



**GENERALITAT
VALENCIANA**

Conselleria de Hacienda
y Modelo Económico



ASCER

Asociación Española
de Fabricantes de Azulejos
y Pavimentos Cerámicos



circe

CENTRO DE INVESTIGACIÓN
DE RECURSOS
Y CONSUMOS ENERGÉTICOS

Parque Empresarial Dinamiza
Avenida Ranillas 3D, 1ª Planta
50018 Zaragoza (España)
Tel.: (+34) 976 976 859
www.fcirce.es

Informe de tecnologías de descarbonización

para la Asociación Española de Fabricantes de
Azulejos y Pavimentos cerámicos (ASCER)

Nº Oferta OFE-04207-V5K5T0

Informe de estado del arte de tecnologías de descarbonización sector español de baldosas cerámicas

Contenido

Objeto.....	4
Caracterización del sector español de baldosas cerámicas	5
Tecnologías existentes para la descarbonización del sector español de baldosas cerámicas	7
Biometano	7
H ₂ verde	8
Electrificación de procesos.....	9
Sistemas en procesos de atomización.....	9
Sistemas en procesos de secado	11
Sistemas en procesos de cocción	12
Captura de CO ₂	14
Captura	14
Transporte.....	18
Almacenamiento	18
Usos	19
Normativa.....	19
Viabilidad tecno-económica de las posibles tecnologías de descarbonización para el sector español de baldosas cerámicas.....	21
Biometano	21
Producción actual de biometano en Europa y España.....	21
Proyección de la producción de biometano en Europa 2030-2050	22
Viabilidad actual	25
Viabilidad 2030	26
Viabilidad 2040.....	26
Viabilidad 2050.....	28
H ₂ verde	28
Situación actual del mercado del hidrógeno verde.....	28
Visión para 2025-2026, 2030 y 2050 del mercado del hidrógeno verde	29
Viabilidad para 2025-2026	30
Viabilidad para 2030.....	31
Viabilidad para 2050.....	32

Electrificación de procesos.....	33
Generación de energía eléctrica	34
Desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica	38
Viabilidad técnica en las tres etapas	39
Captura de CO ₂	40
Costes de captura transporte y almacenamiento	40
Sector español de baldosas cerámicas.....	41
Viabilidad para 2030-2050	42
Conclusiones.....	44
Biometano	44
H ₂ verde.....	45
Electrificación	48
Captura de CO ₂	51
Bibliografía.....	53

Objeto

En las últimas décadas, el sector español de baldosas cerámicas ha realizado un esfuerzo innovador para promover sistemas más eficientes que permitan llevar a cabo una reducción de las emisiones de CO₂. Desde el año 1985, el sector ha reducido las emisiones de CO₂ en un 52,5% gracias a la sustitución de combustibles líquidos a gaseosos, la implementación de cambios tecnológicos como hornos de rodillos o introducción de la cogeneración en el proceso y la puesta en marcha de medidas de eficiencia energética.

Las cantidades de gases de efecto invernadero en la atmósfera se han incrementado a niveles nunca vistos, lo que ha llevado al impulso de diferentes acuerdos y protocolos en el ámbito internacional y europeo con el objetivo de llevar a cabo una reducción de las emisiones de dichos gases.

A nivel europeo, en 2016 se suscribe el acuerdo de París, donde se establece una línea temporal con objetivos parciales de reducción de emisiones, del 20% en 2020 y del 40% en 2030, tomando como referencia los valores de 1990.

Posteriormente, a finales de 2019, se lanza a nivel Europeo el Pacto Verde de la UE, un plan que incluye acciones concretas para la lucha contra el cambio climático, que endurece el objetivo de reducción para 2030 (desde un 40% hasta un 55%) y que pretende convertir a Europa en el primer continente climáticamente neutro para el año 2050.

Por tanto, el sector español de baldosas cerámicas, que ha realizado importantes esfuerzos de reducción de consumos energéticos y emisiones de gases de efecto invernadero, se enfrenta a un reto muy relevante y que deberá abordar con celeridad para garantizar su sostenibilidad y competitividad a largo plazo.

El objetivo de este informe es presentar un estado del arte sobre las tecnologías de descarbonización actuales y futuras, previstas para el sector español de baldosas cerámicas, donde se incluya una comparativa descriptiva de las mismas, una identificación de sus niveles de madurez y un análisis tecno-económico para los horizontes temporales 2025-2026, 2030 y 2050.

Caracterización del sector español de baldosas cerámicas

Esta sección se centra en la caracterización del sector español de baldosas cerámicas para presentar una visión general de los consumos, emisiones y consideraciones que se tendrán en cuenta a lo largo del presente estudio.

El sector español de baldosas cerámicas en 2019 estaba constituido por 137 empresas de las cuales 120 estaban sometidas a la normativa de comercio de derechos de emisión. La producción anual asciende a 510 millones de m² de baldosas, con unas emisiones de CO₂ globales de 2,9 millones de toneladas y un volumen de derechos gratuitos de emisión de 2,5 millones de toneladas. Este sector se concentra en Castellón, donde se sitúa el 95% de la producción nacional.

La energía necesaria para el proceso de fabricación del sector español de baldosas cerámicas es aportada por 14,1 TWh de gas natural y 1,4 TWh de electricidad. El gas natural es consumido por el propio proceso y por la cogeneración en un 62% y un 38%, respectivamente. El gas consumido en la cogeneración se emplea para la producción simultánea de energía térmica (alrededor del 68%) - utilizada en el proceso de atomización para la preparación de materias primas- y de energía eléctrica (32%), de la cual aproximadamente un 22% se consume en el propio proceso (autoconsumo). El consumo de energía en el proceso se distribuye en un 36% en la atomización, un 9% en el secado y un 55% restante en la cocción. Un esquema de los requerimientos de las diferentes etapas se presenta en la Figura 1.

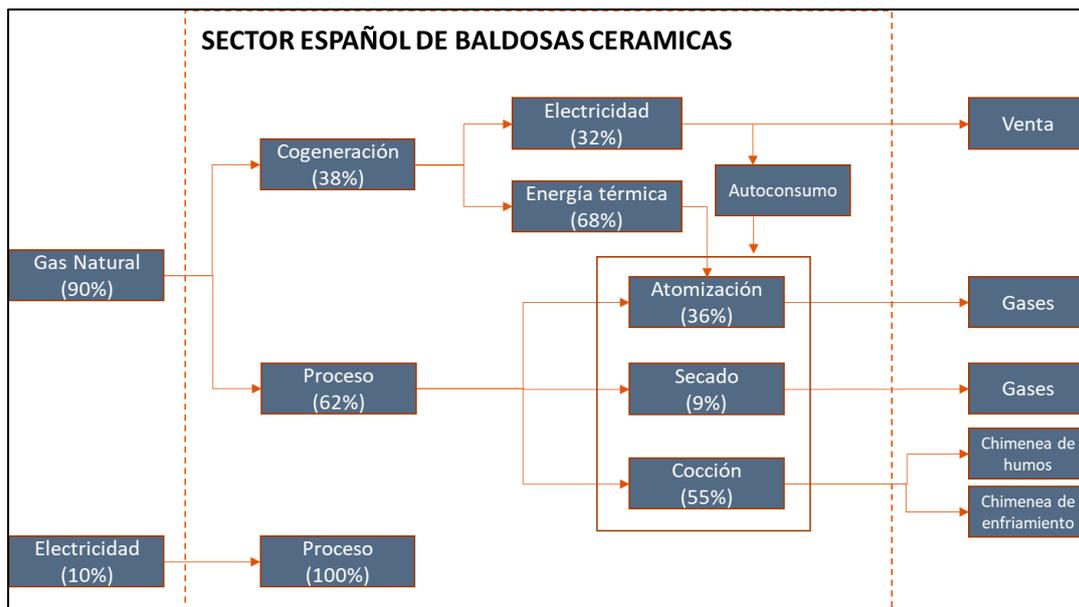


Figura 1: Distribución de porcentajes de consumos energéticos en el sector español de baldosas cerámicas

En el proceso de fabricación de baldosas además de generación de CO₂ debida a la combustión en las diferentes etapas del proceso, hay que tener en cuenta que el propio proceso en sí mismo genera CO₂ debido a la descomposición del carbonato de calcio. Estas emisiones suponen el 9% del total emitido. En la Figura 2 se muestran los porcentajes de CO₂ emitidos en cada fase del proceso.

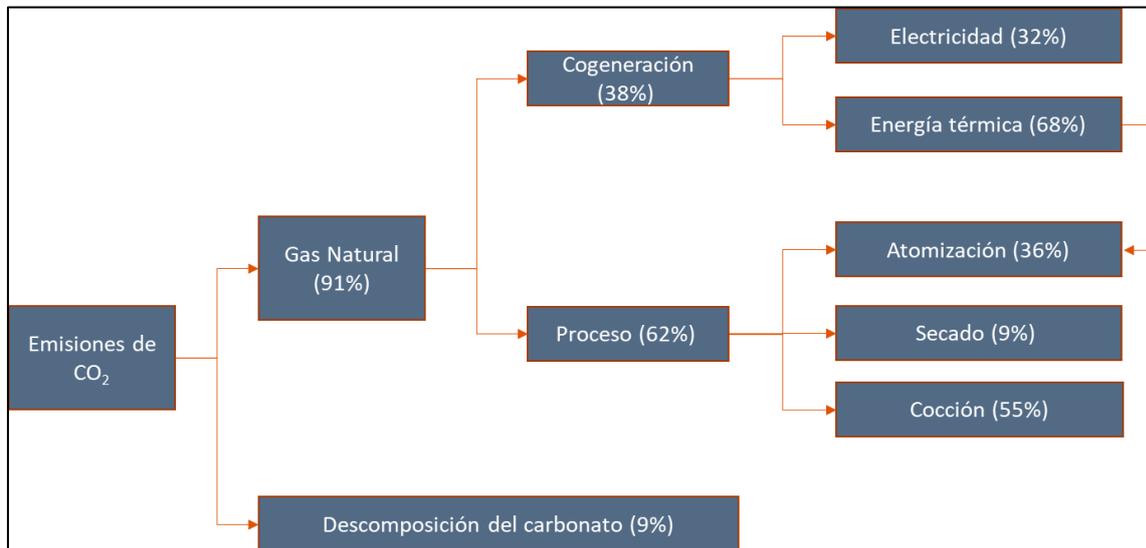


Figura 2: Distribución de porcentajes de emisiones de CO₂ en el sector español de baldosas cerámicas

Desde el punto de vista económico es necesario destacar que en 2019 el precio medio de la tonelada de CO₂ fue de 24,8 € y se prevé un aumento importante del mismo en los próximos años, habiendo alcanzado ya en 2021 los 48 € la tonelada.

A modo de resumen, se recogen en la siguiente tabla las consideraciones más importantes que se han tenido en cuenta para realizar el estudio. Los precios indicados para el CO₂ han sido obtenidos de un informe que recopila el precio medio de la tonelada de CO₂ estimado por varios analistas.

Tabla 1: Previsión sector español de baldosas cerámicas y consideraciones para el estudio

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025-2026	2026-2030	2050
Consumo gas natural (TWh)	14,1		14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	
Emisiones CO ₂ (Mt)	2,9	2,7	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	
Emisiones asignadas CO ₂ (Mt)	2,5	2,3	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,6	De 1,6 a 0
Precio CO ₂ (euros/t)	24,8	24,8	42,4	47,4	50,6	56,4	58,40	86,35	67,20

Tecnologías existentes para la descarbonización del sector español de baldosas cerámicas

Tras un análisis de las posibles alternativas de tecnologías de descarbonización, en esta sección se incluye una descripción de aquellas que, a priori, podrían ser de aplicación en el sector español de baldosas cerámicas y que son objeto de este estudio. Estas tecnologías incluyen el uso de biometano e hidrógeno verde como combustibles, la electrificación de los procesos y la captura de CO₂.

Biometano

El biometano se obtiene a partir de un proceso de upgrading del biogás que es el gas obtenido a partir de la descomposición biológica controlada de la materia orgánica en ausencia de oxígeno [1]. En Europa las materias primas principales a partir de las que se obtiene el biogás son la biomasa proveniente de cultivos (incluidos cultivos energéticos, residuos agrícolas y cultivos secuenciales), estiércol animal, residuos sólidos urbanos, lodos de depuradora y la captura controlada del biogás generado de rellenos sanitarios [2]. El biometano consiste en aumentar el porcentaje de CH₄ (metano) de la corriente de biogás, pasando de ~50% a más del 90% al eliminar el CO₂ (dióxido de carbono) y H₂S (ácido sulfhídrico que es capaz de corroer equipos) [3].

El biometano se considera entonces gas natural renovable, y a diferencia del biogás puede emplearse para los mismos fines que el gas natural de origen fósil y con una pureza superior a éste [4]. La tabla 2 incluye una comparación de las composiciones del gas natural, biogás, syngas y biometano.

Por ello, la sustitución de gas natural por biometano en los procesos industriales del sector español de baldosas cerámicas, se considera la alternativa más sencilla para descarbonizar la industria, ya que esta sustitución no requeriría adaptaciones de los procesos industriales cerámicos, ni de la red de transporte y distribución actual.

