acciones de difusión:

   ✓ Congreso (3 cena &) 4 de Oct
   ✓ Congreso de Cogen Europe 11-12 Oct.
   ✓ Genera 21-23 Feb. 2023

6. Ruegos y preguntas.

FECHA: 18 de OCTUBRE de 2022

LUGAR: PRESENCIAL Y TELEMÁTICA - TEAMS HORA: DE 12h' a 14h00'

Convocatoria de la Reunión de socios de COGEN España

Orden del Día:

1. Aprobación del acta de la reunión de Junta Directiva del 13 de Sep. de 2022
2. Resumen reuniones:

   I. Reuniones mantenidas: CNMC, …
   II. Próximas reuniones: Miterd, REE,..

3. Temas regulatorios

   I. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021 & 1S 2022 (& Orden TED/171/2020)2S 2022: Estado de situación.
   II. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): balance y próximos pasos.
   III. Nueva metodologia 2023: propuestas cesta combustibles 2023 y siguientes.
   IV. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: Actualización.
   V. RDLs en tramitación parlamentaria (RDL 14/2022 -Plazo cambio Todo Todo-, ….)
   VI. PNL Grupo Popular.
   VII. Otros temas regulatorios:
   - Situación del sector (Informe F.Ortega)
   - Resumen otras novedades regulatorias (hasta Oct.23)

   VIII. Temas generales:
   a. Comercio de Emisiones y aspectos medioambientales: Actualización del mercado (Factor CO2)
   b. Aspectos legales de la nueva normativa publicada y en curso (Informe Fernando Calancha): Escrito por inacción y otros recursos (actos de ejecución RDL 10/2022)
   c. Grupos de trabajo actualización:
      I. REE: Reunión de Oct.
      II. Otros grupos: Aportaciones de la cogeneración 2021/2022

4. COGEN Europe:

   ✓ Resumen avances regulación europea
   ✓ Congreso de Cogen Europe 11-12 Oct.: resumen temas tratados

5. Eventos y acciones de difusión:

   ✓ Congreso 2022: Balance
   ✓ Genera 2023: 21-23 Feb.

6. Ruegos y preguntas.

FECHA: 15 de NOVIEMBRE de 2022

LUGAR: TELEMÁTICA - TEAMS HORA: DE 12h' a 14h00'

Convocatoria de la Reunión de socios de COGEN España

Orden del Día:

1. Aprobación del acta de la reunión de Junta Directiva del 18 de Oct. de 2022
2. Resumen reuniones:

   I. Reuniones mantenidas: CNMC, IDAE…
   II. Próximas reuniones: Miterd, REE, …

3. Temas regulatorios

   I. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021: Estrategia judicial
   II. Parámetros retributivos 1S 2022 & 2S 2022: Situación aprobación y publicación
   III. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): balance de funcionamiento
   IV. Nueva metodologia 2023: propuestas cesta combustibles 2023 y periodicidad
   V. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización
   VI. Otros temas regulatorios:
   - Situación del sector (Informe F.Ortega)
   - Resumen otras novedades regulatorias

   VII. Temas generales:
   a. Comercio de Emisiones y aspectos medioambientales: Actualización del mercado (Factor CO2)
   b. Aspectos legales de la nueva normativa publicada y en curso (Fernando Calancha): Escrito a la Comisión Europea y estrategia judicial
   c. Grupos de trabajo actualización:
      I. REE: reunión de 17 de Nov.
      II. Otros grupos: Aportaciones de la cogeneración 2021/2022 *(Presentación borrador)*

4. COGEN Europe & CWC:

   ✓ Resumen avances regulación europea
   ✓ CWC: Lanzamiento del primer informe sobre el mercado mundial de la cogeneración

5. Eventos y acciones de difusión:

   ✓ Congreso 2022 & 2023: Balance final (en cuesta) & propuesta Oct. 2023
   ✓ Genera 2023: Avance jornadas 21-23 Feb.
   ✓ Jornadas de difusión Renove
   ✓ Asamblea Julio 2023

6. Ruegos y preguntas.

JUNTA MENSUAL COGEN ESPAÑA & JORNADA PERSPECTIVAS 2023

13 de diciembre 2022 – NATURGY (Avenida SAN LUIS 77, Madrid)

10h00 – 11h30 Parte interna. (Mini auditorio Naturgy): **Junta mensual de diciembre de 2022**

11h45 – 14h30 Parte Pública (Auditorio Naturgy)

11h30 – 11h45 Recepción y acreditación de asistentes a la parte pública

11h45 – 12h00 Bienvenida *Julio Artiñano,* Presidente de COGEN España, **y apertura** José Luis Gil, Director de Regulación de Naturgy.

12h00 - 12h45 Sesión 1. Nuevos retos para la cogeneración en 2023

Moderador: José Antonio Castro Fernández, Responsable de la Unidad de Regímenes de Energía Eléctrica, CNMC

- Elena Mateos, Leading Regulatory Affairs Naturgy. Perspectivas de los mercados de gas: posibles metodologías para la Ro representativas de los mercados de gas en el sector industrial/cogeneración.
- Oscar Barredo, Socio PWC. Perspectivas macro energéticas en el periodo regulatorio actual 2020-2025.
- Fernando Calancha, Socio H&L. Perpectivas legales en el periodo regulatorio actual 2020-2025.

Preguntas y debate

12h45 – 14.00h Sesión 2: Nuevas tecnologías y aplicaciones para la descarbonización de la cogeneración

Moderador: *Lope del Amo Martínez, Transformación de la Energía y Promoción de Nuevos Proyectos IDAE.*

- Flexibilidad como herramienta necesaria para la gestionabilidad de la demanda térmica en la cogeneración (acumulación mediante tecnología con rocas Julia Roig de GreenEnesys, y con sales Pedro Montoro de Kyoto Group.
- Visión de los tecnólogos de la hibridación de tecnologías Melika Aali-Taleb de MWM y Carmen Perez de Siemens
- Caso práctico de cogeneración con H2: Viscofan por Carlos Prieto de Bergen Engines

Preguntas y debate

14h00 – 14h15 Cierre de Jornada y conclusiones. Ana Lopez Tagle. Gerente Adjunta ENAGAS y Secretaria General Cogen España.

FECHA: 17 de ENERO de 2023

LUGAR: TELEMÁTICA TEAMS & FISICA HORA: DE 11.30h' a 14h00'

Convocatoria de la Reunión de socios de COGEN España

Orden del Día:

1. Aprobación del acta de la reunión de Junta Directiva del 18 de Dic. de 2023
2. Resumen reuniones:

   I. Reuniones mantenidas: Miterd, CNMC, ….
   II. Próximas reuniones: Miterd, REE, …

3. Temas regulatorios

   I. Parámetros 1s 2023: Alegaciones CNMC & Miterd (20 de Enero)
   II. Parámetros retributivos 2S 2022: Estrategia legal
   III. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021 & 1s 2022: Avances jurídicos (acumulación)
   IV. Nueva metodologia de actualización de parâmetros 2023-2025: Propuesta Ministerio
   V. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): expectativas 2023
   VI. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización
   VII. Otros temas regulatorios:
   - Situación del sector (*Informe F. Ortega*)
   - Resumen otras novedades regulatorias

   VIII. Temas generales:
   a) Comercio de Emisiones y aspectos medioambientales: Actualización del mercado (Informe de *Iker Larrea* de Factor CO2)
   b) Aspectos legales de la nueva normativa publicada y en curso (*Fernando Calancha* participará en los puntos I a IV).
   c) Grupos de trabajo actualización:
      I. REE: Próxima reunión enero 2023
      II. Otros grupos: Aportaciones de la cogeneración 2022 frente a costes al sistema

4. COGEN Europe (& CWC):

   - Agenda 2023

5. Eventos y acciones de difusión:

   I. Congreso 2023: Oct. 2023 con Cogen EU
   II. Genera & Spirec 2023: Agenda de la Jornada. (Juan Antonio Alonso)
   III. Asamblea Julio 2023
   IV. Otras Jornadas (Jornadas de difusión Renove,…)

6. Presentación nuevos socios: CT3 & Kyoto Group

7. Ruegos y preguntas.

FECHA: 14 de FEB. de 2023

LUGAR: **TELEMÁTICA TEAMS** HORA: DE 12.00h' a 14h00'

Convocatoria de la Reunión de socios de COGEN España

Orden del Día:

1. Aprobación del acta de la reunión de Junta Directiva del 17 de Enero de 2023

2. Resumen reuniones:

I. Próximas mantenidas: CNMC (telemática),..
II. Reuniones solicitadas: Miterd (SdE), CNMC (Consejo), ….

3. Temas regulatorios

I. Parámetros 1s 2023: Avances Miterd (abril 2023)
II. Parámetros retributivos 2022: Presentación de recurso 14-02-23
III. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021 & 1s 2022: Situación legal
IV. Nueva metodologia de actualización de parâmetros 2023-2025: Avances Miterd (Feb. 23 borrador)
V. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): Situación propuestas Miterd
VI. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización
VII. Otros temas regulatorios:
- Alegaciones ayudas a renovables en cogeneración: Alegado 4 Feb. 23
- Situación del sector (*Informe F. Ortega*)
- Resumen otros temas regulatorios

VIII. Temas generales:
a) Comercio de Emisiones y aspectos medioambientales: Actualización del mercado (Informe *Iker Larrea* de Factor CO2)
b) Aspectos legales de la nueva normativa publicada y en curso (*Fernando Calancha* participará en los puntos I a IV).
c) Grupos de trabajo actualización:
I. REE: Próxima reunión solicitada Feb. 2023
II. Otros grupos: Proyecto de descarbonización industrial

4. COGEN Europe (& CWC): ultimas noticias

5. Eventos y acciones de difusión:

I. Genera & Spirec 2023: Agendas actualizadas (Juan Antonio Alonso)
II. Congreso 2023: Oct. 2023 con Cogen EU
III. Asamblea Julio 2023
IV. Proyectos 2023

6. Presentación nuevos socios: Energy Nest

7. Ruegos y preguntas.

FECHA: 14 de MARZO de 2023

LUGAR: PRESENCIAL & TELEMÁTICA TEAMS HORA: DE 11.30h' a 14h00'

Convocatoria de la Reunión de socios de COGEN España

Orden del Día:

1. APROBACIÓN DEL ACTA DE LA REUNIÓN DE JUNTA DIRECTIVA DEL 14 DE FEB DE 2023

2. RESUMEN REUNIONES:
- I. Próximas reuniones: IDAE, Miterd
- II. Reuniones solicitadas: Miterd (DG), CNMC (Consejo), ….

3. TEMAS REGULATORIOS
- I. Parámetros retributivos en curso:
  - A. 1s 2023: Avances Miterd (Abril 2023)
  - B. 2S 2023-2025: Nueva metodología
- II. Parámetros retributivos recurridos:
  - A. 2S 2022: Avance estrategia recurso
  - B. 2S 2020 & 2021 & 1S 2022: situación legal
  - C. 1S 2020: Ejecución de sentencia
- III. Propuestas regulatorias relevantes:
  - A. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): limitado al 2023
  - B. Diseño del mercado: expectativas
- IV. Subastas y ayudas a la cogeneración:
  - A. Incentivos producción electricidad y calor renovable en sustitución de combustibles fósiles
  - B. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización
- V. Otros temas regulatorios:
  - A. Propuesta de orden de ayudas consumidores gas intensivos: Alegaciones
  - B. Redes cerradas: situación en Consejo de estado
  - C. Resumen otros temas regulatorios
- VI. Temas generales:
  - A. Cierre de Feb. 2023 y situación del sector (*Informe* ***Fernando Ortega***)
  - B. Novedades regulatorias para los mercados de carbono 2023 -incluyendo la biomasa- (Informe ***Iker Larrea*** de Factor CO2)
  - C. Aspectos legales de la nueva normativa publicada y en curso (***Fernando Calancha*** de H&L & **Yeray Perez** de FTI participará en los puntos I a IV).
  - D. Grupos de trabajo actualización:
    - I. REE: Próxima reunión solicitada Marzo. 2023
    - II. Otros grupos: Proyecto de descarbonización industrial

4. COGEN EUROPE (& CWC): RESUMEN TEMAS EN CURSO

5. EVENTOS Y ACCIONES DE DIFUSIÓN:

- I. Genera & Spirec 2023: Balance y próximas citas (Jornada Ayudas Descarbonización Mayo 2023)
- II. Asamblea Julio 2023
- III. Congreso 2023: Oct. 2023 con Cogen EU

6. RUEGOS Y PREGUNTAS.

FECHA: 18 de ABRIL de 2023

LUGAR: PRESENCIAL & TELEMÁTICA TEAMS HORA: DE 11.30h' a 14h00'

Convocatoria de la Reunión de socios de COGEN España

Orden del Día:

1. APROBACIÓN DEL ACTA DE LA REUNIÓN DE JUNTA DIRECTIVA DEL 14 DE MARZO DE 2023

2. RESUMEN REUNIONES:
- I. Próximas reuniones: IDAE, Miterd, CNMC y REE
- II. Reuniones mantenidas: Partidos políticos & CCAA

3. TEMAS REGULATORIOS
- I. Parámetros retributivos:
  - A. En curso:
    - i. 1s 2023: Pendiente informe preceptivo de CNMC
    - ii. 2S 2023-2025: **Reunion Miterd 14 de Abril**
  - B. Recurridos 2S 2020-2S 2022:
    - i. Informe pericial FTI
    - ii. Ampliaciones de expediente
- II. Propuestas regulatorias relevantes:
  - A. Mecanismo de topado de gas: RDL 03/2023
  - B. Diseño del mercado: Propuesta legislativa Comisión Europea
  - C. Redes cerradas: situación Post envío Consejo de Estado
  - D. Resumen otros temas regulatorios (CAEs, Hibridación, índice de cobertura …)
- III. Subastas y ayudas a la cogeneración:
  - A. Incentivos producción electricidad y calor renovable en sustitución de combustibles fósiles
  - B. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización

4. TEMAS GENERALES:
- A. Cierre de 1T 2023 y situación del sector (*Informe* ***Fernando Ortega***)
- B. Actualización mercados de carbono 2023 -incluyendo la biomasas- (Informe ***Iker Larrea e Iria Flavia*** de Factor CO2)
- C. Aspectos legales de la nueva normativa publicada y en curso (***Fernando Calancha*** de H&L & **Yeray Perez** de FTI participará en los puntos I a IV).
- D. Grupos de trabajo actualización:
  - I. REE: Agenda propuesta reunión Abril 2023
  - II. Otros grupos: Proyecto de descarbonización industrial: Alcance

5. COGEN EUROPE & CWC: RESUMEN TEMAS EN CURSO & NUEVA

6. EVENTOS Y ACCIONES DE DIFUSIÓN:
- I. Newsletter Abril 2023 (Feedback)
- II. APTIE 2023
- III. Jornada Ayudas Descarbonización Mayo 2023
- IV. Asamblea Julio 2023
- V. Congreso 2023: Presentación del programa (17 Oct. 2023)

7. RUEGOS Y PREGUNTAS.

FECHA: 16 de MAYO de 2023

LUGAR: PRESENCIAL & TELEMÁTICA TEAMS HORA: DE 11.30h' a 14h00'

Convocatoria de la Reunión de socios de COGEN España

Orden del Día:

1. APROBACIÓN DEL ACTA DE LA REUNIÓN DE JUNTA DIRECTIVA DEL 18 DE ABRIL DE 2023

2. RESUMEN REUNIONES:
- I. Próximas reuniones: Miterd, CNMC y REE
- II. Reuniones mantenidas: Miterd & CCAA

3. TEMAS REGULATORIOS
- I. Parámetros retributivos:
  - A. En curso:
    - i. 1s 2023: Pendiente (aprobación Consejo de Estado)
    - **ii. 2S 2023 y nueva metodología:**
      - **a. Alegaciones CNMC (16-05-23) & Miterd (22-05-23)**
      - **b. Reunión técnica SdG (aclaraciones urgentes, a parte de la retroactividad)**
      - **c. CNMC: alegaciones legales y agenda trabajo**
  - B. Recurridos 2S 2020-2S 2022:
    - i. Pleito tipo
    - ii. Ampliaciones de expediente
- II. Propuestas regulatorias relevantes:
  - A. Comunidades energéticas: Alegaciones
  - B. Redes cerradas: publicación
  - C. Resumen otros temas regulatorios (peajes de gas 2024, OMIE, …)
- III. Subastas y ayudas a la cogeneración:
  - A. Incentivos producción electricidad y calor renovable en sustitución de combustibles fósiles (estimado Junio 2024)
  - B. Propuesta de orden (y RD) de subastas: actualización con nueva metodología

4. TEMAS GENERALES:
- A. Cierre de 1T 2023 y situación del sector (*Informe* ***Fernando Ortega***)
- B. Actualización mercados de carbono 2023 *(**Iker Larrea** de Factor CO2)*
- C. Aspectos legales de la nueva normativa publicada y en curso (***Fernando Calancha***).
- D. Grupos de trabajo actualización:
  - I. REE: reunión Mayo 2023
  - II. Otros grupos: Proyecto de descarbonización industrial: Alcance

5. COGEN EUROPE & CWC: RESUMEN TEMAS EN CURSO

6. EVENTOS Y ACCIONES DE DIFUSIÓN:
- I. Jornada Ayudas Descarbonización Junio 2023
- II. Asamblea Julio 2023
- III. Congreso 2023 (17 Oct. 2023)

7. RUEGOS Y PREGUNTAS.

FECHA: 13 de Septiembre de 2022

LUGAR: PRESENCIAL Y Telemática - TEAMS HORA: De 12h00' A 14h00'

Asistentes:

NOMBRE	Empresa
Mónica García (P -presencial-)	COGEN España
Olga Monroy	COGEN España
Cristiano Amaro	Capwatt
Ana López-Tagle (P)	Enagás
Iker Larrea	Factor CO2
Elena Zabala	Finanzauto
Julio Artiñano (P)	Iberdrola
Pablo García (P)	Naturgy
Raimon Argemí	AESA
Juan Velasco	Wärtsilä
Javier Yunta (P)	GE
Carlos Prieto	Bergen Engines
Jesús Bartolomé	
Alberto Cerezo	Repsol
Joan Romaní	Rofeica Energia
Aída Espina Salceda	Neoelectra
Rafael Alberola	Bonnysa
Oscar Sacristán	Zwenergy
Noemí Ayala	Neoelectra
Fernando Ortega	
Fernando Calancha	Hogan Lovells
Rafael Uribarri	
Juan Antonio Alonso	
Jorge Angulo	El Pozo
Jorge Barcelona	Rolls Royce
Verónica García	Naturgy
Joseba Hernaiz	Sacyr
José Ignacio Urrutia	Intermalta
Malaquias Mangas	Finanzauto
Augusto Fuertes	Grupo Fuertes
Gemma Romaní	Rofeica
Julia Reig	greenenesys
Nil LLopis	Neoelectra
Pedro Porres	sdclgroup
Raquel Pubill	Solarturbinas
José Manuel Rodríguez	EDP Energía
Jorge Montes	Sacyr
Francisco Salas	Ignis Energía
Javier Villanueva	Capwatt
Fco Javier Tiscar	El Pozo

Ricardo Baldoza	Soljet
M. Paz García	Neoelectra
Roberto Camarasa	Bergen Engines
José luís Novo	Axpo
Roberto Sagrado	EDP
Nacho Mariani	Repsol
Jon Mikel Pardo	Ingeteam
Mariancella Castells	
Pedro Blanquer	Ignis
Jorge Rodríguez	Neoelectra
Karina Espinosa	
José Antonio Fernández	MWM
Adrià Belmonte	Neoelectra
Fernando González	Sener
M. Elvira García	Sener
Luis Castro	Capwatt
Jaime Varas	Ignis
Oscar Verde	Edison Next
Michel Maria	
Alcino Martins	Capwatt
Alicia González	Ignis Energía
Jorge Tinas	INVITADO
José Manuel Ferrer	Iberdrola
Salvador Valero	INVITADO
Josep Capdevila	INVITADO

Acta de la Junta Directiva

Martes 13 de Septiembre.