Tabla 2: Comparativa del gas natural de fuentes fósiles, biogás, syngas y biometano

Compuesto	Gas natural [5]	Biogás [6]	Syngas* [7]	Biometano [8]
	Composición (rangos en %)			
Metano	87,0-98,0	50-75	10	>90
Etano	1,5-9,0	N.A.	N.A.	N.A.
Butano	0,1-1,5	N.A.	N.A.	N.A.
Pentano	<0,4	N.A.	N.A.	N.A.
N₂	5,5	0-10	N.A.	N.A.
CO	0,05-1,0	25-50	17,5	N.A.
O₂	<0,1	0-2	N.A.	N.A.
H₂	N.A.	0-1	35,0	<5
H₂S	N.A.	0-3	N.A.	N.A.
CO₂	N.A.	N.A.	34,5	<2

*Nota: Gas de síntesis (syngas), obtenido mediante gasificación térmica de biomasa forestal o agrícola.

La diferencia más importante a tener en cuenta es que el biometano es renovable. Debido a su origen biogénico el biometano tiene una huella de carbono neutra [9].

H₂ verde

El hidrógeno verde es aquel que se obtiene a través de la electrolisis del agua utilizando electricidad generada por las energías renovables. Por tanto, se considera un vector energético que será clave en las estrategias de descarbonización de la industria intensiva para la agenda europea 2050 [10].

Este combustible presenta diferentes características a las del gas natural [11, 12]:

- Su calor de combustión es inferior al del gas natural. Por lo que se necesita un mayor volumen para obtener la misma potencia.
- Su temperatura adiabática de llama es unos 170 °C mayor que la generada por el gas natural. Por tanto, la generación de NO_x térmico será mayor en el caso de la combustión de hidrógeno. Y, además, hay que tener en cuenta que los sistemas actuales están diseñados para el rango de temperaturas obtenidos por el gas natural y este incremento puede afectarles negativamente.
- La llama de hidrógeno no es visible como la generada por el gas natural. Esta característica dificulta su detección por lo que hay que extremar las precauciones de los sistemas de seguridad.
- La velocidad de reacción del hidrógeno es mayor que la de gas natural. Así se espera que el hecho de introducir hidrógeno produzca una leve disminución de la longitud de llama.

La influencia de estas propiedades en el diseño de quemadores y la calidad del producto está aún en investigación, como pone de manifiesto la guía de descarbonización para la industria cerámica en Holanda realizada por TNO. En este sentido SACMI, uno de los más importantes fabricantes de hornos cerámicos, ha adelantado en un webinar reciente [13] que a nivel de laboratorio han desarrollado quemadores capaces de quemar hasta un 50% de hidrógeno en volumen, y parece que no afecta a la calidad del producto.

Según el National Renewable Energy Laboratory (NREL) [14] se han realizado varios estudios para determinar qué porcentaje de sustitución de hidrógeno es capaz de soportar el usuario final sin necesidad de modificar sus instalaciones. Aunque es necesario evaluar cada caso, entre un 5 y 20% de sustitución podría considerarse aceptable. SACMI apunta a mezclas con un máximo del 10% de hidrógeno donde solo sería necesaria la revisión de las conexiones para asegurar estanqueidad e ir a sustituciones más altas implicaría el cambio de quemadores.

Los hornos utilizados para fabricar cerámica pueden llegar a tener una vida útil de más de 40 años, por lo que la inversión para adaptar estos equipos para poder quemar hidrógeno en concentraciones altas puede presentar una dificultad económica [15].

Las modificaciones de las instalaciones requeridas para la integración de hidrógeno se centrarían en los quemadores que forman los hornos y los sistemas auxiliares de los mismos, así como, secadero y atomizador. Por un lado, se debería tener en cuenta el mayor volumen de gases a trasegar y la capacidad de difusión del propio hidrógeno que puede afectar a las tuberías y por otro las posibles emisiones asociadas a una mayor temperatura de llama. Para disminuir dicha

temperatura se tiende a utilizar quemadores de difusión [16] donde la mezcla aire-combustible se produce de una forma más lenta. Además, actualmente se propone la recirculación de gases con el fin de disminuir la temperatura alcanzada, dicha recirculación puede ser externa o interna. Los fabricantes de quemadores E&M [11] se inclinan por una recirculación externa de los gases de combustión de entre 15-20% del total. Además, también proponen trabajar con mezclas de hasta un 15-20% en gas natural para conseguir una combustión más estable, menor nivel de emisiones de NO_x y una mejora en la detección de llama.

Según la hoja de ruta presentada por Cerame Unie, European Ceramic Industry Association, se espera que a largo plazo se desarrollen nuevas tecnologías disruptivas y mejoras en las ya existentes que puedan proporcionar una mejora sustancial en el desarrollo de hornos y cambios en las materias primas que provoquen una combustión más eficiente.

Electrificación de procesos

El uso de energía térmica en el sector español de baldosas cerámicas está dominado por los combustibles fósiles. Una de las alternativas tecnológicas que se está considerando para la descarbonización de este sector es la electrificación de los procesos productivos.

El objetivo de esta parte es el estudio de las posibilidades de electrificación del sector ya que se conoce que actualmente las necesidades energéticas de este sector son cubiertas en un 10% por energía eléctrica y en un 90% por energía térmica [19], proporcionada por el uso de gas natural. Se realizará un especial énfasis en las etapas del proceso de producción de mayor consumo energético, como son la atomización con un consumo del 36% de la energía térmica, el secado con un consumo del 9% y la cocción con un consumo del 55%. Para ello, se estudian las posibilidades de reemplazar los hornos tradicionales (de combustión con gas natural), por hornos de calentamiento eléctrico y de esta manera reducir considerablemente las emisiones del sector. Si bien los hornos calentados eléctricamente (por resistencias) se utilizan para un número limitado de procesos de cocción en el sector de la cerámica, no hay experiencia del uso de hornos eléctricos continuos a gran escala en el sector de baldosas cerámicas [17]. A continuación, se detallan las posibilidades que existen actualmente desde el punto de vista tecnológico, los requerimientos y las principales barreras para la implantación de la electrificación en este sector.

Sistemas en procesos de atomización

El proceso más utilizado en la preparación de los soportes de baldosas cerámicas en España y en Europa, es el denominado “vía húmeda”, que consiste en la molienda con agua de la mezcla de materias primas, y el secado por atomización de la suspensión para obtener un sólido granulado esférico [18]. Esta etapa del proceso productivo requiere una gran cantidad de energía debido a que los gases calientes para el secado de la suspensión deben tener una temperatura cercana a los 500°C. El sólido granulado obtenido mediante el proceso de vía húmeda posee una distribución de tamaño de partícula amplia, y gránulos de forma casi esféricas, propiedades que hacen que el polvo tenga una gran fluidez. Esta característica es muy importante en la etapa de moldeo por prensado, pues una fluidez adecuada facilita el llenado uniforme de los moldes en las prensas y, por tanto, la obtención de piezas de espesor y densidad aparente uniforme [19].

Únicamente unas pocas empresas del sector utilizan el proceso de preparación del sólido “vía seca”, o el proceso de amasado para obtener una masa moldeable, adecuada para la extrusión.

Durante la preparación de las materias primas se produce un importante consumo de energía eléctrica en las etapas de molienda y extrusión, además de la consumida por bombas, motores eléctricos, etc. Cuando la molienda se realiza por vía húmeda, existe además un gran consumo de energía térmica en el proceso de secado por atomización de la suspensión arcillosa.

Uno de los trabajos más recientes que ha estudiado la viabilidad técnica de obtener granulados mediante un proceso alternativo al actual, consistente en la molienda en seco de las materias primas y posterior granulación, fue liderado por Instituto de Tecnología Cerámica [18]. Este proceso reduce de forma importante los costes energéticos y el impacto medioambiental respecto al proceso “vía húmeda”. Las conclusiones extraídas fueron las siguientes:

- Los granulados ensayados en las pruebas industriales se han comportado de forma adecuada durante el prensado, secado, esmaltado y cocción. No se han observado roturas ni defectos de fabricación.
- Los valores de la absorción de agua y densidad en cocido de las piezas industriales están condicionados por la densidad aparente de las piezas prensadas. La contracción de cocción para el azulejo rojo y blanco es similar a las de las piezas obtenidas a partir de polvo atomizado. En el caso del gres rojo los valores de contracción son inferiores.
- Las piezas industriales obtenidas con los granulados presentan mejores características dimensionales (calibre, descuadre y planaridad) respecto a las de los atomizados. Ello se debe a la mayor densidad aparente en seco y a que la pendiente contracción-temperatura no aumenta para ninguno de los granulados.

La cuantificación de los consumos de agua y energía, así como de las emisiones de CO₂ asociadas a las etapas de molienda en seco y granulación respecto al proceso actual de molienda en húmedo y secado por atomización permite establecer que el proceso “vía seca”:

- Consume un 80% menos de agua.
- Consume un 80% menos de energía térmica, pero entre un 12 y un 18% más de energía eléctrica, lo que supone una reducción del consumo energético total del 65%.
- Emite un 80% menos de CO₂.

Por el contrario, se obtuvieron ciertos puntos restrictivos en su aplicación:

- Aunque las piezas con los nuevos granulados (vía seca) son menos porosas, presentan poros de mayor tamaño debido a que los gránulos no se han deformado en su totalidad.
- La presencia de poros de gran tamaño en las piezas conformadas con los granulados mediante vía seca conduce a que los valores de resistencia mecánica tanto en seco como en cocido sean ligeramente más bajos respecto a las piezas conformadas con los polvos atomizados (vía húmeda), a pesar de la menor densidad de estas últimas. Esto se debe a la mayor facilidad de propagación de la grieta a través de los poros presentes en las piezas conformadas con los granulados vía seca.
- Para aumentar la resistencia mecánica en seco y en cocido se han modificado las variables de molienda, granulación y prensado, siendo el aumento de la humedad de prensado de

los gránulos vía seca la que ha proporcionado los mejores resultados o equiparables a los obtenidos mediante vía húmeda (proceso industrial más extendido actualmente).

Por tanto, a partir del informe referenciado, se evidencia la dificultad de reemplazar la tecnología de molienda por vía húmeda y posterior atomización, por la alternativa de molienda vía seca, que es una tecnología todavía no desarrollada a nivel industrial, y que requiere ajustes y estudios específicos en los parámetros de configuración de su fabricación, para obtener resultados semejantes en términos de calidad.

Sistemas en procesos de secado

En general el secado en la industria cerámica se realiza por el proceso de convección forzada de aire caliente. Este aire utiliza como fuente de calor quemadores de gas natural. El proceso térmico de transferencia de calor es el siguiente: el aire caliente (200 °C aproximadamente) en contacto con la cerámica transmite el calor por convección a ésta y luego este calor se transmite por conducción hasta la parte interna de los materiales o piezas (después del prensado la humedad suele ser del 5-7%, y tras el secado ésta debe tener una humedad próxima al 0,5%), en proceso que pueden durar de 25 min a una hora dependiendo de tipo de secado. El objetivo es que exista una distribución de temperatura uniforme dentro de las piezas para que se produzca un buen secado.

Para poder analizar la electrificación de esta parte del proceso se analizan dos tipos de tecnologías, los hornos eléctricos (de resistencias) y los hornos microondas (MW), ambos alimentados con electricidad, pero con ciertas diferencias técnicas. A continuación, algunas características de cada uno de los procesos:

- Secado en hornos eléctricos: en este tipo de sistemas el calor se trasfiere principalmente por radiación en el calentamiento de las resistencias y suelen tener un alto consumo de energía eléctrica.
- Secado con hornos microondas: en los hornos microondas la energía se transmite por ondas electromagnéticas que al incidir sobre un material que contenga agua hace que las moléculas se rocen entre ellas, convirtiendo la energía electromagnética en energía térmica (aumento de temperatura). Este tipo de calentamiento presenta ventajas en cuanto al sistema tradicional.

El sistema tradicional de secado en la industria cerámicas presenta limitaciones en varios aspectos, donde el secado electrificado puede tener algunas ventajas. A continuación, se indican algunas de esas limitaciones:

- El tiempo de secado, ya que debe realizarse lentamente (tiempos de hasta una hora).
- Y la presencia de gradientes de temperatura. Por ejemplo, si la cerámica se calienta demasiado rápido, pueden producirse tensiones y roturas por los gradientes de temperatura.

En el caso de la opción de secado en hornos eléctricos (de resistencias) sus características no son muy diferente al secado tradicional en cuanto a estas dos características y tiene el inconveniente del gran consumo de electricidad.

Sin embargo, en el secado por microondas, las ondas electromagnéticas actúan sobre los materiales y los calientan rápidamente hasta una temperatura ligeramente superior a la temperatura del aire en el interior del secadero (calientan internamente en todo el volumen de la pieza, no de afuera hacia dentro como en los sistemas tradicionales a gas y en los hornos de resistencia eléctrica). Esto hace que el agua se mueva desde el interior del sólido hasta la superficie de este. Una vez en la superficie se evapora de forma convencional.

Esto significa que, utilizar microondas en el secado de la industria cerámica permite aumentar la velocidad de secado de las piezas y disminuir los defectos producidos en el secado. Además, el secado por microondas requiere un 36% de energía menos que el secado convencional utilizando gases calientes [20].

En la Figura 3 se muestra un sistema de secado por microondas para material cerámico, que, aunque ya se está utilizando en algunas aplicaciones, aun no tiene la madurez técnica para ser implantado en la industria de la producción de baldosas.



Figura 3 Sistema de secado por microondas para cerámica [21]

Finalmente se puede decir que otra opción que se ha estudiado es la utilización de sistemas híbridos, que consiste en combinar las características del secado convencional con gases calientes con el secado por microondas para conseguir un secado más rápido, efectivo y con menor consumo energético, aunque no totalmente libre de emisiones. Este sistema híbrido está aún en una fase de desarrollo temprana [22].