Julio Artiñano dió la bienvenida a los asistentes e indicó cuáles eran los temas principales del orden del día, indicando que se hará una introducción general de los temas mas relevantes del sector desde la ultima cita de la Asamblea del pasado mes de Julio, con el apoyo de Fernando Calancha para los aspectos legales, y del resto de miembros de Junta implicados en la ultimas reuniones con el Ministerio, y especialmente de Pablo Garcia, y de Juan Antonio Alonso en los aspectos relacionados con el IDAE.

Posteriormente se cubrirá la agenda enviada centrándose en los siguientes puntos, que en los temas de comercio de misiones se contará con la participación de Iker Larrea de Factor CO2, y de Fernando Ortega en la evolución del sector y los grupos de trabajo de trabajo con REE:

I. Resumen reuniones
II. Parámetros retributivos 2S 2022: Alegaciones
III. Parámetros retributivos pendientes 2S 2020 & 2021 & 1S 2022 (& Orden TED/171/2020)
IV. Mecanismo de topado de gas (y RDL de contingencia energética): inclusión cogeneración
V. RDL 10/2022: Escritos a la Comisión europea situación en España (Reunión 12 de Sep.)

VI. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración
VII. Propuestas legislativas
VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales
IX. Aspectos legales
X. Informe de evolución de la cogeneración
XI. Grupos de trabajo:
  A. REE
  B. Otros grupos
XII. Cogen Europe
XIII. Eventos y acciones de difusión

I. Resumen reuniones.

Julio Artiñano enumeró las reuniones que se habían mantenido desde la última reunión de Junta Directiva, que a continuación se detallan:

- MITERD : Teresa Ribera – Reunión Grupo Industria 12 de Julio y 2 y 5 de Sep. MITERD
- Comisión Europea (DG Competencia): 12 de Septiembre

Se complemento este punto con el detalle de la ultimas conversaciones con el SdG de renovables del Miterd y con JA Castro de la CNMC.

Próximas reuniones:
Se comunicaron las próximas reuniones previstas que se centraran en el Miterd, CNMC, IDAE y REE.

II. Parámetros retributivos 2S 2022: Alegaciones.

Se resumen las alegaciones presentadas realizadas con el apoyo de H&L, y continuistas con las del 1s 2022 y en coordinación con las demás asoaciones del sector.

III. Parámetros retributivos pendientes 2S 2020 & 2021 & 1S 2022 (& Orden TED/171/2020)

Estas alegaciones complementarias se realizaron tras la publicación del RDL 10/2022 que agudizo los efectos ya producidos por el RDL 6/2022 y también ya en colaboración con H&L y en coordinación con las demás asoaciones del sector.

IV. RDL 6/2022: Enmiendas en la tramitación parlamentaria. (Posible extensión). (el 18 de Mayo con copia al Ministerio)

Las 8 enmiendas propuestas están coordinadas con las alegaciones anteriores proponiendo reforzar ciertos aspectos como el autoconsumo (anunciado recientemente que se modificara las distancias para considerarlo de

red interior), contratos PPA,.. y otros temas relevantes en discusión con los partidos políticos (que en el Congreso del día 4 de Oct. se debatirán).

V. Mecanismo de topado de gas (y RDL de contingencia energética)

Se describió el esquema del mecanismo de renuncia temporal de largo plazo en el cual está trabajando el Ministerio con el objetivo de terminarlo antes de fin de mes, aprovechando que le pasado día 10 de Sep. se vencía el plazo de renuncia temporal para el mes de Oct, y que se adelantó en correo específico sobre el tema.

NOTA: El plazo para remitir las solicitudes de renuncia temporal a tramitar en octubre de 2022 con fecha de efectividad noviembre de 2022 finalizará el 6 de octubre de 2022.
En efecto, según establece el apartado 2 del artículo 34 ('Renuncia temporal al régimen retributivo específico para las cogeneraciones y las instalaciones a las que se refieren los apartados 2, 3 y 4 del artículo 33') del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, en su redacción dada por la disposición final sexta, apartado cuatro, del Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre de 2014, las comunicaciones de renuncia temporal deberán remitirse al organismo competente para realizar las liquidaciones «con una antelación mínima de 15 días hábiles al inicio del período de renuncia correspondiente». No computan a estos efectos los sábados (véase el artículo 30, 'Cómputo de plazos', de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas), los domingos, los días festivos nacionales ni los festivos de la Comunidad y municipio de Madrid, por ser la sede del órgano administrativo. Oficina de Liquidación de Régimen Específico. sicilia.infoprima@cnmc.es

VI. RDL 10/2022: Escritos a la Comisión europea situación en España

Los escritos enviados se complementaron con la explicación de la presentación realizada el pasado 12 de Sep. a la DG Comp. Y que sirvieron para provocar la petición de info. al Miterd de la situación de la cogeneración, habiéndose quedado en realizar para fin de Sep. una nueva reunión de seguimiento.

VII. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización.

El han resumido los principales temas en debate con el Miterd, sobre los cuales ha estado trabajando el Miterd en Julio 2022, y que se retomarán tras la publicación del mecanismo de renuncia temporal de largo plazo, y mientras se debate el esquema del régimen retributivo especifico del 2S 2022 (y del 2023).

El objetivo es que publiquen antes de fin de año el RD y Orden del esquema de la subasta, dejando para después la convocatoria (y en el ínterin se definiría el nuevo esquema retributivo).

VIII. Propuestas legislativas y alegaciones: Normativa relevante publicada en Agosto (y Sep.)

Se resumen las propuestas legislativas más relevantes de este verano, y se describen en detalle en la presentación algunas de ellas que son de especial interés para el sector (como las relativas a las subastas de renovables anunciadas,…):

1. Real decreto ley 14/2022 que incluye medidas de ahorro, eficiencia energética y de reducción de la dependencia energética del gas natural.
2. Orden ted/733/2022 que fija el reparto de la financiación del bono social en 2022.
3. Propuesta de real decreto que establece un sistema de certificados de ahorro energético (caes) para cumplir con las obligaciones de eficiencia energética.
4. Propuesta resolución CNMC que modifica la información que debe contener los códigos que que permite el acceso al comparador de ofertas de la CNMC.
5. Cuarta subasta renovable.
6. Resolución CNMC formatos autoconsumo.
7. Propuesta de real decreto por el que se regula el estatuto de los consumidores electrointensivos.
8. Convocatoria de ayudas para proyectos de redes de calor y frío de fuentes de energía renovable.
9. Convocatoria de ayudas para proyectos singulares de biogás.
10. Propuesta de orden por la que se regula el procedimiento de gestión del sistema de garantías de origen de gas renovable.
11. Intervención de emergencia del mercado eléctrico (norma europea)

IX. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales

Esta presentación esta realizada por Iker Larrea, se la pedido de una visión del comercio de emisiones que ha estado oscilando en el ultimo mes entre los 100 €/Tm y los 60s €/Tm, con amenazas de intervención que podrían bajarlo hasta los 30 €/Tm, e incluso de llegar a suspender este mercado en propuestas del PP (y otros grupos europeos).

X.Aspectos legales

Participa en la reunión Fernando Calancha de Hogan Lovells para complementar la visión regulatoria y actualizar los aspectos que informa de los aspectos relevantes sobre la estrategia planteada y centrada principalmente en el proceso ante la Comisión Europea.

XI.Informe de evolución de la cogeneración

Ver presentación de Fernando Ortega con el detalle de la evolución del sector, el cual nos vale entre otras cosas para seguir la bajada de producción tras el RDL 6 & 10 /2022 y las nuevas propuestas retributivas.

Otros temas como el autoconsumo, se revisará con la info aportada por REE este verano y se contrastará con la info interna.

La PPT se ha complementado con comentarios a cada trasparencia para mayor facilidad de seguimiento.

XII.Grupos de trabajo. XI. – Próxima reunión con REE – Sep/22

Se mantendrá una reunión a fin de mes con REE, la cual incluirá los temas de info. del sector, y otros asuntos sobre los procedimientos operativos recientemente aprobados y otros pendientes en curso.

XIII.Cogen Europe. Cogen Europe:Open letter to Executive Vice President Commissioner Timmermans and Commissioner Simson.

Como parte de la estrategia en curso de promoción con los paquetes FIT FOR 55 Y GREEN GAS Y EL PLAN REPOWEREU y el paquete SAVE GAS FOR A SAFE WINTER (**),Cogen EU está planeando una carta abierta al Vicepresidente Ejecutivo Timmermans y al Comisario Simson que será firmada por los directores generales/líderes de las empresas/organizaciones miembros de COGEN Europe y las asociaciones nacionales. Está previsto incluir a otras asociaciones comerciales europeas afines, como CEPI, CEWEP, CEDEC, CEFIC, etc.
Se aprovechará la oportunidad de la próxima CONFERENCIA ANUAL DEL 11 Y 12 DE OCTUBRE para presentar oficialmente la Carta Abierta a la Comisión Europea. Se organizarán una serie de actividades de comunicación para promover/destacar la carta (comunicado de prensa, medios sociales, publicidad, etc.).
La versión final de la carta (que enviaremos tras la Junta), se ha solicitado antes del 30 de septiembre.

XIV.Eventos.

Se informa de los próximos eventos:

- **Congreso Anual de Cogeneración**: 4 de Octubre en Hotel The Westin Palace Madrid
- **COGEN Europe Annual Conference 2022** & Gala Awards Dinner
- **Feria Genera 2023**: 21-23 febrero 2023 en IFEMA (Madrid)

XV. Ruegos y preguntas.

Sin más temas que tratar se levanta la sesión.

Julio Artiñano
Presidente Cogen España
Madrid, 13 de septiembre de 2022.

FECHA: 18 de Octubre de 2022

LUGAR: PRESENCIAL Y Telemática - TEAMS HORA: De 12h00' A 14h00'

Asistentes:

NOMBRE	Empresa
Mónica García	COGEN España
Olga Monroy	COGEN España
Antonio Cortés	Neoelectra
Alfonso Fernández	INNIO
Ricardo Fernández	Sacyr
Angel Merino	Naturgy
Ana López-Tagle	Enagás
María Silvia Yuste	Neoelectra
Antia Carnota	Naturgy
Javier Gálatas	Proacapital
Iker Larrea	Factor CO2
Antonio Ruiz	Naturgy
Javier Iriarte	Intermalta
Elena Zabala	Finanzauto
Gabriel Aguiló	AXPO
Julio Artiñano	Iberdrola
Fernando de Juan	AXPO
Daniel Toro	Engie
Conrad Meseguer	
Marc Campmany	Factor Energía
Pablo García	Naturgy
Vicenc Casanovas	Factor Energia
Raimon Argemí	AESA
Roger Liarte	Factor Energia
Juan Velasco	Wärtsilä
Carmen Rey	Naturgy
Javier Yunta	GE
Emilio Molina	Axpo
Carlos Prieto	Bergen Engines
Joan Romaní	Rofeica Energia
Aída Espina Salceda	Neoelectra
Rafael Alberola	Bonnysa
Oscar Sacristán	Zwenergy
Noemí Ayesa	Neoelectra
Fernando Ortega	
Fernando Calancha	Hogan Lovells
Rafael Uribarri	
Juan Antonio Alonso	
Verónica García	Naturgy
Joseba Hernaiz	Sacyr

Julia Reig	greenenesys
Nil Llopis	Neoelectra
Pedro Porres	sdclgroup
Raquel Pubill	Solarturbinas
Jorge Montes	Sacyr
M. Paz García	Neoelectra
Roberto Camarasa	Bergen Engines
Roberto Sagrado	EDP
Mariancella Castells	
Adrià Belmonte	Neoelectra
Josep Capdevila	ADAP
José A. Fernandez	MWM
Melika Aali-Taleb	MWM
Alejandro Mari	MWM
Alicia González	Ignis Energía

Acta de la Junta Directiva

Martes 18 de Octubre.

Julio Artiñano dio la bienvenida a los asistentes e indicó cuáles eran los temas principales del orden del día, indicando que se hará una introducción general de los temas mas relevantes del sector desde la ultima cita de la Asamblea del pasado mes de Julio, con el apoyo de Fernando Calancha para los aspectos legales, y del resto de miembros de Junta implicados en la últimas reuniones con el Ministerio, y especialmente de Pablo Garcia, y de Juan Antonio Alonso en los aspectos relacionados con el IDAE.

Posteriormente se cubrirá la agenda enviada centrándose en los siguientes puntos, que en los temas de comercio de misiones se contará con la participación de Iker Larrea de Factor CO2, y de Fernando Ortega en la evolución del sector y los grupos de trabajo de trabajo con REE:

I. Resumen reuniones
II. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021 & 1S 2022 2S 2022 (& Orden TED/171/2020):PNL Grupo Popular
III. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): balance y próximos pasos
IV. Nueva metodología 2023: propuestas cesta combustibles 2023 y siguientes
V. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización
VI. RDLs en tramitación parlamentaria (RDL 14/2022 -Plazo cambio Todo Todo-, ….)
VII. Propuestas legislativas
VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales
IX. Aspectos legales
X. Informe de evolución de la cogeneración
XI. Grupos de trabajo:
XII. REE
XIII. Aportaciones de la cogeneración 2021/2022
XIV. COGEN Europe
XV. Eventos y acciones de difusión

I. Resumen reuniones.

Julio Artiñano enumeró las reuniones que se habían mantenido desde la última reunión de Junta Directiva, que a continuación se detallan:

- Reuniones mantenidas: CNMC 3 de Oct. 2022 (y telefónicamente 17 Oct.)
- Partidos políticos (precongreso)
- 11-12 octubre: Annual Conference Cogen Europe

Se complemento este punto con el detalle de la últimas conversaciones con el SdG de renovables del Miterd y con JA Castro de la CNMC.

Próximas reuniones:

Se comunicaron las próximas reuniones previstas que se centraran en el Miterd, CNMC, IDAE y REE.

II. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021 & 1S 2022 2S 2022 (& Orden TED/171/2020):PNL Grupo Popular

El Grupo Parlamentario Popular en el Congreso, al amparo de lo dispuesto en el artículo 193 y siguientes del vigente Reglamento del Congreso de los Diputados, presenta la siguiente Proposición no de Ley para facilitar condiciones competitivas en sus insumos energéticos al consumidor hiperintensivo en energía y a la cogeneración, para su debate en la Comisión de Transición Ecológica y Reto Demográfico.

"La indústria española es más competitiva con las instalaciones de cogeneración que sin ellas, pero necesita que esa instalación de cogeneración sea retribuida por las externalidades positivas que aporta al sistema eléctrico y al conjunto de la sociedad."

III. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): balance y próximos pasos

La conclusión es que se desinflan las expectativas y no aflora más energía ni potencia. Las gráficas mostradas en la presentación muestran de nuevo una tendencia negativa y extrapolando los datos, octubre cerrará en 1,2 TW, que siendo bastante mejor que septiembre (0,8 TWh), sigue siendo casi la mitad del mismo mes de 2021 (2,2 TWh).

IV. Nueva metodología 2023: propuestas cesta combustibles 2023 y siguientes

Se informa de las cuestiones tratadas en la Comisión. *En primer lugar, tenemos que tomar medidas que puedan amortiguar el precio que pagamos por nuestras importaciones de gas, preservando al mismo tiempo la seguridad del suministro.*

En segundo lugar, propone que se trabaje junto a los Estados miembros para desarrollar una intervención que limite los precios en el mercado del gas natural. En la actualidad, gran parte de Europa paga un precio más alto por su gas, en particular el GNL, que sus competidores mundiales.

El principal precio de referencia para todo el gas comercializado en la UE, el mecanismo de transferencia de títulos (TTF), ya no es representativo del gas importado. La Comisión ha puesto en marcha los trabajos para crear un índice

de precios complementario en la UE que refleje mejor la realidad energética actual de Europa y garantice un mejor funcionamiento del mercado que permita bajar los precios. A la espera de la introducción de ese índice de referencia complementario, deberíamos considerar una limitación de los precios en relación con el TTF de forma que se siga garantizando el suministro de gas a Europa y a todos los Estados miembros y que se demuestre que la UE no está dispuesta a pagar cualquier precio por el gas.

En tercer lugar, los altos precios del gas están impulsando los altos precios de la electricidad. Se debe limitar este impacto inflacionista del gas sobre la electricidad, en toda Europa. Por eso, junto a nuestra acción sobre el gas importado, se está dispuesto a debatir la introducción de un tope temporal en el precio del gas que se utiliza para generar electricidad.

V. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización

Los temas que quedan pendientes de darles respuesta son los siguientes: a) El Ministerio y el IDAE Ministerio han seguido avanzando en el esquema de la subasta; b) La metodología anunciada en el RDL 6/2022 también están trabajando para que esté antes de fin de año y c) Los temas relevantes pendientes de definir, que el Ministerio ha tomado nota de las recomendaciones de la CNMC y de las peticiones del sector: 1)Autoconsumo: por definir si acepta el mantener el Todo-Todo con autoconsumo mínimo vía PPAs.; 2) Definición de planta nueva y renovada; 3)Cupos: Tamaños (biomasa nueva -y renovaciones si entran- y criterios de competencia sobreoferta del 20%); 4)VUR (10-13 años); 5)Penalizaciones: aclarar criterio de doble penalidad; 6) Lista de equipos elegibles.

Se menciona los plazos propuestos por Jesús Ferrero durante el XVIII congreso de cogeneración.