Sistemas en procesos de cocción

Como es de esperar, la etapa de cocción es la más importante del proceso productivo de la cerámica. Y además es la etapa del proceso que más demanda de energía térmica tiene, representando más de 50% (ver Figura 4), esto es debido a las altas temperaturas de los hornos y al tiempo de cocción dentro de estos. La duración del ciclo de cocción depende del tamaño de la cerámica (baldosas), de la producción del horno, etc., pero en general, se sitúa entre 40 y 70 minutos. La temperatura máxima de cocción también depende de todos estos factores, y está entre 1.100 y 1.200 °C.

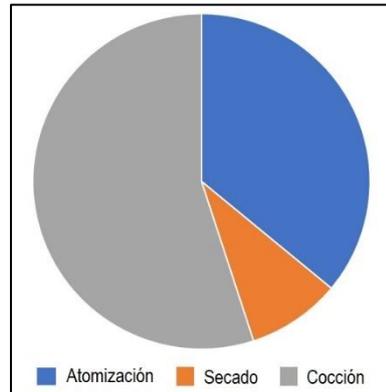


Figura 4 Distribución del consumo de energía térmica en el proceso de fabricación de baldosas cerámicas [23]

Por todo lo anterior es importante notar las dificultades que se presentan para sustituir estos hornos de gas natural por hornos electrificados, ya sea de calentamiento por resistencia o de microondas. Por ejemplo, el reemplazo de los hornos de gas natural por hornos de resistencia eléctrica requiere grandes cantidades de energía que deberían provenir de fuentes renovables. Por ejemplo, un horno eléctrico continuo a gran escala, que proporcione calefacción eléctrica eficiente y rentable para hornos de rodillos grandes, sería muy diferente a los actuales diseñados para ser calentado por combustión de gas y se requerirá un desarrollo significativo en colaboración con los fabricantes para poder producir toda la gama actual de productos, garantizando la calidad de los mismos.

Las principales dificultades para establecer un estimado del consumo de ese tipo de hornos eléctricos para la etapa de cocción, son las siguientes:

- No hay experiencia del uso de hornos eléctricos continuos a gran escala en el sector de baldosas cerámicas [17].
- La mayoría de los hornos eléctricos utilizados en la industria de la cerámica son hornos tipo *batch* o tipo cámara, no hornos continuos como son los utilizados en el sector de las baldosas, esto presenta un reto ya que se tienen que diseñar completamente este tipo de hornos eléctricos para que puedan sustituir a los actuales de combustión.
- Por la tipología de los hornos continuos, un horno eléctrico continuo deberá estudiar muy bien las pérdidas de calor para poder reducir su consumo de electricidad.
- Las potencias requeridas por el horno para alcanzar las capacidades de producción equiparables a las de los actuales hornos de combustión a gas natural, serán muy elevadas, lo cual tendrá consecuencias directas en el coste del equipo (CAPEX) así como en la operación el mismo (OPEX).



Figura 5 Horno eléctrico tipo batch para material cerámico (Blaauw)

Tal como se explicó en la sección del secado, la otra opción son los hornos microondas, estos tienen la ventaja de consumir menos energía que los de resistencia eléctrica, pero tienen la dificultad de que en este caso deben calentar la cerámica y no solo evaporar el agua, como en el caso del secado, y no todos los tipos de cerámicas reaccionan calentándose con microondas de la misma forma [24]. Por tanto, en algunos casos requieren primero de ser calentados hasta temperaturas altas (500 °C) para que se puedan usar las microondas a partir de esa temperatura, lo anterior hace necesaria la combinación de otro sistema de calentamiento como los hornos de resistencias. Otro factor que dificulta su aplicación es la alta temperatura que es necesario alcanzar (1.100 y 1.200 °C) para la cocción.

Sin embargo, en la actualidad es posible realizar la cocción de algunos materiales cerámicos (pero no baldosas cerámicas) mediante microondas en hornos discontinuos y a pequeña escala, esta técnica ha sido aplicada principalmente a cerámicas avanzadas [25, 26, 27]. Por todo lo comentado anteriormente la opción de utilizar hornos a microondas se descarta como una tecnología factible para esta etapa del proceso y se sugiere la opción de los hornos eléctricos de resistencias como la opción que podría llegar a sustituir a los hornos de gas, si se realizan los desarrollos necesarios para alcanzar el nivel de tecnificación requerido por la industria de las baldosas cerámicas.

Captura de CO₂

Las tecnologías de Captura, Almacenamiento y Uso de Carbono (CAUC) (CCUS, Carbon Capture Use and Storage en inglés) tienen el objetivo de evitar las emisiones de grandes cantidades de CO₂ a la atmósfera. Un sistema con una tecnología de captura de CO₂ se define como el proceso completo necesario para producir el mismo producto que los sistemas actuales, pero generando una corriente concentrada de CO₂ susceptible de compresión, transporte y uso o almacenamiento geológico permanente. [25]

Captura Todas las tecnologías CAUC incluyen una etapa de separación de gases y, en función de dónde se lleve a cabo esta etapa, las CAUC se pueden clasificar como:

- tecnologías CAUC de post-combustión, donde la etapa de separación de gases se realiza al final del proceso y la concentración del CO₂ a la entrada de dicha etapa está en el rango del 3-14%. [26]
- tecnologías CAUC de pre-combustión, donde la etapa de separación de gases se realiza al principio del proceso tras un proceso de gasificación y la concentración de CO₂ a la entrada de dicha etapa está en el rango del 15-60% en volumen (base seca). [27]
- tecnologías de oxi-combustión, donde se lleva a cabo una combustión con un elevado contenido en oxígeno en el comburente para obtener una corriente de salida con una concentración elevada de CO₂ en el rango del 80-98% en volumen (base seca). [28]

La etapa de separación de gases se puede realizar a través de distintas operaciones tales como la absorción, la adsorción, el uso de membranas o la destilación criogénica entre otras y, dependiendo del tipo de tecnología CAUC, se usará una u otra. Además, alguna de ellas se puede utilizar en más de una de las tres tecnologías CAUC, como es el caso del uso de membranas o la absorción en post y en pre-combustión.

En el sector de baldosas cerámicas, la energía necesaria para los procesos de atomización, secado y cocción se obtiene a partir de la combustión de gas natural, y por ello, la opción de captura más adecuada sería una de las tecnologías de post-combustión, para no alterar así el proceso de fabricación, que requiere de unas condiciones específicas. Realizar:

- oxy-combustion implicaría un nuevo diseño de las instalaciones con importantes alteraciones en los perfiles de temperaturas necesarios para obtener la calidad necesaria del producto. Se requeriría de una re-ingeniería de los equipos especiales del sector con su correspondiente validación.
- pre-combustion implicaría realizar una oxidación parcial del gas natural primero, separar el CO₂ y quemar con el hidrogeno resultante. Esta línea sería equivalente a la del uso del hidrógeno, incluyendo una etapa previa de separación de CO₂, con un coste elevado, y no evitando la emisión del CO₂ procedente de la descomposición de los carbonatos.

Un beneficio de utilizar la tecnología de post-combustión es poder capturar el carbono, no solo de la combustión de gas natural, sino también de la descomposición de los materiales durante la cocción.

Tal y como se muestra en la Tabla 3, el sector de baldosas cerámicas se caracteriza por emitir unas corrientes de gases con una concentración baja en dióxido de carbono (entre el 1% y el 4% en volumen) debido al exceso de aire empleado en el proceso. Este rango de concentración no se ajusta al rango de concentración idóneo de las tecnologías de postcombustión (3-14%), más eficientes cuanto más alta es la concentración de CO₂ en la corriente a capturar; capturar el CO₂ a concentraciones de un 3-5% es posible, pero a un coste muy elevado. La mayoría de los sistemas a nivel comercial, y en fase de demostración, operan con concentraciones por encima del 5-10%.

Tabla 3: Características de las corrientes del sector español de baldosas cerámicas [29]

Parámetros	Sección	Atomización	Secado	Cocción (chimenea de humos)
Caudal (Nm ³ /h) _{húmedo}		15000-125000	2000-7000	5000-15000
T(°C)		90-115	50-150	150-300
P (bar)		Atmosférica	Atmosférica	Atmosférica
H ₂ O (m ³ agua/m ³ totales)		0,15-0,25	0,04-0,11	0,05-0,10
CO ₂ (% volumen)		1-4	1-3	1-4
O ₂ (% volumen)		16-25	16-20	15-18

Puede concluirse, que no se dan las condiciones necesarias para implantar las tecnologías de post-combustión en el sector de baldosas cerámicas debido a las bajas concentraciones de CO₂ en las corrientes de salida.

Para aquellas corrientes con una concentración por encima del 3%, y teniendo en cuenta que las corrientes de emisión del sector de baldosas cerámicas se encuentran a presión atmosférica, las tecnologías más relevantes son:

ABSORCIÓN

La separación se lleva a cabo poniendo el gas en contacto con un líquido (absorbente). Una vez que el absorbente captura el CO₂, la corriente es llevada a una segunda etapa donde tiene lugar la liberación del CO₂ por el cambio de condiciones. El absorbente regenerado sin CO₂ es enviado de vuelta a la primera etapa y el CO₂ es liberado con una alta concentración. La absorción puede ser:

- Química, donde hay una reacción química entre el CO₂ y el absorbente. Es el proceso más maduro tecnológicamente hablando. La regeneración se lleva a cabo con el aumento de temperatura a través de un calderín y este consumo es el factor más determinante a la hora de evaluar los costes de la tecnología. Los absorbentes más utilizados son las aminas, con un grado de desarrollo tecnológico (TRL) de 9 [30]. Las aminas se emplean en disolución acuosa y pueden combinarse distintos tipos de ellas en la misma disolución. Las más común es la etanolamina (MEA), usada en un 30% en peso en disolución acuosa. La presión de operación es aproximadamente atmosférica y generalmente las temperaturas de operación están en el rango 40-60 °C y 100-140 °C en las etapas de absorción y regeneración respectivamente [31]. La degradación de la amina, causando la pérdida de efectividad de esta y corrosión en los equipos, junto con el impacto medioambiental y para la salud, son los principales inconvenientes.
- Física, en la que no hay reacción química entre el absorbente y el CO₂. Suelen utilizarse a presiones más elevadas que la absorción química y la regeneración se lleva a cabo con una disminución de presión. Los absorbentes físicos más conocidos son el Selexol y el Rectisol.

A bajas presiones parciales, la absorción química es necesaria para capturar el CO₂, lo que va a requerir un consumo elevado de energía para luego separarlo en la regeneración. Por el

contrario, a altas presiones, la absorción física es la recomendada. El tipo de absorbente elegido determinará la capacidad de absorción del CO₂ y el flujo de absorbente, la cantidad a capturar, determinando el tamaño de los equipos y la energía para la regeneración. Además, el absorbente deberá de ser lo más estable posible para evitar que se degrade.

El consumo de energía asociado al proceso se debe fundamentalmente a la etapa de regeneración, con valores típicos en el rango 2-4 GJ por tonelada de CO₂ [32]. En el caso de los sistemas con aminas esta energía es térmica en forma de vapor y eléctrica. Este consumo energético asociado a la captura representaría para el sector de baldosas cerámicas un incremento de sus necesidades energéticas del 16% (2.500 GWh).

Por otro lado, es muy importante en sistemas de post-combustión con aminas alcanzar niveles de desulfuración del gas inferiores a 10 partes por millón en volumen (ppmv) de SO₂, para evitar la degradación de la amina [33]. Esto exige que, en ciertas ocasiones, sea necesario depurar los gases previamente, aumentando el coste de implantación de la tecnología.

Un ejemplo de la aplicación de esta tecnología se encuentra en un estudio de descarbonización para la industria cerámica holandesa [34], el cual toma como referencia una planta de combustión de gas natural, en la que el porcentaje de emisiones de CO₂ es de un 5% usando aminas para la captura de carbono.

ADSORCIÓN

La separación se lleva a cabo poniendo el gas en contacto con un sólido (adsorbente) al cual se adhiere. En una primera etapa el CO₂ se une al adsorbente y una vez saturado, se lleva a cabo la regeneración a través de cambios cíclicos. Hay dos tipos de adsorción:

- Adsorción química, en la cual ocurre un enlace covalente entre el CO₂ y el adsorbente.
- Adsorción física o fisorción en la cual el CO₂ es atraído al adsorbente a través de fuerzas de Van der Waals.

Los adsorbentes se pueden clasificar en los siguientes grupos: zeolitas, MOF (metal organic frameworks, una clase de materiales cristalinos formados por la unión de átomos o agregados metálicos a través de ligandos orgánicos [35]), materiales carbonáceos, adsorbentes funcionales o combinaciones de las anteriores.

Las ventajas de esta tecnología es que puede usarse en distintas condiciones de presión y temperatura, tiene bajo impacto ambiental y baja corrosión. Como inconvenientes presenta la falta de datos reales para un diseño óptimo y la necesidad de eliminar previamente ciertos componentes como el agua a través de una etapa de secado.

La regeneración se lleva a cabo a través de un cambio de temperatura o de presión, de la creación de vacío o con vapor o una combinación de ellos. El consumo de energía requerida en la etapa de regeneración es normalmente más alto que la de los procesos basados en aminas, con valores de 4,5-9 GJ por tonelada de CO₂ [32]. En el caso de los sistemas por adsorción la energía es eléctrica y/o térmica en forma de vapor. En este caso el proceso de regeneración supondría un incremento de las necesidades energéticas del sector entre 23-46% (3.600-7.200 GWh).

Los procesos basados en el uso de presión tienden a ser poco aplicables en el sector de baldosas cerámicas ya que los flujos a separar son muy grandes, la presión es inicialmente atmosférica, los gases contienen elementos y compuestos adicionales e impurezas que podrían dañar el adsorbente. La opción más ventajosa es la basada en la temperatura (TSA). Actualmente la tecnología dispone de un grado de desarrollo de 6-7 [32] [30]. Grande y asociados han evaluado teóricamente un proceso de adsorción de un gas de una planta de combustión de gas natural con una concentración de CO₂ del 3.5% en volumen en los gases de salida con unos resultados en cuanto a requerimientos de energía de 2 GJ por tonelada de CO₂ capturada [36].

Esta casuística, además, ha dado lugar a nuevos diseños en los procesos de adsorción que están aún en fase de desarrollo y existen algunos proyectos interesantes para la recuperación de CO₂ de corrientes con bajo contenido en CO₂ tales como el llevado a cabo por Innosepra [37].

CAPTURA DIRECTA DESDE AIRE

Otra alternativa a las tecnologías CAUC en corrientes con una baja concentración de CO₂, aparte de las tecnologías de post-combustion, es la tecnología de captura directa desde el aire (DCA, Direct Capture Air, de sus siglas en inglés) basada en el uso de absorbentes químicos a través de procesos cíclicos de carbonación [38]. Existe una referencia al uso de esta tecnología sin detallar su aplicación concreta en el sector de baldosas cerámicas debido a la elevada dilución del CO₂ en las corrientes de salida [39]. La tecnología actualmente tiene un grado de desarrollo tecnológico de 7 [32] y tiene unos costes muy elevados de inversión y operación por lo que es necesario continuar con su desarrollo tecnológico. Actualmente el rango de concentraciones de CO₂ a las que opera está en torno a las 400 ppmv (0,04% concentración en volumen) y es necesario el desarrollo de la tecnología para poder tolerar concentraciones típicas del sector de baldosas cerámicas (un 1% de concentración de CO₂ equivale a 10.000 ppmv).

Transporte El transporte del CO₂ capturado se puede realizar con medios de transporte como camión y barco, y a través de tubería. El uso de uno u otro depende de factores tanto técnicos como económicos. La composición del CO₂ que se transporta, es un factor importante, evitando en la medida de lo posible impurezas que puedan dañar tanto las tuberías como los tanques en los que se transporta. Las condiciones físicas óptimas para transporte por barco o camión son presiones de entre 7 y 9 bar, y temperaturas cercanas a -50 °C. Para el transporte por tubería las condiciones son presiones superiores a 74 bar y temperaturas entre 20 y 30 °C [40]. La compresión, normalmente hasta los 100 bar, constituye un 20% del coste de regeneración [32]. Actualmente en algunos países se está planteando el uso de redes existentes de tuberías del sector petroquímico para el transporte de CO₂, lo que abarataría considerablemente el precio.

Almacenamiento Para el almacenamiento de CO₂ se debe buscar un emplazamiento adecuado y que cumpla con las características físicas y geológicas oportunas. Habitualmente se trata de acuíferos salinos profundos, yacimientos de petróleo y gas y capas de carbón profundas. Los almacenamientos se clasifican habitualmente en dos grandes grupos: on-shore, almacenamiento en plataforma continental y off-shore, almacenamiento en plataforma marina. El almacenamiento de CO₂ en las formaciones geológicas se realiza mediante la compresión e inyección a través de pozos habilitados para ello. El caso español presenta algunas particularidades derivadas de la escasez de recursos nacionales de gas natural y petróleo, que no sólo implica la práctica inexistencia

de yacimientos, sino una densidad mucho más baja de información del subsuelo procedente de la exploración geológica de empresas petrolíferas. Por tanto, no sólo se ve reducida la capacidad de almacenamiento, sino también la precisión de las evaluaciones en acuíferos salinos [41].

Usos Las propias características químicas del CO₂ hacen que pueda ser utilizado en diferentes procesos industriales tanto a pequeña como a gran escala. En la actualidad, existe un gran interés en el desarrollo de aplicaciones para la conversión química utilizando el CO₂ como elemento base, así como para la producción de combustibles o los cultivos de algas y producción de biomasa derivada.

La mayor problemática actual se deriva del desconocimiento por parte de determinadas industrias de las posibilidades de este, así como de las inversiones que serían necesarias para introducirlo en algunos de los procesos productivos.

Merece la pena recalcar que solamente una parte del CO₂ proveniente de las tecnologías CAUC puede destinarse a usos industriales, ya que la cantidad emitida de CO₂ y que, por tanto, podría ser capturada, es mucho mayor que la demandada por la industria. Se espera que la demanda mundial de CO₂ para uso industrial sea en torno a 0,5 billones de toneladas para 2030 [42]. Esta cantidad representa tan solo un 2,5% de las emisiones de CO₂ mundiales generadas por la industria en 2019 [43]. Dar un uso industrial a todo el CO₂ capturado por las tecnologías CAUC es imposible. Aun así, con el objetivo de aumentar el uso del CO₂ como materia prima, la industria ha empezado a desarrollar distintas iniciativas, muchas de las cuales, necesitan madurez tecnológica.

Una consideración en esta línea y relacionado con el uso de materiales más sostenibles y económicos, es la mineralización o recarbonatación, en la que el CO₂ capturado se hace reaccionar con óxidos alcalinotérreos (por ejemplo, CaO) para producir los correspondientes carbonatos (por ejemplo, carbonato cálcico, usado en el sector de baldosas cerámicas). Tales óxidos podrían proceder de sectores industriales en donde no son aprovechados, tales como el del acero, papel, de los minerales o del cemento [44]. De esta manera, no solamente las tecnologías CAUC serían más ventajosas económicamente, sino que también el sector industrial involucrado se orientaría hacia la circularidad. A nivel europeo, y relacionado con la idea de aprovechar sinergias en polos o regiones industriales, se están desarrollando proyectos de simbiosis industrial en relación con el tema [45].

Normativa Ley Nacional específica: Ley 40/2010, de 30 de diciembre, de almacenamiento geológico de dióxido de carbono. Transpone Directiva 2009/31/CE. Tal como se desprende de su título, la normativa se centra en la regulación del almacenamiento geológico entendiendo que el transporte y la captura serán regulados en base a la legislación existente.

No hay un desarrollo todavía profundo en lo que respecta a la regulación de las tecnologías CAUC a nivel nacional ni internacional. Existen diferencias entre los marcos establecidos en los distintos países, e incluso entre los diferentes pasos que componen la cadena; captura, transporte y almacenamiento.

En lo que respecta a la captura, a pesar de que la tramitación de las instalaciones está vinculada a la actividad industrial correspondiente, cumpliendo la normativa en vigor (e.g. Declaración de Impacto Ambiental y de Autorización Ambiental Integrada), existen ciertas lagunas en cuanto a la

producción de las plantas de captura (pureza del CO₂ y valores límites de emisión en la corriente de CO₂ capturada).

Respecto al transporte, es el paso menos regulado específicamente de los tres. En la mayor parte de los casos su regulación concreta, por inexistente, se desarrolla a partir de normativa existente en el campo de transporte de líquidos peligrosos, de gaseoductos o de oleoductos.

Finalmente, la parte de almacenamiento es posiblemente la que mayor legislación o desarrollo tiene en este momento, llegando a tener regulados temas como la diferenciación entre inyección y almacenamiento o entre operador y propietario.

Es necesario un desarrollo normativo más detallado para poder gestionar los tres elementos de la cadena y es necesaria la cooperación entre todos los agentes interesados.

Una vía para minimizar los costes de la cadena completa se encuentra en la creación de polos o regiones industriales con intereses comunes en la descarbonización a través de las tecnologías CAUC, con redes de transporte y usos finales del CO₂ comunes. A nivel europeo, actualmente hay algunos desarrollos en el norte de Europa donde el CO₂ es almacenado en yacimientos vacíos en la plataforma marina (off-shore). De nuevo, es necesario el compromiso por parte de todos los agentes interesados al incluir no solo aspectos técnicos, sino también fronterizos, de gestión y normativos.

Viabilidad tecno-económica de las posibles tecnologías de descarbonización para el sector español de baldosas cerámicas

En este apartado se analiza la viabilidad tecno-económica de la implementación de las diferentes tecnologías consideradas en el estudio para el cumplimiento de los objetivos de descarbonización del sector español de baldosas cerámicas. Para ello, se han tenido en cuenta los datos de emisiones y consumos actuales del sector español de baldosas cerámicas, así como el estado de las tecnologías y su evolución a futuro para los escenarios 2025-2026, 2030 y 2050.

Para cada una de las tecnologías se detalla la metodología, variables consideradas y resultados obtenidos en el análisis de viabilidad tecno-económico.

Biometano

El biometano en la actualidad se encuentra en un TRL que le permite ser comercializado [46]. Como muestra de la madurez de la tecnología es posible analizar la producción de biometano en Europa, aunque dispar en los diferentes países que lo conforman, es hoy en día una tecnología disponible.

Sin embargo, la industria del biometano en la actualidad no permite satisfacer la demanda de gas natural del sector español de baldosas cerámicas. Aunque en 2020 se publicó la Especificación UNE 0062:2020 sobre garantías de origen del gas renovable, en España todavía no se ha regulado el Sistema de Gestión de Garantías de Origen del Biometano ya que este aspecto se encuentra en pleno desarrollo [47].

Independientemente de la relevancia del biometano y de su madurez tecnológica, la implementación en la actualidad de este gas renovable aún no es factible por falta de un Marco Regulatorio y por su poca disponibilidad. Muestra de ello es la Consulta Pública Previa sobre la Hoja de Ruta de Biogás llevada a cabo por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en 2020 [48]. La disponibilidad del biometano también será un factor limitante en su implementación para sustituir el gas natural. Las predicciones disponibles para las próximas décadas indican que el biometano podría llegar a representar alrededor del 30% de la demanda de gas natural en 2040 (Figura 7). Adicionalmente, los precios del biometano no pueden competir con aquellos del gas natural en la actualidad como se analiza más adelante en este informe.

Producción actual de biometano en Europa y España

Esta cuantificación toma en cuenta el biometano disponible actualmente en España considerando que el biometano se distribuye a través de la red actual de gas natural existente. De acuerdo con la Asociación Europea de Biogás el mercado del biometano ha crecido un 16% en 2019. En ese año había 725 plantas de biometano activas en Europa con una producción total de 26 TWh (2,43 bcm - billones de metros cúbicos) [49].

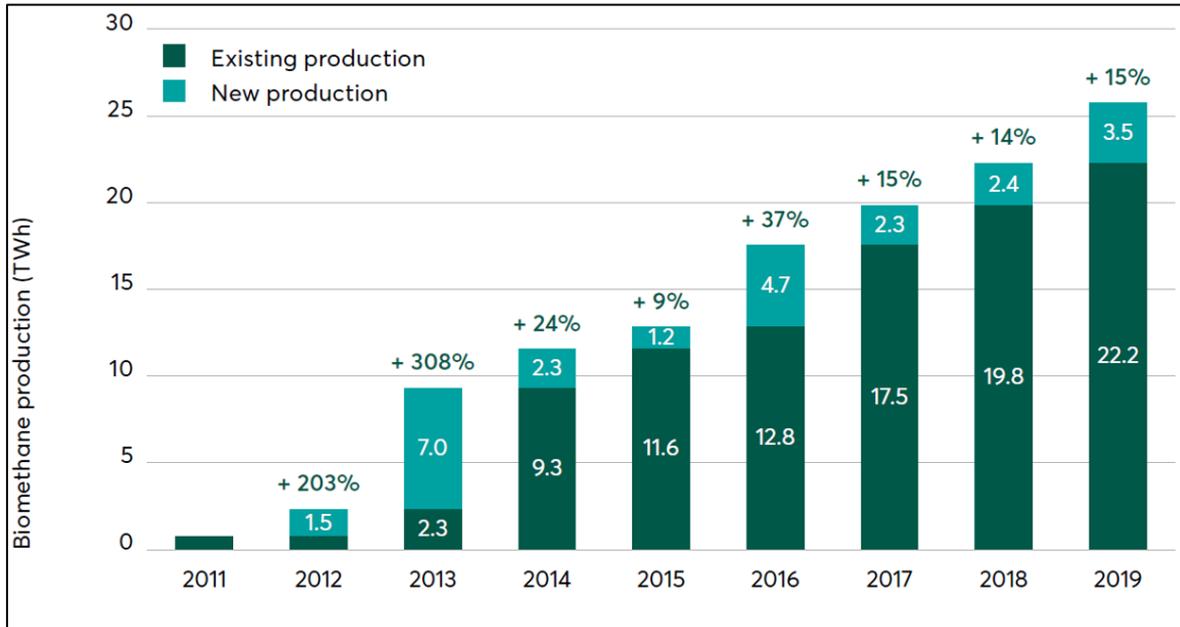


Figura 6: Producción actual de biometano en Europa. Fuente: Reporte Estadístico 2020 de la Asociación Europea del Biogás [43]

Con respecto a la producción de biometano en España, el panorama difiere significativamente del europeo. Aunque España registró en 2019 unas 210 plantas de biogás sólo existían dos plantas de biometano en operación con inyección a la red de gas natural. Una de ellas produce biometano desde 2009 a partir de la gestión de la fracción orgánica de los residuos sólidos de Madrid y la segunda a partir de la digestión anaerobia de lodos de depuradora. La producción actual nacional de biometano es de 97 GWh de acuerdo con el Reporte Estadístico 2020 de la Asociación Europea del Biogás [49]. Esta es una cantidad de biometano muy inferior en comparación a la cantidad de gas natural que utilizó el sector español de baldosas cerámicas en el mismo periodo ~14 TWh (14.000 GWh) (Tabla 1).