VI. RDLs en tramitación parlamentaria (RDL 14/2022 -Plazo cambio Todo Todo-, ….)

El RDL en tramitación parlamentaria, de propuesta de enmiendas al real decreto-ley 14/2022, de 1 de agosto, de medidas de sostenibilidad económica en el ámbito del transporte, en materia de becas y ayudas al estudio, así como de medidas de ahorro, eficiencia energética y de reducción de la dependencia energética del gas natural. Se exponen en la reunión, las propuestas de redacción de la norma.

VII. Propuestas legislativas

Se resumen las propuestas legislativas más relevantes, y se describen en detalle en la presentación algunas de ellas que son de especial interés para el sector (como las relativas a las subastas de renovables anunciadas, …):

1. El 11 de octubre de 2022 el Gobierno aprobó el Plan + Seguridad Energética para aumentar la protección de los consumidores, reducir el consumo de gas e incrementar la solidaridad con otros países europeos. https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/detalle_noticias.aspx?tcm=tcm:30-546380

2. Presidente del Gobierno anunció la semana pasada en el Congreso un nuevo plan de ayudas que se aprobará previsiblemente en el Consejo de Ministros próximo: Refuerzo del bono social (BS), el BS Térmico y apoyo a consumidores con calderas comunitarias de gas

3. Se aprobarán criterios para homogeneizar cómo se indica el ajuste por el cap del gas. Información en las facturas energéticas. Obligación de incluir en factura el consumo medio de los consumidores con P ≤ 15 kW

(electricidad) o consumo < 50.000 kWh/año (gas) de clientes similares del mismo código postal, así como consejos para reducir el consumo.

VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales

Esta presentación esta realizada por Iker Larrea, y se muestra que continúan las señales mixtas en el EU ETS. La evolución del EUA espera una señal clara por parte de los legisladores.

IX. Aspectos legales

Se informa de la preparación para el 25 de octubre un evento conjunto COGEN ESPAÑA, ACOGEN y ADAP, donde queremos que 4 despachos de asesoramiento legal de referencia con los que hemos trabajado hagan una exposición breve de las posibles vías jurídicas de reclamación, contenciosos, daños y perjuicios, etc. para los cogeneradores dada la situación vivida y en la que nos encontramos.

X. Informe de evolución de la cogeneración

Ver presentación de Fernando Ortega con el detalle de la evolución del sector, el cual nos vale entre otras cosas para seguir la bajada de producción tras el RDL 6 & 10 & 17 /2022 y las nuevas propuestas retributivas.

La PPT se ha complementado con comentarios a cada trasparencia para mayor facilidad de seguimiento.

XI. Grupos de trabajo:

REE.

En Agosto (17-08-22) el departamento de Medidas (Dirección de Medidas y Liquidaciones) de REE nos envió su informe sobre cogeneración, que estamos analizando en comparación con el de Cogen España. En la presentación de muestran dos gráficos comparativos de ambos analisis.

Otros temas relacionados con los POs recientemente publicados -básicamente el 10.4 y 10.5- también se incluirán en la agenda (el P.O. 7.4 pendiente de reactiva y control de tensión, se llamará a CNMC para actualizar su situación).

El GT_EMT se desarrollará en 3 reuniones de septiembre a noviembre:

- 1ª Reunión: miércoles 21 de septiembre
- 2ª Reunión: miércoles 19 de octubre
- 3ª Reunión: miércoles 23 de noviembre

El GT_ED se desarrollará en 4 reuniones de septiembre a DICIEMBRE:

- 1ª Reunión: jueves 22 de septiembre
- 2ª Reunión: viernes 21 de octubre
- 3ª Reunión: viernes 18 de noviembre
- 4ª Reunión: miércoles 14 de diciembre

Aportaciones de la cogeneración 2021/2022

Se ha dejado para la próxima Junta de Nov. 2022.

XII. COGEN Europe

Se celebró El Congreso Anual de Cogen Europa, en el que 46 CEO y líderes de grandes compañías y asociaciones europeas entregaron una carta a la CE para pedir una mayor ambición en la generación eficiente de calor y electricidad mediante cogeneración.

XIII. Eventos y acciones de difusión

1. XVIII Congreso 2022, Madrid 3 de Oct.

   Se hace un breve análisis del Congreso celebrado los días 3 y 4 de octubre con gran asistencia al mismo y la presencia de ponentes de reconocido prestigio.

2. Annual Conference Cogen Europe 2022, Lovaina 11 y 12 de Oct. Se explica cómo fue el Congreso al que asistieron Julio Artiñano, Raimon Argemí y Olga Monroy

3. Jornada resumen anual y perspectivas 2023, Madrid 13 de Dic. 2022

4. Genera 2023, 21 y 23 Feb. 2023

XV. Ruegos y preguntas.

Sin más temas que tratar se levanta la sesión.

Julio Artiñano
Presidente Cogen España
Madrid, 18 de octubre de 2022.

FECHA: 15 de noviembre de 2022

LUGAR: Telemática - TEAMS HORA: De 12h00' A 14h00'

Asistentes:

NOMBRE	Empresa
Mónica García	COGEN España
Olga Monroy	COGEN España
Antonio Cortés	Neoelectra
Alfonso Fernández	INNIO
Ricardo Fernández	Sacyr
Angel Merino	Naturgy
Ana López-Tagle	Enagás
María Silvia Yuste	Neoelectra
Antia Carnota	Naturgy
Javier Gálatas	Proacapital
Iker Larrea	Factor CO2
Antonio Ruiz	Naturgy
Javier Iriarte	Intermalta
Elena Zabala	Finanzauto
Gabriel Aguiló	AXPO
Julio Artiñano	Iberdrola
Fernando de Juan	AXPO
Daniel Toro	Engie
Conrad Meseguer	
Marc Campmany	Factor Energía
Pablo García	Naturgy
Vicenc Casanovas	Factor Energia
Raimon Argemí	AESA
Roger Liarte	Factor Energia
Juan Velasco	Wärtsilä
Carmen Rey	Naturgy
Javier Yunta	GE
Emilio Molina	Axpo
Carlos Prieto	Bergen Engines
Joan Romaní	Rofeica Energia
Aída Espina Salceda	Neoelectra
Rafael Alberola	Bonnysa
Oscar Sacristán	Zwenergy
Noemí Ayesa	Neoelectra
Fernando Ortega	
Fernando Calancha	Hogan Lovells
Rafael Uribarri	
Juan Antonio Alonso	
Verónica García	Naturgy
Joseba Hernaiz	Sacyr

Julia Reig	greenenesys
Nil Llopis	Neoelectra
Pedro Porres	sdclgroup
Raquel Pubill	Solarturbinas
Jorge Montes	Sacyr
M. Paz García	Neoelectra
Roberto Camarasa	Bergen Engines
Roberto Sagrado	EDP
Mariancella Castells	
Adrià Belmonte	Neoelectra
Josep Capdevila	ADAP
José A. Fernandez	MWM
Melika Aali-Taleb	MWM
Alejandro Mari	MWM
Alicia González	Ignis Energía

Acta de la Junta Directiva

Martes 15 de noviembre.

Julio Artiñano dio la bienvenida a los asistentes e indicó cuáles eran los temas principales del orden del día, indicando que se hará una introducción general de los temas más relevantes del sector desde la última reunión de asociados, con el apoyo de Fernando Calancha para los aspectos legales, y del resto de miembros de Junta implicados en las últimas reuniones con el Ministerio, y especialmente de Pablo Garcia, y de Juan Antonio Alonso en los aspectos relacionados con el IDAE.

Posteriormente se cubrirá la agenda enviada centrándose en los siguientes puntos, que en los temas de comercio de emisiones se contará con la participación de Iker Larrea de Factor CO2, y de Fernando Ortega en la evolución del sector y los grupos de trabajo de trabajo con REE:

I. Resumen reuniones
II. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021: Estrategia judicial
III. Parámetros retributivos 1S 2022 & 2S 2022: Situación aprobación y publicación
IV. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): balance de funcionamiento
V. Nueva metodología 2023: propuestas cesta combustibles 2023 y periodicidad
VI. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización
VII. Propuestas legislativas
VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales
IX. Aspectos legales
X. Informe de evolución de la cogeneración
XI. Grupos de trabajo:
    A. REE: reunión de 17 de Nov.
    B. Otros grupos: Aportaciones de la cogeneración 2021/2022 (Presentación borrador)
XII. COGEN Europe &CWC
XIII. Eventos y acciones de difusión

I. Resumen reuniones.

Julio Artiñano enumeró las reuniones que se habían mantenido desde la última reunión de Junta Directiva, que a continuación se detallan:

Reuniones mantenidas (principales):

- Reuniones mantenidas (telemáticamente): CNMC 25 de Oct. y 7 de Nov. 2022 – también con IDAE –
- 25 octubre: Jornada Jurídica

Próximas reuniones:

- MITERD: 28 de Nov. DG de Energía Manuel García
- REE: 17 Nov.
- REE: Grupo de trabajo ED viernes 18 de noviembre
- REE: Grupo de trabajo EMT 23 de noviembre

II. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021: Estrategia judicial

Algunas consideraciones tras la Jornada para enfocar los recursos por los parámetros 2020 & 2021. Destacar: Queda pendiente definir si incluir en el recurso contra las ordenes publicadas (enfocado al HH y el CO2 básicamente; siendo la Beta compleja de argumentar regulatoriamente) las reclamaciones de daños (y no las de lucro cesante sino por otros motivos: por ERTES, Take or Pay de gas, …). No obstante tiene el aliciente que se puede adelantar los plazos en varios años de una reclamación independiente. Tendríamos además otras dos vías para recurrir, y que evaluar alternativamente: 1) Basado en el fallo del 4 de Junio de 2021. Se podría explorar la via por inactividad reglamentara (como un ajuste de pool para el gas a fin de ciclo) y 2) En el nuevo semiperiodo en que estamos, se indicó que se revisaría el coste de combustible, no definido si era por precio o componentes, y existe el antecedente de que en purines cuando estableció los nuevos RO a posteriori del 2014 pusieron el precio real (en el 1S 2022 el precio reconoció ha sido de 46 cuando el mercado a TTF mayoritariamente estaba en los 100 €/MWh)

En sectores homogéneos como purines se ve claro que el recurso sectorial puede tener sentido, por ser plantas homogéneas. En cogeneración es más complicado, y difícil de armar una sola pericial sectorial (varios tipos de combustibles – fuel, gasoil, gas natural,..-, tamaños de plantas muy diferentes, casos especiales de otros residuos – RSU, LN,..-,….). Hay que intentar coordinarse con otras asociaciones sectoriales no presentes en el acto (como ANEO,…), para acordar el "tronco"común". Al final, concluimos que hay que seguir trabajando el esquema para debatirla en la próxima Junta de Dic., pero hasta no tener claro que se publica para el 2022 es difícil cerrar la estrategia.

III. Parámetros retributivos 1S 2022 & 2S 2022: Situación aprobación y publicación

El día 2 de nov. se aprobó el informe de la CNMC de los parámetros retributivos del 2S 2022, y se espera que se publique este mismo mes (aunque lo habitual suele ser que se haga al mes siguiente de su aprobación, pero como se ha aprobado a principios de mes no se esperan más retrasos), siendo su opinión continuista con los informes de semestres anteriores, aunque recomendándose referenciar el gas ahora a índices europeos.

Los reguladores también nos han comentado que no hay en estos momentos análisis técnicos pendientes para el 1S 2022 (ni 2S 2022) y que, para la publicación de estos parámetros, están pendientes de la revisión legal por parte de

la Subdirección General Técnica (SGT). Se estima que la publicación sea antes de fin de mes en cualquier caso, a lo cual está esperando la CNMC para poder usarlos y cambiar la referencia de liquidación del 1S 2020.

IV. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): balance de funcionamiento

Según los gráficos que se muestran, la POTENCIA DIARIA de cogeneración sufre un desplome desde la aplicación del RDL 10/22 que llega a alcanzar el -58% a mitad de septiembre para recuperarse ligeramente hasta final de dicho mes (-43%). Con la aplicación del RDL 17/22 se aprecia una mejora de la potencia durante la primera mitad de octubre, pero que se diluye a fin de mes. Noviembre vuelve a comenzar con una mejora significativa (-21% respecto a niveles previos al RDL 10/22).

Respecto a la ENERGÍA. Existe un desplome desde la aplicación del RDL 10/22 y su variación diaria respecto a 2021 llega a alcanzar el -71% a mitad de septiembre para recuperarse ligeramente hasta final de dicho mes (-51%). Con la aplicación del RDL 17/22 se aprecia una mejora de la potencia durante la primera mitad de octubre, pero que se diluye a fin de mes. Noviembre vuelve a comenzar con una mejora significativa (-21% respecto a niveles previos al RDL 10/22).

Como conclusiones para la Comisión Europea: Actualmente hay 2200 MW (ayer 2.159) operando en cogeneración, de los cuales 1399 MW son nuevos en el mecanismo de topado de gas habilitado para la cogeneración tras el RDL 17/2022, aunque hay que descontar las cogeneraciones (sin mecanismos de retribución) que ya estaban en el mecanismo del topado de gas antes del citado RDL 17/2022 (760 MW). Esto demuestra el limitado efecto del mecanismo de topado de gas , que sólo ha permitido la entrada de 600 MW en el mecanismo, lo que es inferior a los 799 MW (=2.159-760-600) que están operando con la retribución específica que, en el escenario de precios bajos del gas, como ha ocurrido últimamente, consigue ingresos suficientes.

V. Nueva metodología 2023: propuestas cesta combustibles 2023 y periodicidad

Índices cesta de combustibles (y su ponderación y multiplicadores en función del contrato de Argelia): I. Actualmente: NBP & Brent & HH; II. Propuesta potencial: TTF (NBP) & Brent & Mibgas;

Periodicidad de revisión: I. RDL 10/ 2022: mecanismos de topado diaria; II. Solicitada mensual; III. Referencia previa al Ley 23/2013 & RD 413/2014 trimestral; IV. RDL 6/2022 anual.

Otros temas: I. Por definir periodos de referencia de coste de precio de mercado; II. Criterios de comparación costes de mercado (Boletín informativo de mercado mayorista y aprovisionamiento de gas. Periodo de junio de 2022. REF. IS/DE/004/22); III. Beta; IV Plazos de publicación (ex ante) : coberturas, …; V Excepcionalidad año 2023 (hasta 31-Mayo convive con mecanismos de compensación); VI Propuesta topado de gas en Europa (y eliminación del HH)

VI. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización

Quedan como temas pendientes de revisión con el MITERD, los siguientes: 1) El Ministerio y el IDAE Ministerio han seguido avanzando en el esquema de la subasta; 2) La metodología anunciada en el RDL 6/2022 también están trabajando para que esté antes de fin de año; 3) Los temas relevantes pendientes de definir, que el Ministerio ha tomado nota de las recomendaciones de la CNMC y de las peticiones del sector que se resumen en los siguientes temas: a) Autoconsumo: por definir si acepta el mantener el Todo-Todo con autoconsumo mínimo vía PPAs; b) definición de planta nueva y renovada; c) Cupos: Tamaños (biomasa nueva -y renovaciones si entran- y criterios de

competencia sobreoferta del 20%); d) VUR (10-13 años); e) Penalizaciones: aclarar criterio de doble penalidad; f) Lista de equipos elegibles.

VII. Propuestas legislativas

Se resumen las propuestas legislativas más relevantes, y se describen en detalle en la presentación algunas de ellas que son de especial interés para el sector (como las relativas a las subastas de renovables anunciadas, …):

Orden TED/1026/2022, de 28 de octubre, por la que se aprueba el procedimiento de gestión del sistema de garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables.

Resolución reducción IVA del GN y biomasa BOE la Resolución de 27 de octubre de 2022, del Congreso de los Diputados, por la que se ordena la publicación del Acuerdo de convalidación del Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la energía, en la aplicación del régimen retributivo a las instalaciones de cogeneración y se reduce temporalmente el tipo del Impuesto sobre el Valor Añadido aplicable a las entregas, importaciones y adquisiciones intracomunitarias de determinados combustibles.

Resolución de la dirección general de política energética y minas por la que se resuelve la tercera subasta celebrada para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en la orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre.

Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre, por el que se aprueban medidas de refuerzo de la protección de los consumidores de energía y de contribución a la reducción del consumo de gas natural en aplicación del «Plan + seguridad para tu energía (+SE)», así como medidas en materia de retribuciones del personal al servicio del sector público y de protección de las personas trabajadoras agrarias eventuales afectadas por la sequía

VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales

Esta presentación esta realizada por Iker Larrea, y se muestra que continúan las señales mixtas en el EU ETS. La evolución del EUA espera una señal clara por parte de los legisladores. Para resto de detalles ver la presentación.

IX. Aspectos legales

Se celebró la Jornada Jurídica celebrada el 25 de Oct. bajo el título “Reclamaciones y Demandas jurídicas de cogeneradores: Situación y perspectivas” en el NH Madrid Ventas, Calle Biarritz 2, 28028 Madrid (PRESENCIAL) y también ONLINE. La Jornada contó con 163 asistentes (35 presenciales y 128 online). Se comenzó con la Bienvenida y presentación COGEN España, ADAP y ACOGEN y la participación de Ramón Vázquez del Rey – Fieldfisher; Fernando Calancha – Hogan Lovells; Reyes Gómez Román – PWC Tax & Legal, y José Ramon Mourenza – HSF Herbert Smith Freehills

X. Informe de evolución de la cogeneración

Ver presentación de Fernando Ortega con el detalle de la evolución del sector, el cual nos vale entre otras cosas para seguir la bajada de producción tras el RDL 6 & 10 /2022 y las nuevas propuestas retributivas. La PPT se ha complementado con comentarios a cada trasparencia para mayor facilidad de seguimiento.

XI. Grupos de trabajo. Próxima reunión con REE Nov/22

El GT_EMT se desarrollará en 3 reuniones de septiembre a noviembre. MOTIVACIÓN: El cambio de tecnologías que se conectan a la red ha creado la necesidad de que el operador del sistema tenga una comprensión más profunda de todos estos equipos que se conectan a la red y pueden afectar la seguridad y fiabilidad del sistema de eléctrico. Por esta razón, el operador del sistema tendrá la potestad de requerir, conforme a lo estipulado en el procedimiento de operación 9, los modelos de transitorios electro-magnéticos (EMT) e información más específica de las instalaciones para analizar el impacto de sus sistemas de control y sistemas de protección en la seguridad del sistema eléctrico en más detalle.

El GT_ED se desarrollará en 4 reuniones de septiembre a DICIEMBRE MOTIVACIÓN: La CNMC insta a REE a reabrir el GT creado en 2020 para reevaluar las ED, bajo el marco del artículo 13 de la Circular 1/2021. El alcance del GT_ED está condicionado por el propio alcance de las Especificaciones de Detalle y el marco normativo de referencia: Circular 1/2021 y RD 1183/2020.

XII. COGEN Europe

REVISIÓN DEL EU PRIMARY ENERGY FACTOR (PEF). El pasado 20 de octubre la DG de Energía de la CE organizó su segunda reunión de trabajo para revisar el PEF. Trinomics, la consultora contratada para realizar la evaluación ha calculado que el nuevo FPI de la UE para la electricidad es de 1,9 (por debajo del 2,1 de la EED de 2018). La CE apoya una metodología del PEF que se basa en proyecciones de futuro de la combinación de electricidad, que suponen una mayor eficiencia energética y un mayor uso de las energías renovables que los niveles actuales. En respuesta a estas propuestas, COGEN Europa envió comentarios a la Comisión Europea destacando la necesidad de contar con una gama de PEFs adecuados que incentiven la eficiencia del sistema y la descarbonización. El PEF para la electricidad debería basarse en datos energéticos actuales, en lugar de en proyecciones. Además, COGEN y otras partes interesadas están a favor de utilizar la revisión del PEF para evaluar las ventajas de los PEF marginales para comprender y gestionar mejor los picos de demanda, especialmente durante los meses de invierno.

XIII. Eventos y acciones de difusión

En relación con el Congreso 2022 & 2023 se hace Balance final (encuesta) & propuesta para el de Oct. 2023; Se informa del formato de la reunión del 13 dic 2022 & la Jornada perspectivas 2023; En el mes de febrero se celebra Genera 2023: Avance jornadas 21-23 Feb, las 4) Jornadas de difusión Renove; y la Asamblea de Julio 2023.

XIV. Ruegos y preguntas.

Sin más temas que tratar se levanta la sesión.

Julio Artiñano
Presidente Cogen España
Madrid, 15 de noviembre de 2022.

FECHA: 13 de diciembre de 2022

LUGAR: Telemática - TEAMS HORA: De 10h00’ A 11:h30’

Asistentes:

NOMBRE	Empresa
Mónica García	COGEN España
Olga Monroy	COGEN España
Antonio Cortés	Neoelectra
Alfonso Fernández	INNIO
Ricardo Fernández	Sacyr
Angel Merino	Naturgy
Ana López-Tagle	Enagás
María Silvia Yuste	Neoelectra
Antia Carnota	Naturgy
Javier Gálatas	Proacapital
Iker Larrea	Factor CO2
Antonio Ruiz	Naturgy
Javier Iriarte	Intermalta
Elena Zabala	Finanzauto
Gabriel Aguiló	AXPO
Julio Artiñano	Iberdrola
Fernando de Juan	AXPO
Daniel Toro	Engie
Conrad Meseguer	
Marc Campmany	Factor Energía
Pablo García	Naturgy
Vicenc Casanovas	Factor Energia
Raimon Argemí	AESA
Roger Liarte	Factor Energia
Juan Velasco	Wärtsilä
Carmen Rey	Naturgy
Javier Yunta	GE
Emilio Molina	Axpo
Carlos Prieto	Bergen Engines
Joan Romaní	Rofeica Energia
Aída Espina Salceda	Neoelectra
Rafael Alberola	Bonnysa
Oscar Sacristán	Zwenergy
Noemí Ayesa	Neoelectra
Fernando Calancha	Hogan Lovells
Rafael Uribarri	
Juan Antonio Alonso	
Verónica García	Naturgy
Joseba Hernaiz	Sacyr

Julia Reig	greenenesys
Nil Llopis	Neoelectra
Pedro Porres	sdclgroup
Raquel Pubill	Solarturbinas
Jorge Montes	Sacyr
M. Paz García	Neoelectra
Roberto Camarasa	Bergen Engines
Roberto Sagrado	EDP
Mariancella Castells	
Adrià Belmonte	Neoelectra
Josep Capdevila	ADAP
José A. Fernandez	MWM
Melika Aali-Taleb	MWM
Alejandro Mari	MWM
Alicia González	Ignis Energía

Acta de la Junta Directiva

Martes 13 de diciembre.

Julio Artiñano dio la bienvenida a los asistentes e indicó cuáles eran los temas principales del orden del día, indicando que se hará una introducción general de los temas más relevantes del sector desde la última reunión de asociados, con el apoyo de Fernando Calancha para los aspectos legales, y del resto de miembros de Junta implicados en las últimas reuniones con el Ministerio, y especialmente de Pablo Garcia, y de Juan Antonio Alonso en los aspectos relacionados con el IDAE.

Posteriormente se cubrirá la agenda enviada centrándose en los siguientes puntos, que en los temas de comercio de emisiones se contará con la participación de Iker Larrea de Factor CO2, y de Fernando Ortega en la evolución del sector y los grupos de trabajo de trabajo con REE:

I. Resumen reuniones
II. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021: Estrategia jurídica
III. Parámetros retributivos 1S 2022 & 2S 2022: Situación aprobación y publicación
IV. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): balance de funcionamiento
V. Nueva metodología 2023
VI. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización
VII. Propuestas legislativas
VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales
IX. Aspectos legales
X. Informe de evolución de la cogeneración
XI. Grupos de trabajo:
    a. REE: reunión de 17 de Nov.
    b. Otros grupos: Aportaciones de la cogeneración 2021/2022 (Avance borrador)
XII. COGEN Europe &CWC

XIII. Eventos y acciones de difusión

I. Resumen reuniones.

Julio Artiñano enumeró las reuniones que se habían mantenido desde la última reunión de Junta Directiva, que a continuación se detallan:

Reuniones mantenidas (principales):

- MITERD (telemáticamente):
  - Manuel Garcia 28 de Nov.
  - Teresa Ribera & Sara Aagesen 2 de Dic. – también con IDAE J. Groizard–
- REE (telemáticamente):: Grupo de trabajo ED viernes 18 de noviembre
- Cogen Europe: Steering Committee 1 Dic.

Próximas reuniones:

- MITERD: 2ª quincena de Dic.
- REE: 2ª quincena Enero

Resumen reuniones. MITERD Manuel Garcia 28 Nov: Temas tratados 1) Situación Actual productiva. Funcionamiento "topado de gas" y retribuciones pendientes de publicar; 2) Metodología retributiva para 2023; 3) Perspectiva orden de base de subastas cogeneración 2023; MITERD T. Ribera & S. Aagesen (e Industria Raul Blanco): Reuniones con múltiples representantes de los sectores industriales (Aspel, Asociaciones de la fritas, de la cerámica, de la química, del yeso, Gas industrial, Alianza por la industria,…hasta 40-50 participantes), con periodicidad cada 1-2 meses.

II. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021: Estrategia jurídica

1).- IMPUGNACIÓN DE LAS ÓRDENES TED/989/2022 Y TED/995/2022 POR CADA INSTALACIÓN

En este sentido, las órdenes publicadas no ofrecen, en contra de los principios del régimen retributivo específico, una cobertura de los costes de explotación de las plantas, así como de los gastos de inversión con una rentabilidad razonable.

Así, los perjuicios ocasionados por los nuevos parámetros retributivos tendrían su fundamento: en la insuficiencia de dichos parámetros, puesto que no reflejan los costes reales asumidos por las plantas de cogeneración en el incumplimiento de la obligación de actualizar dichos parámetros en los plazos legales y reglamentarios previstos.

Por tanto, la RO ha sido insuficiente para cubrir los costes de explotación, y durante ciertos períodos de tiempo las plantas se hayan visto obligadas a parar su actividad, haciendo frente, a pesar de ello, a sus costes fijos o inevitables, ocasionando daños y perjuicios susceptibles de reclamación. Planteamiento: (i) la interposición de un único recurso frente a todas ellas (si los plazos procesales lo permiten) o, (ii) en el caso de tener que interponer ahora el recurso frente a las órdenes publicadas y más adelante el relativo a las órdenes de parámetros de 2022,

solicitar su acumulación posterior por el Tribunal. Se recuerda que el plazo para la interposición frente a las órdenes publicadas vence el 21 de diciembre.

2).- RECLAMACIÓN DE RESPONSABILIDAD PATRIMONIAL DE LA ADMINISTRACIÓN POR CADA INSTALACIÓN

Los perjuicios antes mencionados podrían quedar parcialmente compensados mediante la corrección de estos parámetros, de manera que se modificase al alza la retribución a la operación de estas plantas en los mencionados períodos. Sin embargo, existe una vía adicional de impugnación frente a los perjuicios ocasionados durante los períodos de tiempo en los que la planta se ha visto obligada a parar su actividad, puesto que esos períodos podrían no quedar suficientemente resarcidos en los anteriores procedimientos.

Sin perjuicio de que estos daños pudieran reclamarse simultáneamente en los procedimientos frente a las órdenes de parámetros, se plantea también la posibilidad de acudir a la vía de la reclamación patrimonial frente a la Administración, que es un procedimiento independiente del anterior y sobre el que no es necesario tomar ahora una decisión, puesto que el plazo se extiende hasta un año después de la producción del daño (esto es, de la parada de la planta).

III. Parámetros retributivos 1S 2022 & 2S 2022: Situación aprobación y publicación

El nuevo "subperíodo" regulatorio: 2022 y la eventual impugnación de las próximas órdenes ministeriales por cada instalación. El actual período regulatorio comprende los años 2020 a 2025 y se divide en dos semiperíodos (2020-2022 y 2023-2025).

Existen dos propuestas de órdenes ministeriales, que ya han superado el trámite de audiencia: la propuesta de orden por la que se establecen los nuevos parámetros retributivos para el "subperíodo" 2022 -que incluye la actualización de la RO del 1S de 2022- y la propuesta de orden de actualización de la RO del 2S de 2022. Ambas órdenes, una vez publicadas, podrían ser también objeto de impugnación y, en su caso, acumularse a las impugnaciones de los años 2020 y 2021. Los perjuicios ocasionados, que no pudieran resarcirse mediante la RO, serían susceptibles de reclamación por la vía de la responsabilidad patrimonial.

Se destacan otros temas URGENTES en la agenda Miterd en seguimiento de interés para la cogeneración : 1) 3ª SUBASTA DE RENOVABLES de 520 MW (adjudicados 170 MW) del 25 de Oct.22 y 4º SUBASTA DE RENOVABLES de 3300 MW (adjudicados 50 MW) del 22 de Nov..22

Como resumen al informe de la CNMC, se destacan los siguientes puntos: 1) resulta necesario acortar el tiempo que transcurre entre el periodo para el que se establecen los valores de RO y su aplicación efectiva. 2) se recomienda contemplar la inclusión del mercado ibérico como índice más representativo de las transacciones de este combustible realizadas en España; 3) Aplicar como referencia para el precio del fueloil las cotizaciones del producto Low Sulphur Fuel Oil (LSFO), abandonando las referencias a la cotización del barril de crudo Brent; 4) En el caso de la cogeneración, se destaca la importancia de establecer una cierta actualización automática que permita agilizar la revisión de los parámetros. 5) Se aconseja publicar conjuntamente o dentro de un breve lapso esta propuesta de orden con la anteriormente informada referida al primer semestre de 2022, para minimizar su impacto económico neto sobre los sujetos de liquidación; 6) Horas equivalentes: La propuesta establece una reducción del 50% respecto a la Orden 171/2022, pero una vez publicada la Orden del 1S 2022, la Orden 171 ya no sería de aplicación y debería quedar recogida esta reducción en la Orden del 1s 2022.

IV. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): balance de funcionamiento

Se muestran unos gráficos en ellos que se aprecia que con el cambio de mes no se aprecia mejoría en la generación de cogeneración.

Como conclusiones para la Comisión Europea: *"Por ello, la publicación de la compensación y la actualización de la retribución regulada en la normativa pendiente es fundamental para que las centrales de cogeneración que no están suficientemente cubiertas por el mecanismo de ajuste puedan evaluar y recuperar sus costes de explotación lo antes posible, adoptar señales claras para la inversión y, finalmente, estabilizar el sector y reactivar la producción de las centrales. Sin embargo, no sólo no se ha actualizado la retribución regulada, sino que tampoco se ha ajustado de forma flexible para adaptarse al desajuste de los costes de explotación."*

V. Nueva metodología 2023

Los temas más importantes a tratar de los que en la presentación se detallan nuestras necesidades son 1) los Índices cesta de combustibles (y su ponderación y multiplicadores en función del contrato de Argelia); 2) Propuesta potencial: TTF (NBP) & Brent & Mibgas; 3) La periodicidad de revisión ; 4) Pendiente de definir los periodos de referencia de coste de precio de mercado y 5) Los criterios de comparación costes de mercado (Boletín informativo de mercado mayorista y aprovisionamiento de gas. Periodo de junio de 2022. REF. IS/DE/004/22), 6) Beta; 7) Plazos; de publicación (ex ante) : coberturas,…; 8) Excepcionalidad año 2023 (hasta 31-Mayo convive con mecanismos de compensación); 9) Propuesta topado de gas en Europa

VI. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización

Se expone como tema pendiente este apartado. El Ministerio y el IDAE Ministerio han seguido avanzando en el esquema de la subasta. La metodología anunciada en el RDL 6/2022 también están trabajando para que esté antes de fin de año. Se ha traslado al Ministerio los aspectos más importantes a tener en cuenta: Autoconsumo: por definir si acepta el mantener el Todo-Todo con autoconsumo mínimo vía PPAs; la definición de planta nueva y renovada, los Cupos: Tamaños (biomasa nueva -y renovaciones si entran- y criterios de competencia sobreoferta del 20%); VUR (10-13 años), las Penalizaciones y la lista de equipos elegibles

VII. Propuestas legislativas

Se detalla en la presentación los temas circulados en fecha 28/11/12, se hace referencia a los PLANES DE AYUDAS y otros temas de apoyo sectorial y la NEWSLETTERS de la Agencia Tributaria

VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales

Iker Larrea de Factor CO2, muestra la información actualizada. Como aspectos de interés, en relación con el REPowerEU, las negociaciones no avanzaron en noviembre, dejando ese factor bajista en segundo plano. Sin embargo, el trílogo previsto el 13 de diciembre podría reanudar los debates sobre el origen de los EUAs, no se descarta una venta del MSR. En cuanto al Fit for 55 EU ETS. Los 16-17 de diciembre, los políticos intentarán encontrar un acuerdo sobre la reforma del EU ETS.

IX. Aspectos legales

Una vez celebrada la Jornada Jurídica celebrada el 25 de Oct. bajo el título "Reclamaciones y Demandas jurídicas de cogeneradores: Situación y perspectivas" se informa del procedimiento legal y el primer plazo para la interposición de los recursos correspondientes contras las órdenes ya publicadas.

X. Informe de evolución de la cogeneración

Ver presentación de Fernando Ortega con el detalle de la evolución del sector, el cual nos vale entre otras cosas para seguir la bajada de producción tras el RDL 6 & 10 /2022 y las nuevas propuestas retributivas. La PPT se ha complementado con comentarios a cada trasparencia para mayor facilidad de seguimiento.

XI. Grupos de trabajo.

REE. RESUMEN REUNIÓN 21-11-22. 1) Seguimiento de las estadísticas de cogeneración; 2) Procedimientos de Operación. Situación de tramitación de la propuesta de Servicio control de tensión P.O. 7.4. (Caso específico de un fabricante); 3) RD-L 18/2022: Impulso al autoconsumo colectivo industrial, solo para fotovoltaica de techo. 4) Otros temas: GT_ED y GT_EMT (agradecimiento por la invitación a los GT), redes cerradas. Se informa que El GT_EMT se desarrollará en 3 reuniones de septiembre a noviembre.

XII. COGEN Europe

COGEN Europa presenta sus recomendaciones para las negociaciones a tres bandas sobre la revisión de la Directiva de Eficiencia Energética (DEE), para un marco ambicioso y favorable a la cogeneración.

COGEN Europe ha enviado sus comentarios a la consulta pública de ACER sobre la revisión del Código de Conexión a la Red sobre Requisitos para Generadores (NC RfG) y tiene previsto organizar una reunión específica una vez que ACER comparta su primer borrador a principios de 2023.

Se muestra la planificación para el año 2023.

XIII. Eventos y acciones de difusión

Se presenta el calendario del año. En relación con el Congreso Anual de 2022 se hace Balance final (encuesta) y se presenta la propuesta para el de Oct. 2023; En el mes de febrero (21-23) se celebra Genera 2023. Asimismo como otros eventos se mencionan las Jornadas de difusión Renove y la Asamblea de Julio 2023. Se anuncia el Proyecto "Newsletter" bimensual 2023 y el Potencial estudio sectorial "Rutas para descarbonizar la cogeneración" . Por último el Proyecto de Informe de subvenciones y mecanismos de apoyo (proyectos piloto IDAE cogeneración con H2,…).

XIV. Ruegos y preguntas.

Sin más temas que tratar se levanta la sesión.

Julio Artiñano
Presidente Cogen España
Madrid, 13 de diciembre de 2022.

FECHA: 17 de enero de 2023

LUGAR: Presencial Y Telemática - TEAMS HORA: De 11h30' A 14:h00'

Asistentes:

NOMBRE	Empresa
Julio Artiñano	Iberdrola
Olga Monroy	COGEN España
Antonio Cortés	Neoelectra
Mónica García	COGEN España
Alfonso Fernández	INNIO
Ricardo Fernández	Sacyr
Alberto Cerezo	Repsol
Ana López-Tagle	Enagás
María Silvia Yuste	Neoelectra
Iker Larrea	Factor CO2
Antonio Ruiz	Naturgy
Javier Iriarte	Intermalta
Elena Zabala	Finanzauto
Gabriel Aguiló	AXPO
Julio Artiñano	Iberdrola
Pedro Montoro	Kyoto
Enrique Viudes	MWM
Fernando Ortega	
Pedro Porres	Seeit Oliva
Pablo García	Naturgy
Vicenc Casanovas	Factor Energia
Juan Velasco	Wärtsilä
Javier Yunta	GE
Francisco Salas	IGNIS
Carlos Prieto	Bergen Engines
Joan Romaní	Rofeica Energia
Aída Espina Salceda	Neoelectra
Rafael Alberola	Bonnysa
Oscar Sacristán	Zwenergy
Noemí Ayesa	Neoelectra
Fernando Gonzalez	Sener
Fernando Calancha	Hogan Lovells
Rafael Uribarri	
Juan Antonio Alonso	
Joseba Hernaiz	Sacyr
Julia Reig	greenenesys
Nil Llopis	Neoelectra
Pedro Porres	sdclgroup
M. Paz García	Neoelectra
Javier Villanueva	Capwatt

Roberto Sagrado	EDP
Jesus Bartolome	
Adrià Belmonte	Neoelectra
María Aróstegui	IGNIS
Malaquias Mangas	Finanzauto
Michel María	
Eugenio Muñoz	Baker Hughes
Pedro Santín	LOINTEK
Rodrigo Juez	
Yeray Pérez	invitado
Francisco Sarti	CT3
Salvador Valero	invitado
Alicia González	Ignis Energía

ActActa de la Junta Directiva

Martes 17 de enero.