Proyección de la producción de biometano en Europa 2030-2050

Esta cuantificación toma en cuenta que la disponibilidad de biometano en España depende de la red de gas natural europea que permitiría garantizar un uso de gas natural renovable (biometano) en el sector español de baldosas cerámicas. La Figura 7 muestra las proyecciones de la producción de biometano y el consumo de gas natural para los diferentes periodos considerados en este informe. Los valores de la producción de biometano se derivan del Reporte Estadístico 2020 de la Asociación Europea del Biogás [49].

La producción de biometano se compara con el consumo de gas natural en el mismo periodo. La información se ha obtenido del informe “The sustainable credentials of gas” [50]. El informe citado presenta cuatro posibles escenarios de consumo de gas natural en Europa. La existencia de diferentes escenarios en las próximas décadas radica en que el consumo de gas natural dependerá en gran medida de su sustitución gradual por otras fuentes de energía como las analizadas en el presente informe: biometano, hidrógeno o electrificación.

Los datos de la proyección del consumo de gas natural mostrados en la Figura 7 se extraen del escenario que plantea que las reservas de este gas serán suficientes como para mantener un consumo similar al de décadas previas.

El principal mensaje de la Figura 7 es que las proyecciones de producción de biometano en los cuatro periodos considerados son inferiores a la demanda de gas natural esperada. En 2020, el biometano sólo logró cubrir un 3,7% del consumo de gas natural en Europa. Para el resto de los periodos considerados, el porcentaje de biometano que se espera producir sigue siendo inferior que la demanda de gas natural. Es 2040 cuando, según las fuentes consultadas, se espera que la cantidad de biometano producida en comparación a la demanda de gas natural sea superior al 30%.

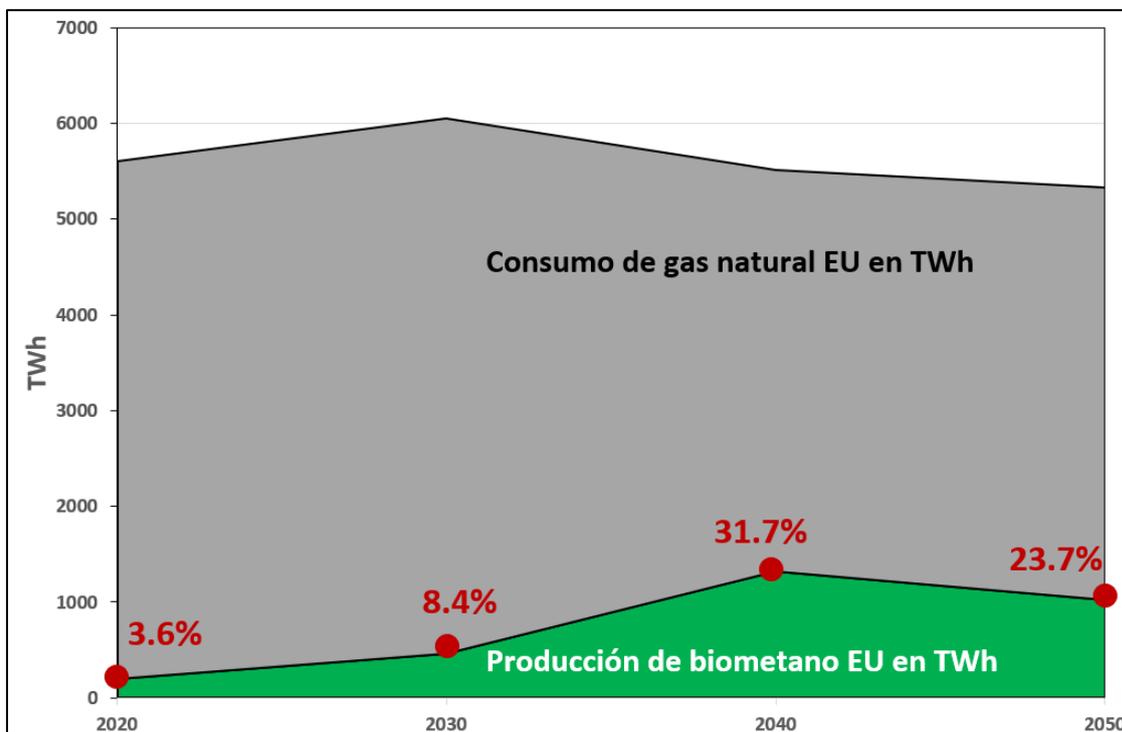


Figura 7: Proyección en el consumo de gas natural y la producción de biometano en Europa. Fuente gas natural: [50]. Fuente biometano: Reporte Estadístico 2020 de la Asociación Europea del Biogás [49] (en TWh, eje Y izquierdo). Los círculos rojos corresponden a la comparación de la producción de biometano con respecto al consumo de gas natural (eje Y derecho)

A partir de la información disponible sobre la previsión del consumo de gas natural a 2030 por parte del sector español de baldosas cerámicas, la previsión de los costes de derechos de emisión de CO₂ y la estimación de la previsión de los costes del gas natural, así como los del biometano se ha obtenido la Figura 8. Dicha figura compara los costes del consumo de gas natural y los costes de derechos de emisión de CO₂ frente a los costes de sustituirlos por el uso de biometano. Como se mencionó previamente, el biometano tiene una huella de carbono neutra. Por lo tanto, en los costes del biometano no se incluyen costes asociados a derechos de emisión de CO₂.

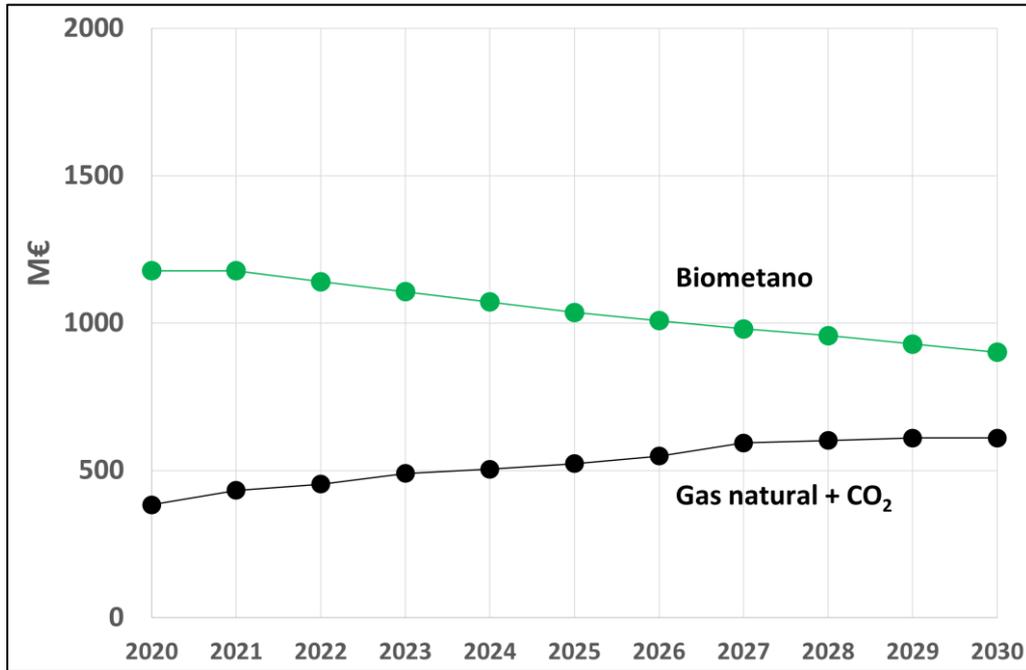


Figura 8: Comparación anual de los costes del consumo de gas natural y los costes de derechos de emisión de CO₂ frente a los costes de sustituirlos por el uso de biometano. Gráfico con datos extraídos de las siguientes fuentes: [51, 52]. Los costes del biometano sólo incluyen los costes de la materia prima y de la tecnología. Por lo tanto, excluyen la estimación de los costes de comercialización y transporte

Tanto los costes del gas natural como del biometano se obtuvieron de las fuentes que se muestran en la Figura que se presenta a continuación:

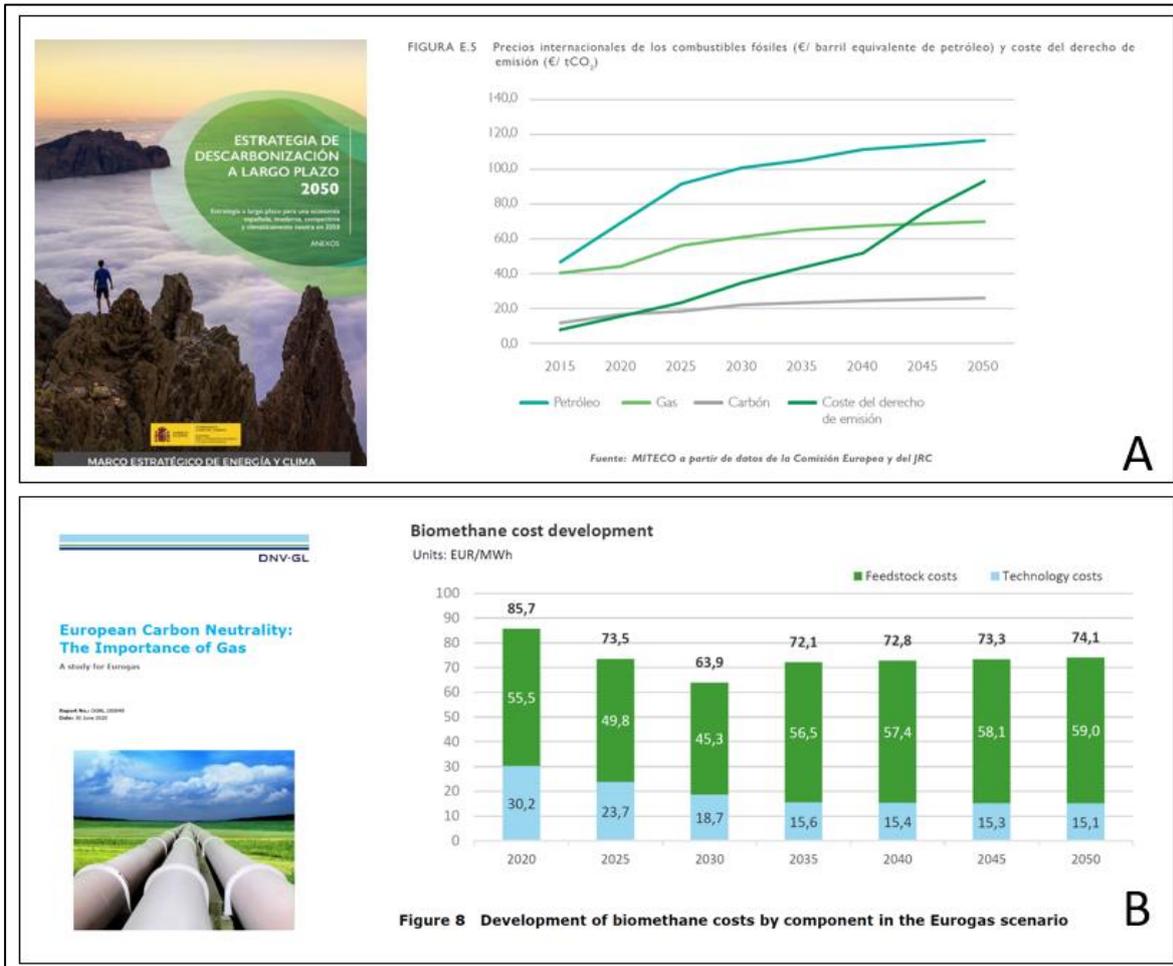


Figura 9: Fuentes originales de donde se extraen los costes del gas natural (A) y los costes del biometano (B) [51, 52]. Los costes del biometano sólo incluyen los costes de la materia prima y de la tecnología como se indica en el gráfico original. Por lo tanto, excluyen la estimación de los costes de comercialización y transporte

Viabilidad actual

Ni la disponibilidad ni los costes del biometano permitirían al sector español de baldosas cerámicas descarbonizar sus procesos manteniendo su producción actual. Como se ha mencionado previamente en el presente informe, el biometano debido a su pureza podría sustituir al gas natural sin necesidad de modificar los procesos del sector.

Las necesidades energéticas del sector se satisfacen con aproximadamente un 90% de gas natural proveniente de fuentes fósiles, lo cual corresponde a ~14,1 TWh (Tabla 1). En 2020 se había reportado una producción aproximada de biometano tan solo de 193 TWh (18 bcm) a nivel europeo (Figura 7). En el mismo año, en España se reportó una producción de biometano que no superó los 0,1 TWh. Por su parte, cuando se analiza la cantidad de gas natural consumido en Europa es posible percatarse la muy superior demanda de este gas en comparación a la producción de biometano. Esto indica que la producción de biometano sería capaz de cubrir sólo un 3,7% del consumo de gas natural a nivel europeo analizando el mismo periodo. Por su parte, en España la demanda de gas

	Nº Oferta:	OFE-04207-V5K5T0	Versión:	1.0
	Proyecto:	Informe de tecnologías de descarbonización	Autor:	CIRCE
	Cliente:	ASCER	Fecha:	8/11/21

natural en 2020 fue de 360 TWh [53]. Por lo tanto, la producción a nivel europeo de biometano podría haber cubierto un 53,6% de la demanda de gas natural reportada en España.