Julio Artiñano dio la bienvenida a los asistentes e indicó cuáles eran los temas principales del orden del día, indicando que se hará una introducción general de los temas más relevantes del sector desde la última reunión de asociados. Ello con el apoyo de Fernando Calancha para los aspectos legales, y del resto de miembros de Junta implicados en las últimas reuniones con el Ministerio, y especialmente de Pablo Garcia, y de Juan Antonio Alonso en los aspectos relacionados con el IDAE.

Posteriormente se cubrirá la agenda enviada centrándose en los siguientes puntos, y en cuanto a los temas de comercio de emisiones se contará con la participación de Iker Larrea de Factor CO2, y de Fernando Ortega en la evolución del sector y los grupos de trabajo de trabajo con REE:

I. Resumen reuniones
II. Parámetros 1s 2023: Alegaciones CNMC (13 de Enero) & MITERD (20 de Enero)
III. Parámetros retributivos 2S 2022: Estrategia legal
IV. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021 & 1s 2022: Avances jurídicos (acumulación)
V. Nueva metodología de actualización de parámetros 2023-2025: Propuesta Ministerio
VI. Mecanismo de topado de gas (RDL 17/2022): expectativas 2023
VII. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización
VIII. Propuestas legislativas Comercio de emisiones y aspectos medioambientales
IX. Aspectos legales
X. Informe de evolución de la cogeneración
XI. Grupos de trabajo:
    A. REE: Próxima reunión enero 2023
    B. Otros grupos: Aportaciones de la cogeneración 2022 frente a costes al sistema
XII. COGEN Europe (& CWC)
XIII. Eventos y acciones de difusión

I. Resumen reuniones.

Julio Artiñano enumeró las reuniones que se habían mantenido desde la última reunión de Junta Directiva, que a continuación se detallan:

Reuniones mantenidas (principales):

- MITERD
  - Jesús Ferrero (telemáticamente 27 & 29 Dic. 2022):
  - Teresa Ribera & Sara Aagesen (28 de Dic. 2022)
- Cogen Europe
- DG Industria Madrid (presentación sectorial 10-01-23)

Próximas reuniones:

- MITERD: 2ª quincena de Enero.
- CNMC: 2ª quincena Enero.
- REE: 1ª semana Feb.

Los temas previstos para plantear en las próximas reuniones son los siguientes: 1) En relación con el Borrador de parámetros 1S 2023, procederá a explicar el contenido de las alegaciones a CNMC; 2) La metodología retributiva para 2023-2025. Se prevé una cita para la 2ª quincena de Enero; 3) La Orden de base de subastas cogeneración 2023. Tema del que se está haciendo seguimiento; 4)El programa de incentivos para instalaciones de cogeneración que renuncien al régimen retributivo; por último, 5) Otros temas pendientes con la CNMC: liquidaciones, Factor de Cobertura, PES/REE (2022).

II. Parámetros 1S 2023:Alegaciones CNMC (13 de Enero) & MITERD (20 de Enero)

Se detalla en la presentación circulada a los asociados la estrutura del escrito que se compone de doce alegaciones, constando de una alegación primera y principal centrada en que la Propuesta de Orden sigue sin dar una adecuada respuesta a la actualización de la retribución a la operación.

III. Parámetros retributivos 2S 2022: Estrategia legal

Siguiendo con la estrategia legal de acumulación junto a 2S 2020-2021. Se informa de los argumentos para justificar dicha acumulación por los que no sólo las Órdenes TED/989/2022, TED/995/2022 y TED/1232/2022, sino también la TED/1295/2022 guardan la relación prevista en el artículo 34 de la LJCA y, por tanto, resulta posible y necesaria la ampliación del recurso núm. 001/0001084/2022 a la Orden TED/1295/2022.

Se muestran dos cuadros referidos a la Evolución parámetros retributivos vs borradores publicados (ITs en fuga de carbono) y la Evolución parámetros retributivos vs borradores publicados (ITs NO en fuga de carbono).

IV. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021 & 1s 2022: Avances jurídicos (acumulación)

Se adjunta la Diligencia de ordenación notificada por la Sala 3 del contencioso-administrativo del Tribunal Supremo en la que da por interpuesto el recurso contencioso.

Los aspectos que destacar son los siguientes: 1) Estrategia 2S 2020- 2021 (y 1S 2022); 2) Coste de combustible (y CO2) incorrectamente reflejado en los parámetros retributivos; 3) Estrategia 2022 (y 1S 2023); 4) Parámetros retributivos no reflejan la intervención del mercado del RDL 10/2022; 5) Otros: Benchmark CO2 (y otros temas asociados) en incidente de ejecución de sentencia; y como aspectos específicos, 6) Daños directos e indirectos (por parada de instalaciones) y el lucro cesante.

Por otra parte FTI centrará sus análisis en: 1)explicar el objetivo y la metodología de fijación de la Retribución a la Operación y, en particular, del Coste de Combustible; 2) Se centrará en el procedimiento e indicadores para fijar y actualizar el coste de combustible de las plantas, para a continuación; 3) Abordar la determinación del coste real de gas de las instalaciones y similares en España y los indicadores existentes de este coste, disponibles desde antes del inicio del periodo regulatorio actual; 4) FTI analizará a continuación la diferencia entre la evolución de los indicadores utilizados en la normativa (para los periodos de 2020, 2021 y 2022) y los indicadores de la evolución del precio del gas en España. para ello se buscarán las referencias adecuadas (mercado mayorista, minorista, extra peninsulares, tur,…

IV. Nueva metodología de actualización de parámetros 2023-2025: Propuesta Ministerio

En este apartado, se hace un resumen del entorno, destacando dos aspectos a tener en cuenta, la extensión del tope de gas 2024 y la reforma mercado eléctrico.

Se hace referencia a los temas más importantes: 1) Índices de la cesta de combustibles (y su ponderación y multiplicadores en función del contrato de Argelia); 2) la periodicidad de revisión y otros temas, 3) definir periodos de referencia de coste de precio de mercado (sin definir en el borrador 1S 2023); 4) Los criterios de comparación costes de mercado (Beta eliminar ¿?); 5) Los plazos de publicación (ex ante): coberturas, … y 6) Propuesta topado de gas en Europa (2024 ¿?).

V. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización

La intención es definir la nueva metodología y luego sacar la subasta de cogeneración. Los temas relevantes pendientes de definir, que el Ministerio ha tomado nota de las recomendaciones de la CNMC y de las peticiones del sector son : 1) Autoconsumo: por definir si acepta el mantener el Todo-Todo con autoconsumo mínimo vía PPAs; 2) Definición de planta nueva y renovada; 3) Cupos: Tamaños (biomasa nueva -y renovaciones si entran- y criterios de competencia sobreoferta del 20%); 4) VUR (10-13 años); 5) Penalizaciones: aclarar criterio de doble penalidad; y 6) Lista de equipos elegibles.

VI. Resumen legislativo

En la presentación que se circulada a los asociados se lista la regulación publicada hasta fin de año. Se destaca el programa de Incentivos para instalaciones de electricidad y calor renovable, Orden que establecerá las bases reguladoras de convocatorias al Programa de Incentivos para instalaciones de producción de electricidad y calor a partir de energías renovables en sustitución de fósiles. Se hace un resumen de los tipos de proyectos subvencionables y el detalle de los costes considerados como elegibles.

VII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales

Iker Larrea de Factor CO2, muestra la información actualizada. Como aspectos de interés, informa que el 18 de diciembre los legisladores europeos votaron a favor de un acuerdo ambicioso sobre las reformas del EU ETS en el marco del Fit for 55. El objetivo de un 62% con el doble rebasing y el aumento progresivo del LRF aumenta la ambición climática de la Unión Europea respecto a la propuesta inicial de la Comisión. Se aprobó el plan REPowerEU en los trílogos de diciembre, que asienta medidas para limitar la dependencia del gas y petróleo ruso.

Se informa que el EUA volvió a bajar en enero con poca demanda energética debido a las temperaturas suaves en Europa. La oferta en el mercado primario volvió tras la vuelta de la subasta el 9 de enero. Media 2022: 81,24 €/t – Me.

Asimismo, la fuerte caída en el TTF a finales de 2022 y principios de 2023, vuelve a cotizar en niveles de antes de la guerra en Ucrania. Los almacenes de gas en Europa volvieron a subir en diciembre. El EUA cotiza ligeramente por debajo de sus niveles de principios de 2022.

Los analistas actualizaron sus previsiones a la baja en noviembre, antes del fuerte aumento de precio de finales de año hasta registros superiores a 80 €/t. Los principales factores bajistas a los que hacen referencia son: la crisis energética, el REPowerEU y un entorno macro negativo. Sin embargo, actualizaron al alza sus previsiones para 2025 - 2030.

VIII. Informe de evolución de la cogeneración

Ver presentación de Fernando Ortega con el detalle de la evolución del sector, el cual nos vale entre otras cosas para seguir la bajada de producción tras el RDL 6 & 10 /2022 y las nuevas propuestas retributivas. La PPT se ha complementado con comentarios a cada trasparencia para mayor facilidad de seguimiento.

IX. Grupos de trabajo.

El GT_EMT y el GT_ED se han desarrollado en 4 reuniones mensuales respectivamente, quedando pendiente una quinta reunión adicional del GT_ED.

X. COGEN Europe y CWC

Se informa de la agenda del 2023; como novedades regulatorias se detallan: 1) Reglamento (UE) 2022/2578; 2) Reglamento (UE) 2022/2577; y 3) Reglamento (UE) 2022/2576. En el apartado de eventos se comunica la organización del acto presencial organizado por ATEE, la Asociación Técnica Francesa de Energía y Medio Ambiente (miembro de COGEN Europe), en colaboración con otras organizaciones francesas.

XI. Eventos y acciones de difusión

Se presenta el calendario del año. En relación con el Congreso Anual de 2022 se hace Balance final (encuesta) y se presenta la propuesta para el de Oct. 2023; En el mes de febrero (21-23) se celebra Genera 2023. Asimismo, como otros eventos se mencionan las Jornadas de difusión Renove y la Asamblea de Julio 2023. Se anuncia el Proyecto "Newsletter" bimensual 2023 y se anuncia el potencial estudio sectorial "Rutas para descarbonizar la cogeneración" con el objetivo de dar una visión más estratégica, con escenarios macro en 2040, para dar una de largo plazo, mostrando las tecnologías disponibles (Foco Renove, para justificar un nuevo ciclo inversor de 10-15

años).. Por último, se menciona el Proyecto de Informe de subvenciones y mecanismos de apoyo (proyectos piloto IDAE cogeneración con H2

Ruegos y preguntas.

Sin más temas que tratar se levanta la sesión.

Julio Artiñano
Presidente Cogen España
Madrid, 17 de enero de 2023.

FECHA: 14 de febrero de 2023

LUGAR: Telemática - TEAMS HORA: De 12h:00´ A 14:h00’

Asistentes:

NOMBRE	Empresa
Julio Artiñano	Iberdrola
Olga Monroy	COGEN España
Raimon Argemí	AESA
Antonio Cortés	Neoelectra
José Miguel Macho	Siemens
Mónica García	COGEN España
Alfonso Fernández	INNIO
Ricardo Fernández	Sacyr
Alberto Cerezo	Repsol
Ana López-Tagle	Enagás
María Silvia Yuste	Neoelectra
Iker Larrea	Factor CO2
Antonio Ruiz	Naturgy
Javier Iriarte	Intermalta
Elena Zabala	Finanzauto
Gabriel Aguiló	AXPO
Julio Artiñano	Iberdrola
Pedro Montoro	Kyoto
Enrique Viudes	MWM
Fernando Ortega	
Pedro Porres	Seeit Oliva
Pablo García	Naturgy
Vicenc Casanovas	Factor Energia
Juan Velasco	Wärtsilä
Javier Yunta	GE
Francisco Salas	IGNIS
Carlos Prieto	Bergen Engines
Joan Romaní	Rofeica Energia
Aída Espina Salceda	Neoelectra
Rafael Alberola	Bonnysa
Oscar Sacristán	Zwenergy
Noemí Ayesa	Neoelectra
Fernando Gonzalez	Sener
Fernando Calancha	Hogan Lovells
Rafael Uribarri	
Juan Antonio Alonso	
Joseba Hernaiz	Sacyr
Julia Reig	greenenesys
Nil Llopis	Neoelectra
Pedro Porres	sdclgroup

M. Paz García	Neoelectra
Javier Villanueva	Capwatt
Roberto Sagrado	EDP
Jesus Bartolome	
Adrià Belmonte	Neoelectra
María Aróstegui	IGNIS
Malaquias Mangas	Finanzauto
Michel María	
Eugenio Muñoz	Baker Hughes
Pedro Santín	LOINTEK
Rodrigo Juez	
Yeray Pérez	invitado
Francisco Sarti	CT3
Salvador Valero	invitado
Alberto Crespo	EnergyNest
Roberto Camarasa	Rolls Royce
Daniel Toro	Engie
Eric Bernard	
Angela Gil	
Jon Mikel	INGETEAM
Alicia González	Ignis Energía

Acta de la Junta Directiva

Martes 14 de febrero.

Julio Artiñano dio la bienvenida a los asistentes e indicó cuáles eran los temas principales del orden del día, indicando que se hará una introducción general de los temas más relevantes del sector desde la última reunión de asociados. Ello con el apoyo de Fernando Calancha para los aspectos legales, y del resto de miembros de Junta implicados en las últimas reuniones con el Ministerio, y con el IDAE.

Posteriormente se cubrirá la agenda enviada centrándose en los siguientes puntos, y en cuanto a los temas de comercio de emisiones se contará con la participación de Iker Larrea de Factor CO2, y de Fernando Ortega en la evolución del sector y los grupos de trabajo de trabajo.

I. Resumen reuniones
II. Parámetros 1s 2023: Avances Miterd (Abril 2023)
III. Parámetros retributivos 2022: Presentación de recurso 14-02-23
IV. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021 & 1s 2022: Situación legal
V. Nueva metodología de actualización de parámetros 2023-2025: Avances MITERD (Feb. 23 borrador)
VI. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización
VII. Propuestas legislativas
VIII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales
IX. Aspectos legales
X. Informe de evolución de la cogeneración

XI. Grupos de trabajo
XII. REE: Próxima reunión enero 2023
XIII. Otros grupos: Proyecto de descarbonización industrial
XIV. COGEN Europe (& CWC)
XV. Eventos y acciones de difusión

I. Resumen reuniones.

Julio Artiñano enumeró las reuniones que se habían mantenido desde la última reunión de Junta Directiva, que a continuación se detallan:

Reuniones mantenidas (principales):

- CNMC: Jose Antonio Castro (06/02/23 Telemática)
- IDAE : L. del Amo (04/02/23)
- PP: G. Mariscal (13/02/23)
- Otras:
  - ✓ Varias reguladores, CCAA, ….preparación Genera)
  - ✓ Cogen Europe (Genera & Spirec, ...)

Próximas reuniones:

- IDAE: Victor Marcos 17 Feb.
- MITERD: Semana del 20 de Feb.
- REE: 2ª quincena Feb.
- CNMC: próximamente

II. Parámetros 1S 2023:Avanaces con el MITERD

Se detalla en la presentación circulada a los asociados la estrutura del escrito que se compone de doce alegaciones, constando de una alegación primera y principal centrada en que la Propuesta de Orden sigue sin dar una adecuada respuesta a la actualización de la retribución a la operación. Se muestra un cuadro informativo sobre los 2600 MW que están operando en cogeneración, como antes del RDL 10/2022 del topado, pero solo 1666 MW con RO.

III. Parámetros retributivos 2022: Recurso 14 de febrero de 2023

Se muestra un esquema explicativo de las órdenes recurridas, que son la Orden TED 1232/2022, de 2 de Dic. PUBLICADA 14 DIC (RO 1S 2022) y Orden TED 1295/2022, de 22 de Dic. PUBLICADA 28 DIC. (RO 2S 2022). Los puntos por destacar como fundamentos del recurso, podemos diferenciar los aspectos comunes del sector. La estrategia referida al 2S 2020- 2021 se centra en el Coste de combustible (y CO2 y O&M y …) incorrectamente reflejado en los parámetros retributivos, la estrategia para el 2022 (y 1S 2023), se basa en que los parámetros retributivos no reflejan la intervención del mercado del RDL 10/2022 y para finalizar el Benchmark CO2 (y otros temas asociados) en incidente de ejecución de sentencia.

En segundo lugar, los aspectos específicos de cada instalación serán los referidos los daños directos e indirectos (por parada de las instalaciones) y el lucro cesante.

IV. Parámetros retributivos 2S 2020 & 2021: situación legal

Se informa que se está preparando por el despacho legal H&L y la consultora FTI la demanda de ADAP y otros particulares, que incluyen: Planta de purines con cogeneración; Plantas de alpechines con cogeneración; Cogeneraciones de gas y Cogeneraciones de fuel y otras tecnologías como las de biomasa.

Se muestran unos esquemas de los aspectos objeto del escrito de las alegaciones presentadas el 20 de enero de 2022, a los parámetros retributivos 2S 2020 & 1S 2021, destacando el índice HH, los peajes de gas y la actualización de las retribuciones de cogeneraciones con gasoil.

En cuanto a los parámetros correspondientes al 2S del 2021 y sobre las alegaciones presentadas el día 20 de abril de 2022, se destacan los periodos de actualización, horas equivalentes de funcionamiento mínimo y umbral, metodología de revisión de los precios del gas: eliminación del HH y revisión de los peajes de gas. Se presentaron alegaciones complementarias por el RDL 10/2022.

Por último, se presentó escrito de alegaciones a los parámetros retributivos del 1S 2022, el 24 de mayo de 2022 junto con las alegaciones presentadas el 26 de agosto de 2022 a los parámetros retributivos del 2S de 2022.

IV. Nueva metodología de actualización de parámetros 2023-2025: Propuesta Ministerio

En este apartado, se hace un resumen del entorno, destacando dos aspectos para tener en cuenta, la extensión del tope de gas 2024 y la reforma mercado eléctrico.

En cuanto a la extensión del tope de gas 2024, España defenderá la prórroga hasta finales de 2024 de la "excepción ibérica", que topa el gas para generación eléctrica, porque "todavía podemos vivir episodios de alta volatilidad" en los precios, sin que se haya reformado aún el mercado eléctrico europeo.

En segundo lugar en cuanto a la consulta formulada sobre la reforma del mercado de la electricidad de la UE https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/13668/public-consultation_es se informa que tendremos noticias a partir del día 13. Se muestra un gráfico del total de casos de comentarios válidos recibidos.