Cabe también mencionar que el uso del biometano está además altamente condicionado por el precio de éste en comparación al del gas natural. Es difícil definir un precio consensuado entre las entidades productoras de biometano debido a que su producción depende en gran medida del coste de la materia prima, recolección, pretratamiento, transporte, entre otros factores como la purificación del biogás para la obtención del biometano y la tecnología empleada. Actualmente, el biometano (83,5 €/MWh) triplica el precio del gas natural (26,5 €/MWh). Esto se refleja en la misma proporción en los costes del biometano frente a los del gas natural + los costes de los derechos de emisión de CO₂ en la Figura 8.

Con esta información es posible concluir que actualmente, aunque el biometano es la alternativa más adecuada desde el punto de vista técnico para sustituir el uso del gas natural en el sector, su disponibilidad (muy inferior a la demanda del sector) y su coste, lo hacen económicamente inviable.

Viabilidad 2030

La disponibilidad de biometano en Europa para 2030 se espera que supere los 400 TWh (>40 bcm). Para 2030 en España se desconoce la información. Sin una Ruta del Biometano no es posible determinar la disponibilidad nacional en 2030. A nivel europeo se ha estimado la disponibilidad de este gas renovable. Los precios internacionales del biometano (64 €/KWh), se espera estén aún por encima de aquellos que se han estimado para el gas natural (35,3 €/KWh). Adicionalmente, el coste de derechos de emisión de CO₂ va a incrementar en las próximas décadas. De 2020 a 2030 habrá evolucionado de 24,8 a 86,4 €/tCO₂ emitido (Tabla 1), con consecuencias directas en la producción del sector español de baldosas cerámicas.

Si se analiza la Figura 8, donde se presenta de 2020 a 2030 la comparación de los costes del biometano frente a los del gas natural más los costes de emisión CO₂, es posible ver que la tendencia de ambas rectas es a cruzarse en un punto posterior a 2030. Sin embargo, en 2030 aún es posible ver que el uso del biometano en el sector español de baldosas cerámicas sería hasta un 32,5% más costoso que la alternativa actual considerando el coste del uso del gas natural sumado a los derechos de emisión de CO₂ asignados.

De acuerdo al análisis para 2030 con la información de las fuentes consultadas de disponibilidad y costes de biometano frente a los costes del gas natural es aún inviable desde un punto de vista económico para el sector español de baldosas cerámicas sustituir el uso del gas natural por biometano en sus procesos.

Viabilidad 2040

En aras de la exhaustividad la Figura 10 presenta la extensión del análisis de la comparación de los costes del biometano frente a los costes del gas natural más los costes de los derechos de emisión de CO₂ para 2040 y 2050.

A partir de 2030 la información con respecto al consumo de gas natural por parte del sector español de baldosas cerámicas no está disponible. Sin embargo, para llevar a cabo un análisis económico para los periodos 2040 y 2050 podría suponerse un consumo similar al visto hasta 2030: 14 TWh.

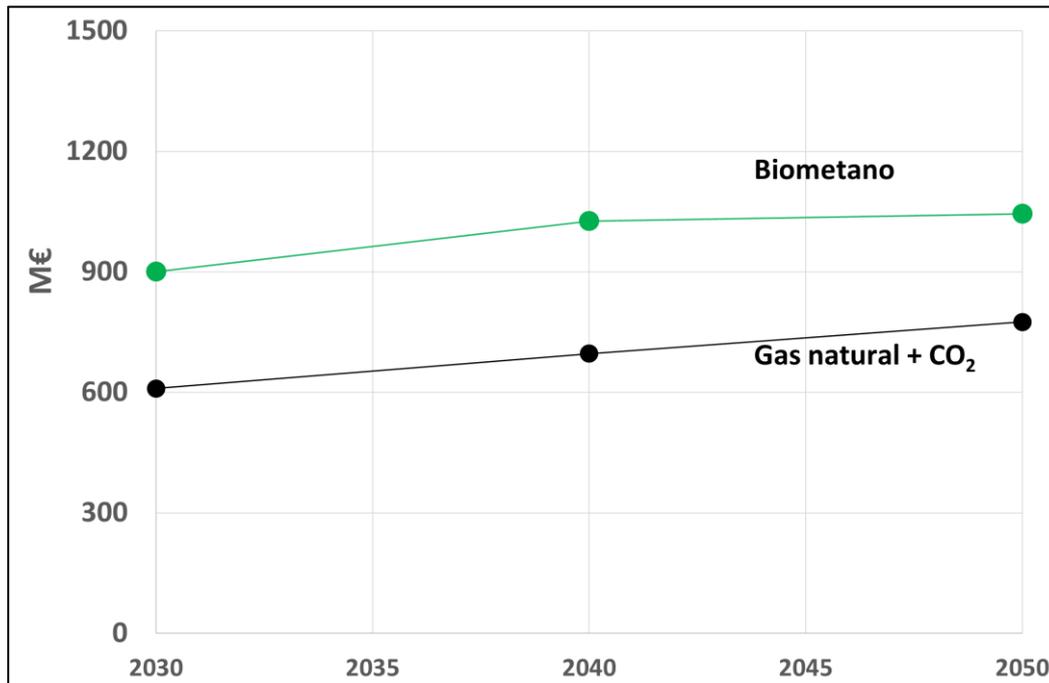


Figura 10: Comparación para 2030, 2040 y 2050 de los costes del consumo de gas natural y los costes de derechos de emisión de CO₂ frente a los costes de sustituirlos por el uso de biometano. Gráfico con datos extraídos de las siguientes fuentes: [51, 52]. Los costes del biometano sólo incluyen los costes de la materia prima y de la tecnología. Por lo tanto, excluyen la estimación de los costes de comercialización y transporte

De acuerdo con el Reporte Estadístico de la Asociación Europea del Biogás la disponibilidad de biometano en Europa para 2040 se ha estimado superará los 1000 TWh. La cantidad de biometano disponible para 2040 a nivel europeo podría en principio tener implicaciones relevantes para las industrias intensivas en energía como aquellas pertenecientes al sector español de baldosas cerámicas. Sin embargo, la Figura 7 indica que la cantidad de biometano representará tan sólo el 31,7% del total de la demanda esperada del gas natural a nivel europeo.

Independientemente de la localización de su producción, el biometano se espera se distribuya a través de la red de gas natural europea. Las garantías de origen de los gases renovables podrían potenciar la utilización del biometano por parte del sector español de baldosas cerámicas.

Según las fuentes consultadas, el precio del biometano (72,8 €/MWh) será aún superior al del gas natural (39,4 €/MWh) en 2040. Por su parte, la comparación mostrada en Figura 10 indica que los costes del biometano son aún 67,7% superiores frente a los del gas natural sumado a los derechos de emisión de CO₂ asignados.

De acuerdo con las fuentes consultadas y al análisis realizado, en 2040 tampoco es viable económicamente para el sector español de baldosas cerámicas implementar el uso del biometano en sus procesos.

Viabilidad 2050

Así como en 2040, la disponibilidad de biometano en Europa para 2050 se ha estimado que superará también los 1.000 TWh. De acuerdo con las fuentes consultadas, para 2050 no se tiene certeza sobre si la producción de Biometano incrementará con respecto a la década anterior. Su producción dependerá en gran parte de la disponibilidad de materia prima a partir de la cual producir biogás. En comparación con la demanda de gas natural Figura 7, la producción de biometano representará alrededor de un 23,7%.

En 2050 los costes del biometano son aún 74,2% superiores frente a los del gas natural sumado a los derechos de emisión de CO₂ asignados.

Para este periodo de análisis, el uso de biometano sigue sin ser viable desde un punto de vista económico.

H₂ verde

El hidrógeno verde se perfila como uno de los vectores energéticos clave para la descarbonización de la industria. El desarrollo del hidrógeno verde no es solo importante para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones sino para preservar y mejorar la competitividad económica e industrial de la Unión Europea. Actualmente el mercado del hidrógeno es muy limitado [54], pero el año 2020 ha sido clave en el desarrollo de la estrategia de hidrógeno, tanto desde Europa, con la aprobación de la Estrategia Europea del Hidrógeno [55], como por parte de diferentes países, entre los que se encuentra España, que ha lanzado la Hoja de Ruta del Hidrógeno [56].

En este contexto, la viabilidad tecno-económica de reemplazar el gas natural por hidrógeno verde como combustible en el sector español de baldosas cerámicas para los horizontes temporales 2025-2026, 2030 y 2050, va a venir marcado en gran parte por aspectos relacionados con el mercado de hidrógeno, tanto en lo que se refiere a disponibilidad de éste como a su precio, para el cual se espera una evolución descendente a lo largo de los próximos años. En el aspecto de viabilidad puramente económica, será también clave la evolución comparativa del precio del gas natural y de los derechos de emisión de CO₂ con respecto al precio del hidrógeno, dado que todas las previsiones apuntan hacia un progresivo aumento de los costes asociados al gas natural [54] [51], de modo que a largo plazo es previsible que el hidrógeno renovable presente un coste menor. Por otro lado, el despliegue tecnológico de quemadores y equipos (e.g. hornos) nuevos o adaptados para la operación con hidrógeno será clave desde un punto de vista de viabilidad técnica en lo que se refiere a la implementación del hidrógeno como vector energético del sector español de baldosas cerámicas.

Situación actual del mercado del hidrógeno verde

Actualmente el consumo de hidrógeno en España se sitúa en torno a las 500.000 Tm/año (en energía, unos 20 TWh/año), siendo mayoritariamente hidrógeno gris utilizado como materia prima en refinerías y en fabricantes de productos químicos [56]. En la mayor parte de los casos la producción de hidrógeno se realiza directamente en la propia planta de consumo a través de instalaciones de reformado con vapor de gas natural [56]. En lo que se refiere a hidrógeno renovable, se prevé que la primera planta de hidrógeno verde de España no entre en operación

	Nº Oferta:	OFE-04207-V5K5T0	Versión:	1.0
	Proyecto:	Informe de tecnologías de descarbonización	Autor:	CIRCE
	Cliente:	ASCER	Fecha:	8/11/21

hasta finales de 2022, con un objetivo de producción de 1.500 Tm/año (unos 59 GWh) provenientes de fuentes 100% renovables [57].

Desde el punto de vista de la red de gas natural, de acuerdo con un estudio llevado a cabo por los operadores de las redes de distribución de gas en Francia, las redes actuales de gas natural estarían preparadas para transportar un máximo de un 6% de hidrógeno (en volumen) mezclado con metano [54].

En consecuencia, el hidrógeno verde se perfila actualmente como una tecnología pendiente de desarrollo, dado que no existe un despliegue de su producción a nivel comercial y las redes de distribución de gas natural se encuentran actualmente muy limitadas para su transporte hasta los diferentes puntos de consumo.

Visión para 2025-2026, 2030 y 2050 del mercado del hidrógeno verde

La Estrategia Europea del Hidrógeno Verde [55] establece tres horizontes temporales clave para el despliegue gradual del hidrógeno verde a nivel europeo:

- Primera fase (2020-2024), centrada en descarbonizar la producción de hidrógeno existente, con la instalación de al menos 6 GW de electrolizadores y la producción de hasta 1.000 kTm/año de hidrógeno renovable (unos 39.400 GWh/año en energía).
- Segunda fase (2025-2030), en la que el hidrógeno renovable comenzará a desempeñar un papel en el equilibrio y en la flexibilización del sistema eléctrico, con la instalación de al menos 40 GW de electrolizadores y una producción de hasta 10.000 kTm/año de hidrógeno verde (unos 394.000 GWh anuales).
- Tercera fase (2030-2050), en la que se espera que las tecnologías de hidrógeno renovable adquieran su madurez y queden desplegadas a gran escala.

En consonancia con los objetivos europeos, en la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde [56] se establecen unos hitos concretos a nivel de España, entre los que destacan:

- La instalación de al menos 4 GW de electrolizadores para 2030, y un objetivo parcial de entre 300 y 600 MW para 2024.
- Una contribución mínima del hidrógeno renovable del 25% respecto del total de hidrógeno consumido en 2030 en todas las industrias consumidoras.

En lo que se refiere a la distribución, el hidrógeno puede transportarse utilizando la red de gas natural actual, por lo que la transformación de la infraestructura de transporte de gas se perfila como un elemento clave para la transición hacia la economía del hidrógeno. Hasta 2035, el transporte de hidrógeno mezclado con gas natural permitirá el despliegue del hidrógeno sin necesidad de disponer de una infraestructura específica para el transporte del hidrógeno, si bien entre 2035 y 2050 se prevé la conversión a gran escala de la infraestructura de gas para el transporte de hidrógeno [54].

En línea con el estudio desarrollado por los operadores de las redes de distribución de gas natural en Francia [54], con un mayor conocimiento y experiencia práctica, así como adaptaciones llevadas a cabo en la red de transporte, el porcentaje de mezcla de hidrógeno con gas natural podrá alcanzar

un 10% en el periodo 2021-2035, finalmente alcanzando un valor de hasta el 20% en volumen como límite superior en lo que se refiere al transporte de mezclas durante las primeras fases de la estrategia de despliegue del hidrógeno.

Finalmente, tal y como se ha mencionado anteriormente, el factor precio será determinante de cara a la implementación del hidrógeno verde como vector energético en el sector industrial. A medida que se produzca su despliegue a gran escala, se prevé una evolución descendente de su precio, acompañado de un incremento de los precios del gas natural y de los derechos de emisión de CO₂. Según el último informe del sector de BloombergNEF [58], los costes del hidrógeno verde caerán un 85% respecto a sus valores actuales y será más barato que el gas natural en la mayoría de los mercados en 2050.

Viabilidad para 2025-2026

Si bien no existe un objetivo específico de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para 2025-2026, los diferentes acuerdos y hojas de ruta vienen estableciendo una serie de objetivos parciales para la progresiva reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. En particular, en lo que se refiere a Europa, la Comisión Europea para cumplir con el Acuerdo de París establece un objetivo de reducción del 20% en 2020 y del 40% en 2030 (respecto a 1990). Posteriormente, dichos objetivos se hacen más ambiciosos en el Pacto Verde de la UE, estableciendo una reducción del 55% para 2030 y la neutralidad para 2050. En este sentido, y de cara a la consecución con éxito de los hitos marcados, para analizar la viabilidad para 2025-2026 se ha considerado que para entonces se debería alcanzar una reducción promedio del orden del 35% en cuanto a dichas emisiones.

Bajo esta premisa, para alcanzar dicho objetivo de reducción en el sector español de baldosas cerámicas, sería necesario llevar a cabo una sustitución parcial de gas natural por hidrógeno en un 21% en energía, lo cual equivaldría a utilizar como combustible una mezcla (en volumen) 68% H₂, 32% gas natural y supondría una demanda anual de hidrógeno de unos 2.950 GWh (75 kTm H₂) para cubrir las necesidades del sector.

Los datos anteriores contrastan sin embargo con las previsiones realizadas en diferentes fuentes acerca de la disponibilidad de hidrógeno verde en este marco temporal, lo cual demuestra que no es factible alcanzar dichos porcentajes de penetración de hidrógeno en el sector español de baldosas cerámicas para 2025-2026. Por un lado, desde el Ministerio de Transición Ecológica [56] se prevé una potencia instalada de electrolizadores de unos 300-600 MW para 2025-2026, lo que situaría la capacidad de producción a nivel español en valores todavía muy bajos, entre 75 y 150 kTm/año de hidrógeno (en energía, unos 2.950-5.900 GWh/año), y, por tanto, insuficientes para cubrir el global de demanda potencial de hidrógeno de los distintos sectores industriales y transporte. Por otro lado, en lo que se refiere a distribución, hasta 2035 no se prevé que se acometa una adaptación profunda de las redes de gas natural para el transporte de mezclas con alto porcentaje de hidrógeno (o hidrógeno puro), por lo que para 2025-2026 no sería viable distribuir mezclas con un porcentaje de hidrógeno superior al 20% [54].

demás de las limitaciones asociadas a la capacidad de producción y disponibilidad de hidrógeno en las redes de distribución mencionadas anteriormente, según las previsiones de evolución de precios el hidrógeno todavía no será competitivo frente al gas natural para el horizonte temporal 2025-2026. Según las previsiones del Ministerio de Transición Ecológica (Figura 9) y de varios analistas (Tabla 1), se prevé un incremento en el precio del gas natural y de los derechos de emisión de CO₂ desde los 26,5 €/MWh y 24 €/Tm CO₂ actuales hasta los 32,3 €/MWh y 58 €/Tm CO₂, respectivamente. Sin embargo, el descenso previsto en cuanto al precio del hidrógeno verde será todavía limitado, por lo que aunque no existiera la limitación de disponibilidad, su uso todavía no sería rentable desde un punto de vista económico. Para el cumplimiento de un objetivo de reducción de emisiones del 35% mediante la sustitución parcial de hidrógeno por gas natural, se prevé que el coste de uso en el sector de hidrógeno se sitúe alrededor de los 48 €/MWh, frente a los ~37 €/MWh en el caso de continuar usando gas natural. En la siguiente figura se muestra lo que supondría a nivel de costes globales asociados al combustible para el sector de las baldosas cerámicas en España. Esta estimación de costes se ha realizado calculando la necesidad de hidrógeno requerida para disminuir las emisiones de CO₂ según los objetivos marcados.

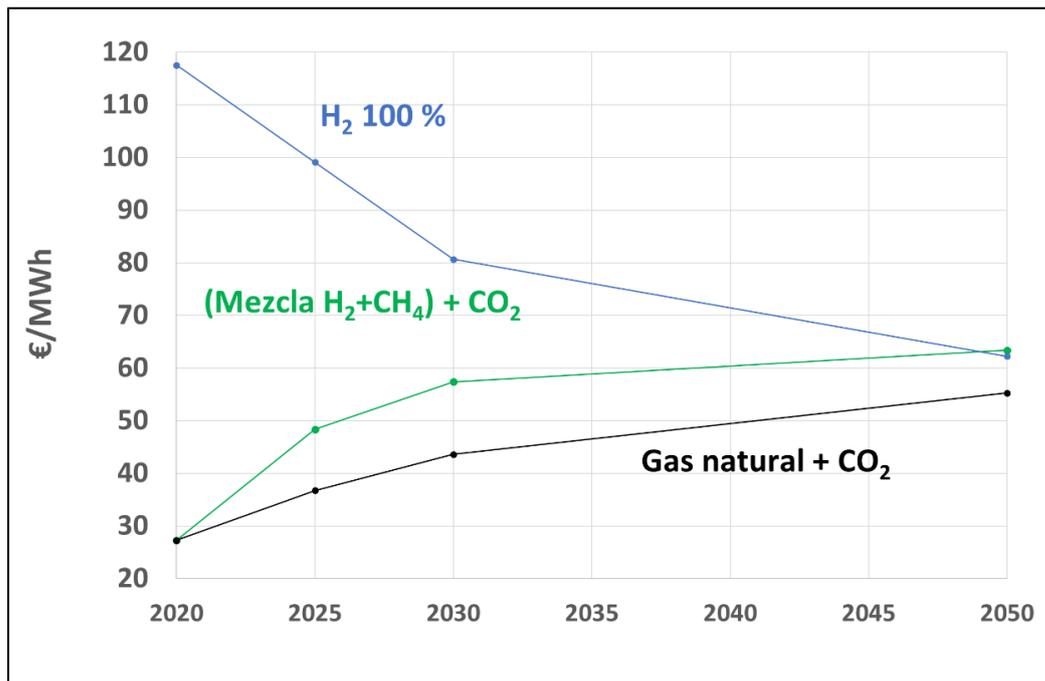


Figura 11: Comparación para 2025, 2030 y 2050 de los costes del consumo de gas natural y los costes de derechos de emisión de CO₂ frente a los costes de llevar a cabo una sustitución parcial de gas natural por hidrógeno verde para el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones marcados en los diferentes horizontes temporales (35% para 2025-2026, 55% para 2030 y total para 2050)

Viabilidad para 2030

El objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para 2030 se establece, según el Pacto Verde de la UE, en un 55% respecto a los valores del año 1990. Teniendo en cuenta los consumos energéticos y emisiones actuales del sector, ello implica que sería necesario llevar a cabo una sustitución parcial de gas natural por hidrógeno del 48% en energía. Esto equivaldría a

alimentar un combustible con una composición volumétrica al 88% de hidrógeno e implicaría una demanda anual por parte del sector español de baldosas cerámicas de unas 6.760 GWh (172 kTm) de hidrógeno.

Al igual que en el análisis de viabilidad para 2025, se observa que nuevamente estas estimaciones en cuanto a la demanda de hidrógeno necesaria para alcanzar el objetivo de descarbonización parcial planteado para 2030 en el sector español de baldosas cerámicas contrastan con la previsión de hidrógeno verde disponible en dicho horizonte temporal.

Si bien según las previsiones marcadas en la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde [56], se establece que la potencia instalada de electrolizadores se eleve hasta los 4 GW en España en 2030, la capacidad de producción anual se situaría alrededor de unas 1.000 kTm de hidrógeno verde (unos 39 TWh/año), y por tanto sería todavía muy limitada para la cobertura de la potencial demanda que se generará en el conjunto del sector de transporte e industrial. Además, tal y como se ha mencionado anteriormente, no es hasta el periodo 2035-2050 cuando se espera que se produzca el despliegue de una red de transporte completamente preparada para el hidrógeno, por lo que no sería viable disponer de suministro de una mezcla al 88% de hidrógeno.

En conclusión, se obtiene que para el escenario 2030 no es posible alcanzar una reducción del 55% de emisiones en el sector español de baldosas cerámicas mediante la introducción de hidrógeno verde como combustible. Esto se debe, en esencia, a que según las previsiones en ese momento todavía no se dispondrá de una producción a gran escala de hidrógeno renovable, ni la red de transporte estará completamente adaptada para su transporte hasta los puntos de consumo. Además, según las previsiones de precios, si bien al igual que para el horizonte temporal 2025-2026, se prevé un incremento en el precio del gas natural y de los derechos de emisión hasta los ~35,3 €/MWh y los ~86 €/Tm CO₂, considerando un descenso lineal desde 2020 hasta 2050 en los precios de hidrógeno verde previstos por KPMG [59], el hidrógeno todavía no sería competitivo desde un punto de vista económico para el sector (Figura 11).

Viabilidad para 2050

Es en el periodo 2035-2050 en el que se prevé el despliegue a gran escala del hidrógeno verde, mediante una profunda conversión de la infraestructura de gas natural, así como una adaptación del usuario final para modificar o reemplazar sus equipos y procesos para la operación con hidrógeno. Las predicciones en cuanto a la contribución del hidrógeno en la demanda de energía final a nivel de la UE se sitúan en el rango del 13% al 24% [54].

Si bien no existe una previsión concreta de la capacidad de producción que se prevé alcanzar en el periodo 2035 a 2050, todo parece apuntar a que aparentemente la disponibilidad de hidrógeno no será un factor limitante de cara a su introducción en el sector español de baldosas cerámicas.

En este marco temporal, sin embargo, la evolución de los precios de hidrógeno verde frente al gas natural y los derechos de emisión de CO₂ va a ser clave para que la tecnología de hidrógeno verde sea el instrumento adecuado para alcanzar los objetivos de descarbonización del sector español de baldosas cerámicas a la par que garantizar su competitividad.

Si bien existe disparidad según la fuente consultada en cuanto a la previsión de precios del hidrógeno verde, según un reciente artículo [59] los precios del hidrógeno verde podrían descender

desde los 70-120 €/MWh de costes existentes en 2018 hasta los 27-970 €/MWh en 2050. El gas natural, por su parte, podría alcanzar los 42 €/MWh hacia 2050 [51], con unos costes asociados a las emisiones de CO₂ cada vez mayores debido a la previsible cada vez menor cuota de derechos asignados al sector y al creciente precio del derecho de emisión, que podría alcanzar los 67,20 €/Tm CO₂ en 2050, según datos estimados por varios analistas (ver Tabla 1). En este sentido, todo parece apuntar a que, a largo plazo, en lo que se refiere a costes asociados al combustible, el uso de hidrógeno verde será más rentable que el gas natural. Considerando un precio medio alrededor de los 62 €/MWh para 2050, los costes asociados al uso de hidrógeno en el sector serían todavía superiores a los de continuar usando gas natural (Figura 11), por lo que en definitiva a nivel económico la evolución de su precio será clave para hacer su uso viable.

Desde un punto de vista de los objetivos de reducción de emisiones marcados por el Pacto Verde de la UE, donde se plantea el escenario de neutralidad para el horizonte 2050, el hidrógeno verde se plantea como una posible vía de descarbonización, si bien requeriría de la implementación de medidas adicionales para mitigar las emisiones no derivadas de la combustión, es decir, las asociadas al proceso, que son inevitables y suponen aproximadamente un 9% de las emisiones globales.

En conclusión, para el escenario 2050 las previsiones parecen indicar que existirá una infraestructura y un mercado del hidrógeno propicio para su implementación como vector energético para la descarbonización del sector español de baldosas cerámicas, si bien no será posible alcanzar una descarbonización total si no viene acompañado de otras medidas para compensar las emisiones derivadas del proceso y hacer viable su uso desde un punto de vista económico.

Electrificación de procesos

La electrificación de los procesos de mayor consumo energético térmico y que por tanto emiten mayor cantidad de emisiones, como son el atomizado, el secado y la cocción, supondrá un incremento en la demanda de electricidad (12-18% para atomización, 954% para secado y 4.927% para cocción), tal y como se desprende de la identificación de tecnologías existentes que pueden descarbonizar dichos procesos. A continuación, se detallan las características de la demanda de electricidad desde un punto de vista de la viabilidad tecno-económica, considerando una producción anual de 9,7 millones de toneladas de producto cerámico en 2020, dato extraído del sector de baldosas cerámicas:

Tabla 4 Demanda de electricidad

Etapas	Consumo eléctrico actual (2020)	Consumo eléctrico tras electrificación completa	Incremento consumo eléctrico
Atomización	71 GWh	81 GWh	12-18%
Secado	109 GWh	1.036 GWh	954%
Cocción	201 GWh	9.893 GWh	4.927%
TOTAL	380 GWh	11.011 GWh	2.895%

La caracterización del mercado eléctrico español en el presente estudio se analiza desde dos vertientes para los años 2025 y 2030, a partir de los datos proporcionados por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, desarrollado por el Ministerio de para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Posteriormente a esos años, no existen estimaciones o previsiones de dichos organismos. Se detallan a continuación:

- el mix energético, para valorar la procedencia de la generación de la energía eléctrica y
- la previsión de energía eléctrica generada, y la capacidad de las redes eléctricas para abastecer el incremento de demanda por parte del sector español de baldosas cerámicas.