Se hace referencia a los temas más importantes: 1) Índices de la cesta de combustibles (y su ponderación y multiplicadores en función del contrato de Argelia); 2) la periodicidad de revisión y otros temas, 3) definir periodos de referencia de coste de precio de mercado (sin definir en el borrador 1S 2023); 4) Los criterios de comparación costes de mercado (Beta eliminar ¿?); 5) Los plazos de publicación (ex ante): coberturas, … y 6) Propuesta topado de gas en Europa (2024 ¿?).

El Ministerio ha anunciado al sector de biomasa esta semana, con quien compartimos metodología, que su idea es tener antes de fin de mes un borrador de la nueva metodología para remitir a la CNMC, de aplicación en 2S 2023.

V. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración: actualización

La intención es definir la nueva metodología y luego sacar la subasta de cogeneración. Los temas relevantes pendientes de definir, que el Ministerio ha tomado nota de las recomendaciones de la CNMC y de las peticiones del sector son : 1) Autoconsumo: por definir si acepta el mantener el Todo-Todo con autoconsumo mínimo vía PPAs; 2) Definición de planta nueva y renovada; 3) Cupos: Tamaños (biomasa nueva -y renovaciones si entran- y criterios de competencia sobreoferta del 20%); 4) VUR (10-13 años); 5) Penalizaciones: aclarar criterio de doble penalidad; y 6)

Lista de equipos elegibles. Desde Cogen, seguimos manteniendo este incentivo en la agenda, como complemento al plan de ayudas para introducir las renovables en cogeneración.

VI. Resumen legislativo

En la presentación que se ha circulado a los asociados se lista la regulación publicada hasta febrero de 2023. Se destaca los criterios de la CNMC para el cómputo de plazos y caducidad de los permisos de conexión y acceso a las redes de distribución de las energías renovables previstos en el Real Decreto-Ley 23/2020; La reducción de la deuda del sistema eléctrico; La negociación para la interconexión eléctrica entre España y Francia avanza según lo previsto. Se ha aprobado en el Consejo de ministros el Plan Anual Normativo 2023 mediante el cual el Gobierno da a conocer las normas que tiene previsto someter a aprobación durante el año 2023. La GECF (Gas Exporting Countries Forum) ha publicado la edición de 2022 del Global Gas Outlook 2050; Plan Industrial del Pacto Verde y el 42º Sesión del Comité de Agentes del Mercado Organizado de Gas.

En cuanto a la Orden que establecerá las bases reguladoras de convocatorias al programa de incentivos para instalaciones de producción de electricidad y calor a partir de energías renovables en sustitución de fósiles, se detallan los aspectos importantes y que nos afectan.

VII. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales

Iker Larrea de Factor CO2, muestra la información actualizada. Como aspectos de interés, informa que el 18 de diciembre los legisladores europeos votaron a favor de un acuerdo ambicioso sobre las reformas del EU ETS en el marco del Fit for 55. El objetivo de un 62% con el doble rebasing y el aumento progresivo del LRF aumenta la ambición climática de la Unión Europea respecto a la propuesta inicial de la Comisión. Se aprobó el plan REPowerEU en los trílogos de diciembre, que asienta medidas para limitar la dependencia del gas y petróleo ruso.

Se informa que el derecho de emisión empezó el año a la baja tras la poca demanda energética. Sin embargo, un movimiento de índole especulativa empujó el precio hasta un cierre del mes por encima de los 90 €/t. Media enero: 83,03 €/t

VIII. Aspectos legales

Se propone formalizar el anuncio del recurso el día 14 de Feb. contra los parámetros retributivos del 22, de las Orden TED 1232/2022, de 2 de dic. y la Orden TED 1295/2022, de 22 de Dic., para defender que la cogeneración necesita adecuar su metodología y que la haga viable tanto a corto plazo como a largo plazo, y donde la retribución a la operación (RO) complemente al precio de mercado que refleje el precio del combustible.

El objetivo no es recurrir el precio del gas desde 2020, sino la metodología de actualización que en 2022 se ha aprobado, y dar de esta manera soporte al sector y a los asociados que lo necesiten, y apoyar con argumentos legales las vías anteriores que ya iniciamos en Europa, conjuntamente con el resto de asociaciones del sector (Adap, Acogen,...).

Este anuncio en función de cómo vayan las negociaciones se podría retirar o complementar con los parámetros del 1S 23, que también abarca la propuesta de H&L. Previsiblemente se aprobaran en Abril los parámetros transitorios de este año, plazo que necesita la CNMC para emitir su informe (y el Ministerio para ver cómo han funcionado).

IX. Informe de evolución de la cogeneración

Ver presentación de Fernando Ortega con el detalle de la evolución del sector, el cual nos vale entre otras cosas para ver que la producción en 2022 vuelve a bajar respecto a 2021. Aunque la producción mejoró en noviembre, se ha debilitado de nuevo en diciembre con 1,11 TWh (2,17 TWh en dic 2021). En la Fig. 2 se ve cómo en los 12 meses de 2022 ya se han perdido 8,2 TWh respecto a 2021. En la Fig. 3 muestra como en diciembre se han perdido 1,1 TWh. Y la Fig. 4 La variación mensual en diciembre es del -48,7% y la acumulada en el año alcanza el -31,4%.

X. Grupos de trabajo.

El GT_EMT y el GT_ED se han desarrollado en 4 reuniones mensuales respectivamente, quedando pendiente una quinta reunión adicional del GT_ED.

XI. COGEN Europe y CWC

Se informa desde Cogen Europe, que La Comisión Europea presenta propuestas para un " Green Deal Industrial Plan" (1 de febrero) con el objetivo: proporcionar un entorno más propicio para aumentar la capacidad de la UE para producir las tecnologías y los productos necesarios para cumplir los ambiciosos objetivos climáticos europeos. **Se basa en cuatro pilares:** Simplificación de la normativa; Acceso a la financiación; Skills: La CE está preocupada por la escasez de trabajadores cualificados en los sectores clave de la transición ecológica. Con la creación de las Academias la Comisión confían en especializar a los trabajadores en los ámbitos más importantes, desde las bombas de calor hasta las baterías y abrir el comercio.

El 15 de diciembre, la Comisión Europea publicó un proyecto de Reglamento Delegado, que rebaja el Factor de Energía Primaria de la UE para la electricidad (PEF de la UE) de 2,1 a 1,9.

Las proyecciones del PEF de la UE hasta 2050 prevén nuevas reducciones hasta el 1,5. Una consecuencia prevista de la reducción del PEF para la electricidad es que las bombas de calor eléctricas serán percibidas más favorablemente que las soluciones de calefacción basadas en la energía térmica.

La próxima reunión, que se celebrará el 22 de febrero, se centrará en el papel del PEF de la UE en el contexto de la DEE y la EPBD, así como en el futuro desarrollo de la metodología. COGEN Europa pide a la UE que fije un objetivo vinculante de EE para la energía primaria y se une a la coalición que pide un diseño del mercado eléctrico centrado en el consumidor. COGEN España ha co-firmado una carta de Cogen Europa para el reconocimiento de la CHP como solución clave para la modernización de DHC eficientes.

Se informa del próximo evento de Cogen Europa: Conferencia Anual 30 aniversario y Cena de Gala: 29 de Junio 2023

XII. Eventos y acciones de difusión

Se presenta el calendario 2023 (Reuniones presenciales inicialmente a partir de Mar.23) y se destaca el próximo evento de Genera y SPIREC a los que se anima a los socios a asistir.

Otros eventos: Congreso 2022 & 2023: Actualización avance. Asimismo, como otros eventos se mencionan las Jornadas de difusión Renove y la Asamblea de Julio 2023. Se anuncia el Proyecto "Newsletter" bimensual 2023 y se anuncia el potencial estudio sectorial "Rutas para descarbonizar la cogeneración" con el objetivo de dar una visión

más estratégica, con escenarios macro en 2040, para dar una de largo plazo, mostrando las tecnologías disponibles (Foco Renove, para justificar un nuevo ciclo inversor de 10-15 años) ... Por último, se menciona el Proyecto de Informe de subvenciones y mecanismos de apoyo (proyectos piloto IDAE cogeneración con H2

Ruegos y preguntas.

Sin más temas que tratar se levanta la sesión.

Julio Artiñano
Presidente Cogen España
Madrid, 14 de febrero de 2023.

FECHA: 14 de marzo de 2023

LUGAR: PRESENCIAL Y Telemática - TEAMS

HORA: De 12h:00´ A 14:h00'

Asistentes:

NOMBRE	Empresa
Julio Artiñano	Iberdrola
Olga Monroy	COGEN España
Raimon Argemí	AESA
Antonio Cortés	Neoelectra
José Miguel Macho	Siemens
Mónica García	COGEN España
Alfonso Fernández	INNIO
Ricardo Fernández	Sacyr
Alberto Cerezo	Repsol
Ana López-Tagle	Enagás
María Silvia Yuste	Neoelectra
Iker Larrea	Factor CO2
Antonio Ruiz	Naturgy
Javier Iriarte	Intermalta
Elena Zabala	Finanzauto
Gabriel Aguiló	AXPO
Julio Artiñano	Iberdrola
Pedro Montoro	Kyoto
Enrique Viudes	MWM
Fernando Ortega	
Pedro Porres	Seeit Oliva
Pablo García	Naturgy
Vicenc Casanovas	Factor Energia
Juan Velasco	Wärtsilä
Javier Yunta	GE
Francisco Salas	IGNIS
Carlos Prieto	Bergen Engines
Joan Romaní	Rofeica Energia
Aída Espina Salceda	Neoelectra
Rafael Alberola	Bonnysa
Oscar Sacristán	Zwenergy
Noemí Ayesa	Neoelectra
Fernando Gonzalez	Sener
Fernando Calancha	Hogan Lovells
Rafael Uribarri	
Juan Antonio Alonso	
Joseba Hernaiz	Sacyr
Julia Reig	greenenesys
Nil Llopis	Neoelectra
Pedro Porres	sdclgroup

M. Paz García	Neoelectra
Javier Villanueva	Capwatt
Roberto Sagrado	EDP
Jesus Bartolome	
Adrià Belmonte	Neoelectra
María Aróstegui	IGNIS
Malaquias Mangas	Finanzauto
Michel María	
Eugenio Muñoz	Baker Hughes
Pedro Santín	LOINTEK
Rodrigo Juez	
Yeray Pérez	invitado
Francisco Sarti	CT3
Salvador Valero	invitado
Alberto Crespo	EnergyNest
Roberto Camarasa	Rolls Royce
Daniel Toro	Engie
Eric Bernard	
Angela Gil	
Jon Mikel	INGETEAM
Alicia González	Ignis Energía

Acta de la Junta Directiva

Martes 14 de marzo.

Julio Artiñano dio la bienvenida a los asistentes e indicó cuáles eran los temas principales del orden del día, indicando que se hará una introducción general de los temas más relevantes del sector desde la última reunión de asociados. Ello con el apoyo de Fernando Calancha para los aspectos legales, y del resto de miembros de Junta implicados en las últimas reuniones con el Ministerio, y con el IDAE.

Posteriormente se cubrirá la agenda enviada centrándose en los siguientes puntos, y en cuanto a los temas de comercio de emisiones se contará con la participación de Iker Larrea de Factor CO2, y de Fernando Ortega en la evolución del sector y los grupos de trabajo de trabajo.

I. Resumen reuniones
II. Parámetros retributivos en curso
III. Parámetros retributivos recurridos
IV. Propuestas regulatorias
V. Subastas y ayudas a la cogeneración
VI. Otros temas regulatorios
VII. Temas generales
VIII. Informe de evolución de la cogeneración
IX. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales
X. Aspectos legales
XI. Grupos de trabajo actualización:

XII. REE: Próxima reunión solicitada marzo 2023
XIII. Otros grupos: Proyecto de descarbonización industrial
XIV. Cogen Europe (& CWC)
XV. Eventos y acciones de difusión

I. Resumen reuniones.

Julio Artiñano enumeró las reuniones que se habían mantenido desde la última reunión de Junta Directiva, que a continuación se detallan:

Reuniones mantenidas (principales):

- IDAE (Victor Marcos 17 Feb.)
- Partidos políticos (PP, Vox,..)
- Otras:
  - ✓ Varias con reguladores (CNMC, OMIE,…)
  - ✓ Cogen Europe

Próximas reuniones:

- MITERD: Marzo 2023 (DG & SdG)
- CNMC: Marzo 2023 (VP SSR Angel Torres Torres)
- IDAE: Marzo 2023
- REE & CNMC: 2ª quincena marzo 2023

II. Parámetros retributivos en curso

Se detalla en la presentación circulada a los asociados la estrutura del escrito que se compone de trece alegaciones, constando de una alegación primera y principal centrada en que la Propuesta de Orden sigue sin dar una adecuada respuesta a la actualización de la retribución a la operación. Se destacan los aspectos de la nueva metodología y la propuesta potencial: TTF o NBP o nueva referencia (31-Marzo-23) & Brent & Mibgas.

III. Parámetros retributivos recurridos

Se muestra un esquema explicativo de las órdenes recurridas, que son la Orden TED 1232/2022, de 2 de Dic. publicada el 14 de dic (RO 1S 2022) y Orden TED 1295/2022, de 22 de Dic. publicada 28 dic. (RO 2S 2022). Los puntos por destacar como fundamentos del recurso, podemos diferenciar los aspectos comunes del sector. La estrategia referida al 2S 2020- 2021 se centra en el Coste de combustible (y CO2 y O&M y …) incorrectamente reflejado en los parámetros retributivos, la estrategia para el 2022 (y 1S 2023), se basa en que los parámetros retributivos no reflejan la intervención del mercado del RDL 10/2022 y para finalizar el Benchmark CO2 (y otros temas asociados) en incidente de ejecución de sentencia.

En segundo lugar, los aspectos específicos de cada instalación serán los referidos los daños directos e indirectos (por parada de las instalaciones) y el lucro cesante.

Se informa de los argumentos más relevantes y la estrategia legal junto con el contenido del informe pericial elaborado de manera coordinada por el despacho legal H&L y la consultora FTI, la demanda de ADAP y otros particulares, que incluyen: Planta de purines con cogeneración; Plantas de alpechines con cogeneración; Cogeneraciones de gas y Cogeneraciones de fuel y otras tecnologías como las de biomasa.

Se muestran los aspectos más destacados del informe elaborado por FTI y que serán incorporados a la demanda. Por último, queda pendiente de ejecución de sentencia los parámetros correspondientes al 1S de 2020.

IV. Mecanismo de topado de gas

La Extensión tope de gas 2024. España defenderá la prórroga hasta finales de 2024 de la "excepción ibérica", que topa el gas para generación eléctrica, porque "todavía podemos vivir episodios de alta volatilidad" en los precios, sin que se haya reformado aún el mercado eléctrico europeo

V. Diseño del Mercado

La Comisión Europea ha preparado un documento como evolución del actual mercado. El planteamiento general es una evolución del marginalismo que retoca, potencia, mejora, da mayor protagonismo a algunos nuevos agentes, pero nada de romper la unidad de mercado. Las propuestas principales son: I. CfDs solo para nuevas inversiones en generación eólica, solar, geotérmica, hidráulica fluyente y nuclear (no existentes). Los ingresos o pagos a los que den lugar los CfDs se trasladan por igual a toda la demanda; II. PPAs: apoya desarrollo y eliminación de barreras como el riesgo de contraparte; III. Mercados organizados a plazo: establecimiento de virtual hubs (mercados que abarcan más de una zona de oferta –España es una zona de oferta) para incrementar la liquidez de los mercados a plazo.; IV. Mecanismos de apoyo específicos para nuevas inversiones en gestión de la demanda y el almacenamiento, con objetivos nacionales; V. Producto ahorro demanda pico (peak shaving product) exclusivo para la demanda; VI. Obligación de los comercializadores de ofrecer precio fijo de duración de al menos 1 año; VII.Precios regulados en caso de crisis declarada por la Comisión Europea, extensibles a PYMES, por debajo de costes y por una cantidad de energía limitada. Se obliga a compensar a las comercializadoras que suministren por debajo de costes; VIII. Autoconsumo compartido: Posibilidad de compartir energía asociada al autoconsumo limitado a 100 MW y sin límite de distancia en España (misma zona de oferta), sin perjuicio de que se apliquen los impuestos y peajes correspondientes; IX. La retribución de los gestores de red de transporte y distribución ha de considerar costes de capital y operación para incentivarles a usar servicios de flexibilidad.

VI. Incentivos producción de electricidad y calor renovable en sustitución de combustibles fósiles

En la presentación circulada a los asociados, se hace un resumen de las alegaciones principales y el avance de las conversaciones con los reguladores tras la cita de GENERA 2023, en relación con el proyecto de Orden (y de la resolución) por la que se establecen las bases reguladoras para las convocatorias del programa de incentivos para instalaciones de producción de electricidad y calor a partir de energías renovables en sustitución de producción a partir de combustibles fósiles, en el marco del plan de recuperación, transformación y resilencia.

VII. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración

La intención es definir la nueva metodología (junio 2023) y luego sacar la subasta de cogeneración (Dic. 2023).

Se destacan los temas relevantes pendientes de definir, y que el Ministerio ha tomado nota de las recomendaciones de la CNMC y de las peticiones del sector: I. Autoconsumo: por definir si acepta el mantener el Todo-Todo con autoconsumo mínimo vía PPAs; II. Definición de planta nueva y renovada; III. Cupos: Tamaños (biomasa nueva -y renovaciones si entran- y criterios de competencia sobreoferta del 20%); IV. VUR (10-13 años); V. Penalizaciones: aclarar criterio de doble penalidad; VI. Lista de equipos elegibles.

VIII. Propuesta de orden de ayudas consumidores gas intensivos

En relación con los argumentos en este punto, se destaca como Alegación 1: se propone que se incluya para la concesión de las subvenciones a la cogeneración asociada a las instalaciones con los códigos CNAE incluidos en el RD 20/2022. Como Alegación 2, se propone que además de las subvenciones directas a la compra del Gas Natural que propone la orden, se arbitren fórmulas por las cuales algún organismo público, como CESCE, emita estas garantías de compra de gas a largo plazo.

IX. Redes cerradas

Se informa que el pasado mes de febrero el Miterd mandó al Consejo de Estado el Real Decreto por el que se desarrolla el procedimiento y los requisitos que deberán cumplirse para el otorgamiento de la autorización administrativa de las redes de distribución de energía eléctrica cerrada. Este RD es importante para el sector de la cogeneración para que las cogeneraciones con redes interiores actuales (y futuras) puedan integrarse dentro de las redes cerradas, como un caso particular. Uno de cambios más relevantes en la última versión ha sido la inclusión explicita del autoconsumo, donde precisamente la cogeneración tendría cabida, y con ello las redes interiores asociadas. Se está trabajando en temas sectoriales como la inadecuada definición de consumidor industrial, las redes interiores preexistentes, la conexión única con el distribuidor y las causas de revocación.

X. Resumen otros temas regulatorios

Se informa de nuevas reglas del mercado. Se ha dictado la Resolución de 23 de febrero de 2023 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de energía eléctrica para su adaptación al régimen económico de energías renovables y evolución del comité de agentes del mercado.

Se informa asimismo de la regulación publicada hasta el mes de marzo de 2023

XI. Cierre de feb. 2023 y situación del sector

Fernando Ortega procede a mostrar el informe de evolución de la cogeneración. La evolución de la producción nacional de la cogeneración REE.

XII. Novedades regulatorias para los mercados de carbono 2023

Interviene Iker Larrea e Iria y nos muestran el informe mensual de la Evolución y previsiones de precio en EU ETS y Biomasa en el EU ETS.

XIII. Grupos de trabajo

Se informa a los asociados de los grupos de trabajo en marcha que son: i. incentivos producción electricidad y calor renovable en sustitución de combustibles fósiles y ii. agenda con REE (y otros temas en curso con ellos) y se anuncia el potencial estudio sectorial "rutas para descarbonizar la cogeneración.

XIV. COGEN Europe y CWC

En relación con la Directiva de eficiencia energética, se informa que Cogen Europa ha enviado una carta firmada por 20 asociaciones y empresas dando recomendaciones sobre CHP en DHC y el día 2 de marzo, se acordó un acuerdo político provisional sobre el artículo 24 de la DEE respecto a los DHC.

Se ha encontrado un problema de compatibilidad entre el artículo 24.2.2.b y el Anexo III, siendo la propuesta de Cogen Europa la siguiente:

b) any new heat sources in that system do not use fossil fuels, except natural gas systems *commissioned* until 2030 *and except high efficiency cogeneration compliant with Annex III of this Directive, which is ready for conversion to hydrogen and renewable energy fuels*"

→Additionally, we could accept an exemption for CHP limited to 2035

→Another option: "except for when Annex III, indent 4, applies"

La aclaración de la comisión sobre la interpretación del artículo 24.2.2.b es: "El objetivo de la letra b) del apartado 2 del artículo 24 es únicamente excluir cualquier inversión que apoye la cogeneración de combustibles fósiles (unidades nuevas o renovadas). Al mismo tiempo, la directiva sí elimina estas unidades a la hora de contabilizar su contribución a la consecución de los criterios de calefacción y refrigeración urbanas eficientes. Las unidades sujetas a la letra b) del apartado 2 del artículo 24 están en pie de igualdad con las unidades de cogeneración existentes y el suministro de calor de unidades cuyo año de construcción posterior a 2030 y abastecidas con combustibles fósiles podrá contabilizarse hasta el final de 2044 en los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración eficientes."

Se informa del próximo evento de Cogen Europa: Conferencia Anual 30 aniversario y Cena de Gala: 29 de junio 2023.

XV. Eventos y acciones de difusión

Se presenta el calendario 2023 (Reuniones presenciales inicialmente a partir de marzo 2023).

Otros eventos: Congreso 2022 & 2023: Actualización avance. Asimismo, como otros eventos se mencionan las Jornadas de difusión Renove y la Asamblea de Julio 2023. Se anuncia el Proyecto "Newsletter" bimensual 2023 y el potencial estudio sectorial "Rutas para descarbonizar la cogeneración" con el objetivo de dar una visión más estratégica, con escenarios macro en 2040, para dar una de largo plazo, mostrando las tecnologías disponibles (Foco Renove, para justificar un nuevo ciclo inversor de 10-15 años) ... Por último, se menciona el Proyecto de Informe de subvenciones y mecanismos de apoyo (proyectos piloto IDAE cogeneración con H2

Ruegos y preguntas.

Sin más temas que tratar se levanta la sesión.

Julio Artiñano
Presidente Cogen España
Madrid, 14 de marzo de 2023.

FECHA: 18 de abril de 2023

LUGAR: PRESENCIAL Y Telemática - TEAMS

HORA: De 11h:30´ A 14:h00'

Asistentes:

NOMBRE	Empresa
Julio Artiñano	Iberdrola
Olga Monroy	COGEN España
Raimon Argemí	AESA
Antonio Cortés	Neoelectra
José Miguel Macho	Siemens
Mónica García	COGEN España
Alfonso Fernández	INNIO
Ricardo Fernández	Sacyr
Alberto Cerezo	Repsol
Ana López-Tagle	Enagás
María Silvia Yuste	Neoelectra
Iker Larrea	Factor CO2
Antonio Ruiz	Naturgy
Javier Iriarte	Intermalta
Elena Zabala	Finanzauto
Gabriel Aguiló	AXPO
Julio Artiñano	Iberdrola
Pedro Montoro	Kyoto
Enrique Viudes	MWM
Fernando Ortega	
Pedro Porres	Seeit Oliva
Pablo García	Naturgy
Vicenc Casanovas	Factor Energia
Juan Velasco	Wärtsilä
Javier Yunta	GE
Francisco Salas	IGNIS
Carlos Prieto	Bergen Engines
Joan Romaní	Rofeica Energia
Aída Espina Salceda	Neoelectra
Rafael Alberola	Bonnysa
Oscar Sacristán	Zwenergy
Noemí Ayesa	Neoelectra
Fernando Gonzalez	Sener
Fernando Calancha	Hogan Lovells
Rafael Uribarri	
Juan Antonio Alonso	
Joseba Hernaiz	Sacyr
Julia Reig	greenenesys
Nil Llopis	Neoelectra
Pedro Porres	sdclgroup

M. Paz García	Neoelectra
Javier Villanueva	Capwatt
Roberto Sagrado	EDP
Jesus Bartolome	
Adrià Belmonte	Neoelectra
María Aróstegui	IGNIS
Malaquias Mangas	Finanzauto
Michel María	
Eugenio Muñoz	Baker Hughes
Pedro Santín	LOINTEK
Rodrigo Juez	
Yeray Pérez	invitado
Francisco Sarti	CT3
Salvador Valero	invitado
Alberto Crespo	EnergyNest
Roberto Camarasa	Rolls Royce
Daniel Toro	Engie
Eric Bernard	
Angela Gil	
Jon Mikel	INGETEAM
Alicia González	Ignis Energía

Acta de la Junta Directiva

Martes 18 de abril.

Julio Artiñano dio la bienvenida a los asistentes e indicó cuáles eran los temas principales del orden del día, indicando que se hará una introducción general de los temas más relevantes del sector desde la última reunión de asociados. Ello con el apoyo de Fernando Calancha para los aspectos legales, y del resto de miembros de Junta implicados en las últimas reuniones con el Ministerio, y con el IDEA y demás instituciones.

Posteriormente se cubrirá la agenda enviada centrándose en los siguientes puntos, y en cuanto a los temas de comercio de emisiones se contará con la participación de Iker Larrea de Factor CO2, y de Fernando Ortega en la evolución del sector y los grupos de trabajo de trabajo.

I. Resumen reuniones
II. Parámetros retributivos
III. Mecanismo de topado del gas
IV. Diseño del Mercado
V. Incentivos producción de electricidad y calor renovable.
VI. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración Otros temas regulatorios
VII. Redes cerradas
VIII. Temas generales
IX. Informe de evolución de la cogeneración
X. Comercio de emisiones y aspectos medioambientales
XI. Grupos de trabajo

XII. COGEN Europe y CWC
XIII. Eventos y acciones de difusión

I. Resumen reuniones.

Julio Artiñano enumeró las reuniones que se habían mantenido desde la última reunión de Junta Directiva, que a continuación se detallan:

Reuniones mantenidas (principales):

- CCAA: Xunta de Galicia el 3 de abril
- MITERD: SdE Sara Aagesen el 14 de abril
- Otras:
  Cogen Europe
  Partidos políticos (PNV, PP,..)

Próximas reuniones:

- CNMC: 19 y 21 de abril (Consejeros y VP SSR Ángel Torres Torres)
- Ministerio: Jornadas del PNIEC (27 de abril)
- REE: mayo 2023

II. Parámetros retributivos

Como antecedente se informa de la carte remitida a la SdE Sara Aagesen em fecha 4 de abril de 2023, en relación a la situación de la cogeneración y desarrollos pendientes, solicitando uma reunión.

La CNMC ha publicado el Informe a la propuesta de orden por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2023. https://www.cnmc.es/sites/default/files/4623635.pdf.

Se destacan los aspectos a tener en cuenta: 1) Consideraciones previas: Considera necesario abordar a la mayor brevedad la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible; 2) Sobre el impacto económico. La MAIN que acompaña la propuesta de orden de parámetros 2023-2025 estima el coste de la retribución específica para 2023 en 5.139 M€, valor que se aproxima a la cantidad estimada por la CNMC en su informe de 5.291 M€. No obstante, tiene en cuenta que existe una incertidumbre considerable en cuanto al mantenimiento del volumen de producción de las instalaciones encuadradas en la tecnología cogeneración; 3) Sobre la rentabilidad de las instalaciones que tiene un valor de retribución nulo; 4) Sobre los precios medios del mercado y los coeficientes de apuntamiento CNMC informa que el precio medio anual del mercado diario e intra diario para el año 2022 resultante asciende a 167,34 €/MWh (un 9% inferior al estimado en la MAIN de 182,38€/MWh). Recomienda, de manera excepcional ante el escenario actual de elevada volatilidad de los precios de mercado, plantear la realización de revisiones anuales de parámetros retributivos por ajuste de los ingresos de mercado sin esperar a las revisiones que tienen lugar al final de cada semiperiodo, en línea con la actuación que se llevó a cabo en 2022; 5) Sobre la determinación de los límites superiores e inferiores en torno al precio estimado del mercado. Recomienda una mayor transparencia del criterio adoptado para el establecimiento de los valores limite; 6) Sobre las correcciones de los ingresos anuales como consecuencia del incumplimiento del número de horas equivalentes de funcionamento, recomienda (aunque reconoce que excede el rango normativo de la Orden) contemplar la posibilidad de que las

instalaciones cuya operación a lo largo de un ejercicio se vea afectada de forma significativa por la aplicación de limitaciones derivadas de instrucciones técnicas impartidas por el operador del sistema, puedan solicitar que la minoración de su producción por esta causa no sea tenida en cuenta para el cálculo de las horas equivalentes de funcionamento; 7) Sobre la financiación del bono social, la MAIN que acompaña la propuesta contempla la financiación del bono social, CNMC plantea la modificación del RD 897/2017 de forma que las instalaciones que perciben retribución específica no financiaran el coste del bono social. Alternativamente, plantea la posibilidad de contemplar una actualización de este coste de explotación con una periodicidad anual, pero dado que se trata de una obligación que, en última instancia, dimana del Real Decreto-ley 7/2016, de 23 de diciembre18, cabría considerar su adición en el artículo 20 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, como un elemento revisable, sin necesidad de aguardar a la finalización de cada semiperiodo.

En relación a las Liquidaciones L1/2023 y L13/2022, se informa que la CNMC envió el siguiente comunicado respecto a las liquidaciones L1/2023 y L13/2022: *"Con el fin de limitar el impacto de esta situación, vamos a aplicar en la Liquidación 2 (el próximo 20 de abril), el artículo 14.1 del RDL 20/2022 que hará que el índice de cobertura pase a ser el 100%. Finalmente señalar que, como ya sabéis, la CNMC es el organismo que realiza transitoriamente las liquidaciones, pero la regulación de este tema debe cambiarla el Ministerio."*

Los argumentos más relevantes y la estrategia legal junto con el contenido del informe pericial elaborado de manera coordinada por el despacho legal H&L y la consultora FTI, la demanda de ADAP y otros particulares, que incluyen: Planta de purines con cogeneración; Plantas de alpechines con cogeneración; Cogeneraciones de gas y Cogeneraciones de fuel y otras tecnologías como las de biomasa.

Se muestran los aspectos más destacados del informe elaborado por FTI y que serán incorporados a la demanda.

III. Mecanismo de topado de gas

Se informa de la publicación del Real Decreto-ley 3/2023, de 28 de marzo, de prórroga del mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, prorroga el "mecanismo ibérico" hasta el 31 de diciembre de 2023 (fecha inicialmente prevista 31 de mayo). Trata de ser 1)"Instrumento de seguridad" para todos los consumidores por si vuelven a subir los precios del gas, 2) Nueva senda de precios de referencia del gas natural; 3)Nueva ventana de declaración de las coberturas que permita a los agentes resultar exentos del pago del coste del ajuste. Solo aquellos instrumentos de cobertura a plazo firmados con anterioridad al 7 de marzo de 2023 podrán ser empleados como medio para que la energía asociada a los mismos resulte exenta del pago del coste del ajuste. Para la energía sujeta a instrumentos de cobertura a plazo bilateralizada entre empresas de generación y comercialización pertenecientes a un mismo grupo verticalmente integrado, solo se admitirán como instrumentos de cobertura a plazo los contratos minoristas de precio fijo firmados con anterioridad al 26 de abril de 2022, así como las renovaciones, revisiones de precio o prórrogas de los instrumentos de cobertura producidas con anterioridad a dicha fecha; 4)Artículo único: Se habilita un periodo de 15 días hábiles para la presentación de instrumentos de cobertura por parte de los agentes de mercado que, en su caso, les permitirá quedar exentos del pago del coste del ajuste a que se refieren los apartados 4 y 6 del artículo 7 del Real Decreto-ley 10/2022. Se muestra en la presentación la fórmula para el cálculo.

IV. Diseño del Mercado

La Comisión Europea ha presentado su propuesta para la reforma de mercado de electricidad de la UE para impulsar las energías renovables, proteger mejor a los consumidores y mejorar la competitividad industrial.

Esta propuesta tiene como objetivos: acelerar el aumento de las energías renovables y la eliminación progresiva del gas, hacer que las facturas de los consumidores dependan menos de la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles, proteger mejor a los consumidores frente a futuras subidas drásticas de los precios y posibles manipulaciones de mercado, y lograr que la industria de la UE sea limpia y más competitiva. Como resumen podemos se destacan los siguientes aspectos: 1)La propuesta se enfoca en construir sobre el modelo de mercado europeo actual, sin realizar reformas radicales; 2) No incluye medidas retroactivas que puedan afectar a la generación existente; los CfDs son voluntarios y no contempla CfDs para generación existente salvo para renovaciones o ampliaciones de instalaciones existentes y extensión de su vida útil; 3) Se recogen muchas propuestas para reconocer el valor de los PPAs y eliminar algunas barreras; 4) No contempla que las medidas de intervención sobre la generación sean parte del diseño de mercado (como el cap a las inframarginales o el cap al gas), pero sí permite precios regulados por debajo de coste en caso de crisis declarada por la CE, compensando a los comercializadores; 5) No incluye el mercado de capacidad como parte del diseño de mercado, pero sí que propone un mecanismo parecido para el almacenamiento; 6) Si no hay liquidez sufriente en los mercados a plazo, los estados podrían tomar medidas adicionales tras consultar a la autoridad financiera, como obligaciones de market maker; 7) La definición de promoción de flexibilidad no excluye ninguna tecnología pero prioriza a las que no usen combustibles fósiles

V. Incentivos producción de electricidad y calor renovable en sustitución de combustibles fósiles

Según información actualizada, la línea de ayudas se publicará según lo último comentado, con alguna variación mínima. Su previsión es que se publicará dentro de un mes aprox. (mediados/ finales de Mayo). Se detalla en la presentación los aspectos principales y otros aspectos junto con las alegaciones a los mismos.

VI. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración

La intención es definir la nueva metodología (Junio 2023) y luego sacar la subasta de cogeneración (Dic. 2023)

Los temas relevantes pendientes de definir y que el Ministerio ha tomado nota de las recomendaciones de la CNMC y de las peticiones del sector son: 1)Autoconsumo: por definir si acepta el mantener el Todo-Todo con autoconsumo mínimo vía PPAs; 2) Definición de planta nueva y renovada; 3) Cupos: Tamaños (biomasa nueva -y renovaciones si entran- y criterios de competencia sobreoferta del 20%); 4) VUR (10-13 años); 5) Penalizaciones: aclarar criterio de doble penalidad; 6) Lista de equipos elegibles.

VII. Redes cerradas

Se informa que el pasado mes de Febrero el Miterd se mandó al Consejo de Estado el Real Decreto por el que se desarrolla el procedimiento y los requisitos que deberán cumplirse para el otorgamiento de la autorización administrativa de las redes de distribución de energía eléctrica cerrada.

Este RD es importante para el sector de la cogeneración para que las cogeneraciones con redes interiores actuales (y futuras) puedan integrarse dentro de las redes cerradas, como un caso particular.

Uno de cambios más relevantes en la última versión ha sido la inclusión explicita del autoconsumo, donde precisamente la cogeneración tendría cabida, y con ello las redes interiores asociadas: "24. Los consumidores acogidos a una red de distribución de energía eléctrica cerrada tendrán derecho a realizar autoconsumo en las mismas condiciones que el resto de los consumidores, excepto en lo relativo a las particularidades introducidas por este real decreto." El plazo para alegaciones terminó el pasado 28 de Febrero, y a el se presentaban alegaciones de índole estrictamente jurídicas. Asimismo, se explican los temas en los que se están trabajando que son los siguientes: 1 Inadecuada definición de consumidor industrial (artículo 3.1.a de la Propuesta de RD); 2) Redes interiores 3) Conexión única con el distribuidor; 4) Causas de revocación.

VIII. Resumen otros temas regulatorios

Como resumen de los otros temas regulatorios de interés se detallan los siguientes: 1) El Consejo de estado ha compartido (lunes 17 de abril) los documentos que modifican el Proyecto de Real Decreto por el que se modifica el Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de Consumidores Electrointensivos; 2) Cumplimiento de los criterios definidos en el Real Decreto 376/2022 (certificación de biocarburantes, bioliquidos y biomasa como sostenibles); 3) Real Decreto 36/2023 por el que se establece un sistema de CAEs para cumplir con las obligaciones de eficiencia energética. En vigor desde el 26 de enero de 2023; 4) Sistema de Certificados de Ahorro Energético (CAEs). Aclaración del MITECO; 5) Sistema de Garantías de Origen de gases renovables: Se encuentran disponibles las funcionalidades básicas del Sistema de Garantías de Origen de gases renovables, lo que constituye el segundo hito de la puesta en marcha del Sistema, tal y como se establece en el Plan de + Seguridad Energética (+SE) del Gobierno; 6) TUR Gas 2T 2023; 7) OM por la que se establecen las aportaciones al Fondo Nacional de Eficiencia Energética para 2023; 8) Decisión de ACER sobre el European Resouce Adequacy Assessment (ERAA) 2022; 9) Reglamento Delegado (UE) 2023/807 de la Comisión de 15 de diciembre de 2022 relativo a la revisión del coeficiente de energía primaria para la electricidad en aplicación de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo; 10) Green Deal Industrial Plan y Comunicación Banco Europeo de H2 Verde; 11) Directiva de Eficiencia Energética; 12) Acuerdo Directiva de Renovables EU.

IX. Cierre de marzo 2023 y situación del sector

Fernando Ortega procede a mostrar el informe de evolución de la cogeneración. La evolución de la producción nacional de la cogeneración REE.

X. Novedades regulatorias para los mercados de carbono 2023

Interviene Iker Larrea y nos muestran el informe mensual de la Evolución y previsiones de precio en EU ETS y Biomasa en el EU ETS.

XI. Grupos de trabajo

Se informa a los asociados de los grupos de trabajo en marcha que son: i. incentivos producción electricidad y calor renovable en sustitución de combustibles fósiles y ii. agenda con REE (y otros temas en curso con ellos) y se anuncia el potencial estudio sectorial "rutas para descarbonizar la cogeneración.

XII. COGEN Europe y CWC

Se concreta el contenido del *Acuerdo entre el Consejo y el Parlamento de la UE sobre la revisión de la DEE (Fit for 55)*, en los siguientes aspectos: Mayor objetivo de eficiencia energética, que beneficia a la cogeneración, Ahorro de

energía final obligatorio y ahorro de energía primaria "indicativo" y Compromiso sobre cogeneración y DH&C equilibrado, según Cogen Europa.

Se informa del nuevo nombremiento de D. Thomas W. Smith (Tom), como Presidente de CWC (is Caterpillar's Power Solutions Director of Energy Development). Asimismo, se comunica la nueva serie de webinars sobre las últimas novedades políticas a escala de la UE y la Conferencia Anual que tendrá lugar el 29 de junio de 2023.

XIII. Eventos y acciones de difusión

Se detallan los próximos eventos y acciones de Cogen España: 1)Quién es quién: en edición; 2) "Newsletter": ya lanzada en abril 2023; 3) APTIE 2023: participación socios Cogen España (Naturgy y 2G): 28-29 Marzo; 4) Jornadas de difusión Renove & Descarbonización: en Junio tentativamente; 5) Congreso 2023: Presentación programa; 6) Potencial estudio sectorial "Rutas para descarbonizar la cogeneración" (Acogen) y 7) Asamblea General: Julio 2023.

Ruegos y preguntas.

Sin más temas que tratar se levanta la sesión.

Julio Artiñano
Presidente Cogen España
Madrid, 18 de abril de 2023.

FECHA: 16 de mayo de 2023

LUGAR: PRESENCIAL Y Telemática - TEAMS HORA: De 11h:30´ A 14:h00'

Asistentes:

NOMBRE	Empresa
Julio Artiñano	Iberdrola
Olga Monroy	COGEN España
Raimon Argemí	AESA
Antonio Cortés	Neoelectra
José Miguel Macho	Siemens
Mónica García	COGEN España
Alfonso Fernández	INNIO
Ricardo Fernández	Sacyr
Alberto Cerezo	Repsol
Ana López-Tagle	Enagás
María Silvia Yuste	Neoelectra
Iker Larrea	Factor CO2
Antonio Ruiz	Naturgy
Javier Iriarte	Intermalta
Elena Zabala	Finanzauto
Gabriel Aguiló	AXPO
Julio Artiñano	Iberdrola
Pedro Montoro	Kyoto
Enrique Viudes	MWM
Fernando Ortega	
Pedro Porres	Seeit Oliva
Pablo García	Naturgy
Vicenc Casanovas	Factor Energia
Juan Velasco	Wärtsilä
Javier Yunta	GE
Francisco Salas	IGNIS
Carlos Prieto	Bergen Engines
Joan Romaní	Rofeica Energia
Aída Espina Salceda	Neoelectra
Rafael Alberola	Bonnysa
Oscar Sacristán	Zwenergy
Noemí Ayesa	Neoelectra
Fernando Gonzalez	Sener
Fernando Calancha	Hogan Lovells
Rafael Uribarri	
Juan Antonio Alonso	
Joseba Hernaiz	Sacyr
Julia Reig	greenenesys
Nil Llopis	Neoelectra
Pedro Porres	sdclgroup

M. Paz García	Neoelectra
Javier Villanueva	Capwatt
Roberto Sagrado	EDP
Jesus Bartolome	
Adrià Belmonte	Neoelectra
María Aróstegui	IGNIS
Malaquias Mangas	Finanzauto
Michel María	
Eugenio Muñoz	Baker Hughes
Pedro Santín	LOINTEK
Rodrigo Juez	
Yeray Pérez	invitado
Francisco Sarti	CT3
Salvador Valero	invitado
Alberto Crespo	EnergyNest
Roberto Camarasa	Rolls Royce
Daniel Toro	Engie
Eric Bernard	
Angela Gil	
Jon Mikel	INGETEAM
Alicia González	Ignis Energía

Acta de la Junta Directiva

Martes 16 de mayo.

Julio Artiñano dio la bienvenida a los asistentes e indicó cuáles eran los temas principales del orden del día, indicando que se hará una introducción general de los temas más relevantes del sector desde la última reunión de asociados. Ello con el apoyo de Fernando Calancha para los aspectos legales, y del resto de miembros de Junta implicados en las últimas reuniones con el Ministerio, y con el IDEA y demás instituciones.

Posteriormente se cubrirá la agenda enviada centrándose en los siguientes puntos, y en cuanto a los temas de comercio de emisiones se contará con la participación de Iker Larrea de Factor CO2, y de Fernando Ortega en la evolución del sector y los grupos de trabajo de trabajo.

I. RESUMEN REUNIONES
II. PROPUESTA PARAMETROS 1S 2022, 2S 2023 Y NUEVA METODOLOGIA
III. METODOLOGIA 2020-2022: RECURSOS
IV. COMUNIDADES ENERGÉTICAS: ALEGACIONES
V. PROPUESTA DE ORDEN (Y RD) DE SUBASTAS DE COGENERACIÓN
VI. RD 413 DE REDES CERRADAS
VII. RESUMEN OTROS TEMAS REGULATORIOS
VIII. CIERRE DE ABRIL 2023 Y SITUACIÓN DEL SECTOR
IX. ACTUALIZACIÓN DE LOS MERCADOS DE CARBONO 2023
X. GRUPOS DE TRABAJO

XI. COGEN EUROPE & CWC
XII. EVENTOS Y ACCIONES DE DIFUSIÓN

I. Resumen reuniones.

Julio Artiñano enumeró las reuniones que se habían mantenido desde la última reunión de Junta Directiva, que a continuación se detallan:

Reuniones mantenidas (principales):

- MITERD:
  - SdE Sara Aagesen (25 de Abril & 8 de Mayo)
  - SdG J. Ferrero (27 de Abril y 11 de Mayo)
  - DG Manuel Garcia (5 de Mayo)
- CCAA (Galicia, CYL,…)

Próximas reuniones:

- CNMC: 16 de mayo (Consejeros SSR)
- REE: 17 Mayo 2023
- Ministerio (SdG): 18 de Mayo

II. Parámetros retributivos

Se destacan los aspectos a tener en cuenta: 1) No aplicación retroactiva de la nueva metodología en el 1S 2023; 2) Coherencia entre las estimaciones de precios (Fórmulas homogéneas de gas, pool y CO_2: mismas fechas, periodos y ponderación; 3) Coeficiente de apuntamiento (Utilizar coeficiente de un año representativo; 4) Derechos de emisiones y coste del CO_2. No se ha actualizado con la referencia de calor de 47,3 t_{CO2}/TJ según Reglamento de Ejecución UE 2021/447. Indicar que el parámetro V_{CO2} se actualizará según el porcentaje de asignación real de cada año, o cualquier otro concepto que afecte a la asignación gratuita. 5) Actualización del coste de gas (Evaluar otras fórmulas de ajuste (valores contratables y disponibles ya –diario, mensual,…; No se puede comprar a la cotización de gas pura; NBP no es un indicador adecuado; 6) Coste del fuel/gasoil **(**No se ha considerado el coste del transporte del fuel/gasoil; 7) Actualización del precio de la biomasa. (Propuesta APPA (MITERD es consciente del problema); 8) Actualización del precio del mercado (Igual que a las renovables y Uso de futuros con plazo similares al combustible; 9) Ajuste de precios (No debería haber ajustes negativos ex-post, supone un resultado peor que operar sin marco retributivo; En caso de ajuste positivo, el calendario de pagos no puede ser en 12 meses al año siguiente; Casuística de la renuncias temporales no resuelta; En 2023: ajuste del gas 100% con MIBGAS spot, ajuste precio mercado incluye futuros (no debería); Errores en la fórmula de ajuste del gas; Los ajustes en combustibles deberían ser consistentes; Ajuste ex-post para el CO_2; Se incluye ajuste para 2026, cuando corresponde al siguiente periodo; 10) Costes de operación y mantenimiento (Indicar que CO&MyOtros se actualizará para reflejar cualquier modificación normativa de los costes; 11) Plantas que renunciaron a la OM 260/2020 del estado de alarma (Errores u omisiones en la clasificación de fuga/no fuga y Errores u omisiones en el listado de IT3,483,48.

Se detalla en la presentación la estructura y fundamentos de las alegaciones en relación a la metodología y el informe elaborado por FTI.

III. Metodología 2020-2022: Recursos

Se muestra un esquema de las órdenes recurridas, destacando en primer lugar los aspectos comunes del sector y las estrategias referidas al 2S 2020-2021, para el año 2022 y 1S de 2023 y los aspectos referidos al Benchmark y la extemporaneidad. En segundo lugar los aspectos específicos de cada instalación en relación con los daños directos e indirectos y lucro cesante.

IV. Comunidades energéticas. Alegaciones

Se hace un resumen de las alegaciones formuladas en relación con las comunidades energéticas: 1) ALEGACIÓN PRIMERA sobre la legalidad de la Disposición final primera de Modificación del "*Artículo 22 Estimación del precio de mercado y ajuste por desviaciones en el precio del mercado*" del Real Decreto 413/2014, para instalaciones cuyos costes dependen del precio del combustible. a) Propuesta de modificación del RD 413/2014 y MAIN; b) Introducción y desarrollo de la alegación. Conclusión. 2) ALEGACIÓN SEGUNDA para impulsar el desarrollo de instalaciones renovables precisando las condiciones de antivertido.; 3) ALEGACIÓN TERCERA a la "Disposición transitoria única. *Configuraciones singulares de medida en Hibridación de plantas industriales con cogeneraciones." para n*o limitar la fecha para adoptar la configuración singular de medida. 4) 4. ALEGACIÓN CUARTA a la "Disposición transitoria única. *Configuraciones singulares de medida en Hibridación de plantas industriales con cogeneraciones." para* incluir imposibilidad económica; 5) ALEGACIÓN QUINTA. Añadir una disposición final. Modificación Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

V. Propuesta de orden (y RD) de subastas de cogeneración

La intención es definir la nueva metodología (junio 2023) y luego sacar la subasta de cogeneración (Dic. 2023)

Los temas relevantes pendientes de definir y que el Ministerio ha tomado nota de las recomendaciones de la CNMC y de las peticiones del sector son: 1)Autoconsumo: por definir si acepta el mantener el Todo-Todo con autoconsumo mínimo vía PPAs; 2) Definición de planta nueva y renovada; 3) Cupos: Tamaños (biomasa nueva -y renovaciones si entran- y criterios de competencia sobreoferta del 20%); 4) VUR (10-13 años); 5) Penalizaciones: aclarar criterio de doble penalidad; 6) Lista de equipos elegibles.

VI. Redes cerradas

El RD 314/2023 de 25 de abril, por el que se desarrolla el procedimiento y los requisitos para el otorgamiento de la autorización administrativa de las redes de distribución de energía eléctrica cerradas, es importante para el sector de la cogeneración para que las cogeneraciones con redes interiores actuales (y futuras) puedan integrarse dentro de las redes cerradas, como un caso particular.

Art 3.: en relación con la definición de consumidor industrial, se han incluido las empresas pertenecientes a los grupos D y E de la Clasificación Nacional de Actividades Económicas (CNAE) entre las empresas que podrán conformar una red de distribución cerrada, tal y como se solicitó por el sector en las alegaciones, además de las empresas pertenecientes a las categorías B y C del CNAE, que ya estaban en las primeras versiones.

Art. 3.: como alternativa al criterio de integración y seguridad, se ha añadido una posible nueva condición a cumplir:

b) Dicha red distribuye electricidad ante todo al propietario o gestor de la red o a sus empresas vinculadas. A los efectos del presente real decreto se entenderá que se da tal circunstancia cuando al menos el 50 % del consumo conectado a la red de distribución de energía eléctrica cerrada sea del propietario o gestor de dicha red, o de empresas en las que su participación en el capital sea superior a un 50 %.

Art. 5.: los Consumidores no industriales conectados a una red de distribución de energía eléctrica cerrada, tienen que suponer menos del 2% del consumo total. Se ha eliminado que, si esto no se mantiene, conlleva a la revocación de la Red. Esta modificación fue solicitada desde el sector aduciendo que las causas de revocación deben estar relacionadas con causas atribuibles al consumidor o al gestor de la red de distribución o con el título.

Se incluye una disposición adicional segunda sobre la Evaluación del impacto de la creación de las redes de distribución de energía eléctrica cerradas.

VII. Resumen otros temas regulatorios

Como resumen de los otros temas regulatorios de interés se detallan los siguientes: 1) Propuesta de Resolución por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2024 - a aplicar a partir del 1 de octubre de 2023- expediente RAP/DE/010/22; 2) Propuesta de Resolución por la que se establece la retribución para el año de gas 2024 de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas expediente RAP/DE/011/23; 3) El plazo para remitir las observaciones finaliza el 16 de mayo de 2023, que deberán enviarse a la sede electrónica de la CNMC.

La memoria de la propuesta de resolución de los peajes de gas para 2024 incluye el % de variación de facturación a peajes la propuesta sobre los del año de gas 2023 por escalón de peaje y tipología de servicio.

VIII. Cierre de marzo 2023 y situación del sector

Fernando Ortega procede a mostrar el informe de evolución de la cogeneración. La evolución de la producción nacional de la cogeneración REE.

IX. Novedades regulatorias para los mercados de carbono 2023

Interviene Iker Larrea y nos muestra las novedades regulatorias para los mercados de carbono 2023.

X. Grupos de trabajo

Se informa a los asociados de la agenda con REE (y otros temas en curso con ellos) siendo los temas a tratar las Estadísticas de cogeneración e informe de REE y Dificultad en la interlocución: Se ha eliminado la comunicación por e-mail/telefónica y se ha centralizado a través de PASOS. Algunas respuestas a consultas realizadas a través del módulo "Contacta con nosotros" se demoran meses. Se destaca el trabajo referido a los incentivos producción electricidad y calor renovable en sustitución de combustibles fósiles y el potencial estudio sectorial "rutas para descarbonizar la cogeneración.

XI. COGEN Europe y CWC

Se informa que la Comisión Europea ha publicado una nueva herramienta interactiva en línea Shedding light on energy in the EU, que ofrece una visión general de las últimas estadísticas energéticas de la Unión Europea y sus Estados miembros.

La publicación ofrece una visión completa del sector energético en la UE, incluyendo la producción, el consumo, las importaciones y los aspectos medioambientales. También aborda los precios de la energía, las emisiones de gases de efecto invernadero y el uso de energías renovables.

Se anuncia la Conferencia Anual del 30 aniversario de Cogen Europa y la Cena de Gala: 29 de Junio 2023 en Bruselas.

El día 6 de julio se celebrará la 1ª Conferencia Europea sobre Gas Renovable "Gas Renovable Europeo: ¿Evolución o revolución?" Organizada por Eurogas en colaboración con Landwärme GmbH. En el contexto del paquete de medidas sobre el hidrógeno y el mercado del gas descarbonizado y de RePowerEU, abordará los retos que plantea el aumento del hidrógeno renovable y el biometano para alcanzar los objetivos climáticos en 2030 y 2050.

XII. Eventos y acciones de difusión

Se detallan los próximos eventos y acciones de Cogen España: 1)Quién es quién: en edición; 2) "Newsletter": ya lanzada en abril 2023y prevista la siguiente para el mes de julio ; 3) Jornadas de difusión Renove & Descarbonización: en Junio tentativamente; 4) Congreso 2023: Presentación programa; 5) Potencial estudio sectorial "Rutas para descarbonizar la cogeneración" (Acogen) y 6) Asamblea General: Julio 2023.

Ruegos y preguntas.

Sin más temas que tratar se levanta la sesión.

Julio Artiñano
Presidente Cogen España
Madrid, 16 de mayo de 2023.

EVENTOS

EVENTOS.

Se participó en 13, de los cuales 4 fueron organizados por COGEN España:

COGEN Europe Annual Conference 2022 & Gala Awards Dinner, 11 y 12 de octubre de 2022.
25.10.22 – Jornada Jurídica:Reclamaciones y Demandas jurídicas de cogeneradores: Situación y perspectivas"

17.11.22 – COGEN World Talks, presentación del "1st Global Cogeneration Market Report" publicado por CWC
23.11.22 – COGEN Europe Country Focus Webinar Poland
13.12.22 – Jornada perspectivas 2023
SPIREC 2023, Madrid, del 20 al 23 de febrero de 2023
Genera 2023, 21 y 23 Feb. 2023
01.03.23 – COGEN Europe Webinar - Cogeneration Snapshot Survey 2022
15.03.23 – Seminario OMIE: Nuevas reglas del mercado
19.94.23 – 1r seminario COGEN Europe Policy Exchange
09.05.23 – Jornada de trabajo nueva metodología RO y retribuciones 2023 para la cogeneración
17.05.23 – 2o seminario COGEN Europe Policy Exchange
21.06.23 – 3r seminario COGEN Europe Policy Exchange

PRENSA, COMUNICACIÓN Y PUBLICACIONES

PRENSA Y COMUNICACIÓN.

COGENERACIÓN: La industria sigue necesitando de la cogeneración para descarbonizarse competitivamente. Fecha 15 de julio de 2021. Revista Energía - El Economista

COGENERACIÓN: El reto de descarbonizar la industria mediante competitivamente. Fecha 27 de octubre de 2021. Revista Acogen

Balance 2020 y perspectivas 2022 para la cogeneración. Diciembre 2021. edición de Diciembre de Energética XXI

COGENERACIÓN, inversión eficiente para liderar la transición ecológica de la industria y el desarrollo de los gases renovables. Fecha abril 2022. Sedigás.

Resumen de actividades en redes sociales de junio de 2022 a junio de 2023.

PUBLICACIONES.

Newsletter Abril 2023

Quién es Quién 2023. Mayo 2023.