Generación de energía eléctrica

El escenario objetivo propuesto por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) supone un incremento considerable de la capacidad de generación renovable en comparación con la situación actual. [60]

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020*	2025*	2030*
Eólica (terrestre y marítima)	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
Total	107.173	111.829	133.802	160.837

*Los datos de 2020, 2025 y 2030 son estimaciones del Escenario Objetivo del PNIEC.

Figura 12. Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica (MW) según escenario objetivo [61]

En el escenario objetivo, la potencia total instalada se incrementa hasta los 161 GW en el año 2030, lo que supone un incremento de un 44% durante dicho periodo (49 GW), frente a las 112 GW en 2020, y los 134 GW generados previsiblemente en 2025. Los principales incrementos provienen de las tecnologías eólica (terrestre y marina) y solar fotovoltaica, con aproximadamente 22 GW y 30 GW respectivamente. Si en 2020, España solo tiene unos 9 GW de fotovoltaica, se pretende alcanzar 40 GW en 2030, a una media de 3,1 GW nuevos cada año. También señala que para 2030, España ya no contará con carbón ni con la mitad de los reactores nucleares actuales.

En incremento de 49 GW (44%) del parque de generación eléctrico español respecto al actual, deberán sustentar los procesos de descarbonización en el global de la industria española, y el

suministro requerido al vehículo eléctrico. Hay que especificar, que no existen previsiones posteriores al año 2030 realizado por las administraciones públicas españolas.

Al mismo tiempo, de acuerdo con PNIEC, la penetración de potencia renovable en el sistema eléctrico de generación irá acompañada de las siguientes acciones:

- Promoción de las infraestructuras de red necesarias.
- Maximización del uso de la capacidad de acceso disponible mediante procedimientos de asignación de potencia eficientes.
- Simplificación en la tramitación administrativa y medioambiental de las autorizaciones de las instalaciones, para que dicha tramitación no se convierta en un freno en la construcción de las instalaciones de generación y de las infraestructuras necesarias para su puesta en marcha, especialmente en el caso de las repotenciaciones.
- Revisión del funcionamiento del mercado eléctrico, en caso de considerarse necesario, como mecanismo para favorecer el máximo aprovechamiento del potencial de generación renovable del país.

Una vez expuesto el parque de generación, se muestran a continuación los resultados relativos a la generación eléctrica:

Generación eléctrica bruta del Escenario Objetivo* (GWh)				
Años	2015	2020	2025	2030
Eólica (terrestre y marina)	49.325	60.670	92.926	119.520
Solar fotovoltaica	8.302	16.304	39.055	70.491
Solar termoeléctrica	5.557	5.608	14.322	23.170
Hidráulica	28.140	28.288	28.323	28.351
Almacenamiento	3.228	4.594	5.888	11.960
Biogás		813	1.009	1.204
Geotermia	743	0	94	188
Energías del mar		0	57	113
Carbón	52.281	33.160	7.777	0
Ciclo combinado	28.187	29.291	23.284	32.725
Cogeneración carbón	395	78	0	0
Cogeneración gas	24.311	22.382	17.408	14.197
Cogeneración productos petrolíferos	3.458	2.463	1.767	982
Otros	216	2.563	1.872	1.769
Fuel/Gas	13.783	10.141	7.606	5.071
Cogeneración renovable	1.127	988	1.058	1.126
Biomasa	3.126	4.757	6.165	10.031
Cogeneración con residuos	192	160	122	84
Residuos sólidos urbanos	1.344	918	799	355
Nuclear	57.196	58.039	58.039	24.952
Total	280.911	281.219	307.570	346.290

Figura 13. Generación eléctrica bruta del escenario objetivo, PNIEC (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019)

Balance eléctrico del Escenario Objetivo (GWh)				
Años	2015	2020	2025	2030
Generación eléctrica bruta	281.021	281.219	307.570	346.290
Consumos en generación	-11.270	-10.528	-10.172	-10.233
Generación eléctrica neta	269.751	270.690	297.398	336.056
Consumos en bombeo y baterías	-4.520	-6.381	-7.993	-15.262
Exportación	-15.089	-9.251	-26.620	-48.325
Importación	14.956	18.111	12.638	8.225
Demanda en barras de central	265.098	273.170	275.424	280.694
Consumos en sector transformación de la energía	-6.501	-7.552	-6.725	-6.604
Pérdidas en transporte y distribución	-26.509	-25.161	-25.022	-24.868
Demanda eléctrica final de sectores no energéticos	232.088	240.457	243.677	249.222

Figura 14. Balance eléctrico del escenario objetivo, PNIEC (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019)

Principales conclusiones referidas al Escenario Objetivo:

- La demanda eléctrica final asciende desde los 240,5 TWh en 2020 hasta los 249,2 TWh en 2030, un alza del 4%.
- El saldo neto en fronteras resulta claramente exportador en 2030, alcanzando los 40 TWh. Este saldo está impulsado por la alta penetración de potencia renovable en el sistema.
- El porcentaje de generación renovable en el sector eléctrico experimenta un incremento de 32 puntos porcentuales en este periodo, pasando del 42% en 2020 al 74% en el año 2030.

De acuerdo con datos de desarrollos de tecnologías electrificadas alternativas a las actuales tecnologías térmicas, la electrificación completa del sector de baldosas cerámicas supone un aumento mínimo del 814% del consumo de energía eléctrica actual del sector, pasando de un consumo anual de 1.489 GWh en el año 2020 a 12.119 GWh en un horizonte descarbonizado completamente.

Es decir, la electrificación propuesta requiere destinar 10.630 GWh únicamente para el sector de baldosas cerámicas, que siendo comparado con el aumento de la generación eléctrica en el sistema español que se incrementará en 8.800 GWh entre 2020 y 2030, supone destinar el 121% de todo ese incremento específicamente para este único sector, existiendo por tanto un déficit de generación eléctrica respecto de las estimaciones ya realizadas.

Respecto a los costes de la electricidad, según las simulaciones realizadas por REE el cambio en el mix eléctrico contemplado en el PNIEC 2021-2030, reduce el coste medio marginal de generación en un 31% en el año 2030, respecto al previsto en el escenario tendencial. Por lo tanto, no se prevé un escenario de aumento del coste respecto a la actualidad, ya que el objetivo es reemplazar energía generada a partir de combustibles fósiles por fuentes renovables, cuyo coste es menor.

No obstante, atendiendo a datos históricos, el precio de la electricidad medio en 2019 ha sido de 47,71 €/MWh, un 16,8% menor que en 2018, un 20,2% mayor que el de 2016 y similar a la media de los 7 años anteriores comprendidos entre 2012-2018.

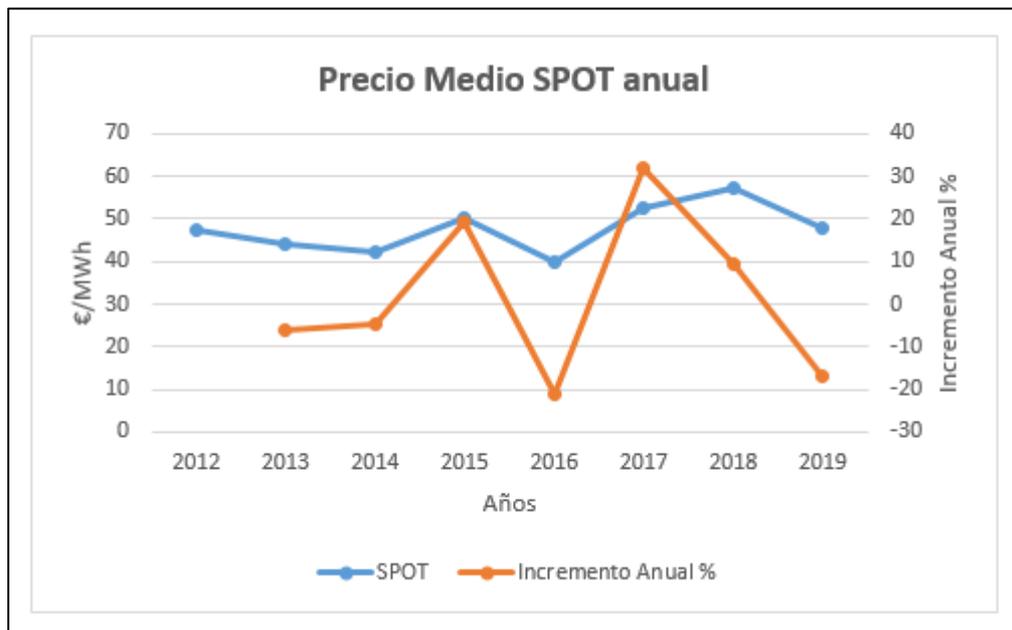


Figura 15. Precio Medio SPOT Anual [62]

A lo largo de 2019, el precio de la energía eléctrica ha disminuido considerablemente respecto 2018, aunque no se ha llegado a los precios de 2016. La demanda de energía no emisora de CO₂ ha disminuido respecto a 2018, gracias a las condiciones climáticas y al gran uso de energía hidráulica, eólica y del gas en el último trimestre de 2019, siendo uno de los factores influyentes en la disminución del precio. Por otra parte, el porcentaje de energías renovables utilizado a lo largo de 2019 ha sido similar al de 2018, aun así, la generación de carbón ha disminuido considerablemente y el precio del barril Brent se ha mantenido estable a lo largo del año, llegando a valores anuales inferiores a los del 2018.

Las previsiones para los próximos años son más prometedoras, ya que los precios seguirán manteniéndose bajos, pudiendo llegar a bajar o subir, pero no considerablemente.

Según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), en el 2030 el 70% de la producción eléctrica deberá ser de origen renovable. Cada vez hay más interesados en este tipo de energía y según datos de Red Eléctrica de España, más de 100 GW de nuevas instalaciones renovables ya tienen permiso para conectarse al sistema eléctrico, casi tanta como la potencia instalada total actualmente entre todas las tecnologías. Del total, 76,7 GW pertenecen a la solar fotovoltaica mientras que los 25,3 GW restantes son de energía eólica. Si tal cantidad de renovable se introduce en el mercado, al ser tecnologías de coste variable cercano a cero, reducirían drásticamente el precio de la electricidad.

Por tanto, planteando el escenario más desfavorable según previsiones y tendencia, podríamos estimar el mantenimiento de los mismos precios medios para los próximos años, entre 40-50 €/MWh, teniendo en cuenta que las previsiones realizadas, en cualquier caso, no incluyen un aumento del coste.

Por tanto, considerando una tendencia del coste final de la electricidad entre 50-60 €/MWh (coste de energía más peajes) y teniendo en cuenta el incremento de consumo de energía eléctrica estimada en 10.630 GWh en caso de una descarbonización completa, supondría un aumento en la factura eléctrica entre 532 M€ y 638 M€.

Desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica

A partir del análisis de la “Propuesta de desarrollo de la RDT de energía eléctrica. período 2021-2026”, se indica que, sin desarrollo de red en el sistema eléctrico peninsular, no se cumplen los objetivos de política energética. Sin contar con desarrollos de la red en el sistema eléctrico, las posibilidades de alcanzar los objetivos de política energética establecidos en el PNIEC disminuirían significativamente. A pesar de que se pudiesen realizar conexiones, debido a las limitaciones en la red no podría integrarse todo el potencial de generación renovable y se producirían importantes vertidos. En su lugar, sería necesario la programación de un elevado contingente de generación térmica por restricciones técnicas, con el consiguiente aumento de emisiones asociados y costes variables.

En definitiva, en caso de disponer únicamente de la red de partida de 2020, en 2026 no se podría integrar todo el potencial renovable y se desperdiciarían unos 23.400 GWh/año de producible renovable.

Por el contrario, una red sin limitaciones permitiría cumplir los objetivos de política energética, si bien su desarrollo tendría un elevado impacto social y medioambiental y costes de inversión que superan los límites establecidos. En cualquier caso, la reducción por completo de los vertidos de generación renovable no es posible únicamente mediante el desarrollo interno de la red de transporte siendo necesario contar con herramientas complementarias, en particular, de almacenamiento bajo una gestión con el objetivo de maximizar el aprovechamiento del recurso renovable en su conjunto.

Para el desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica para 2026, partiendo del análisis de las limitaciones y flujos que se observan en el escenario de estudio a partir de la red de partida (año 2020) se han evaluado las posibles actuaciones alternativas que pueden resolverlas para finalmente incorporar a la propuesta sólo aquellas alternativas que permiten equilibrar la consecución de los objetivos energéticos, seguridad suministro, sostenibilidad medioambiental y eficiencia económica.



Figura 16. Necesidades de refuerzo de la red eléctrica

Se observan necesidades de refuerzo de la red eléctrica en el área de la provincia de Castellón, lo que requerirá el aseguramiento de despliegue de nuevas líneas de red eléctrica.

Viabilidad técnica en las tres etapas

El estudio de la viabilidad técnica de las diferentes tecnologías comentadas anteriormente para la electrificación del sector, están enfocadas en el análisis de las tres principales etapas que más consumen energía térmica y que por consiguiente son el objetivo de la electrificación. A continuación, se detallan las características de cada una desde el punto de vista técnico:

- Atomización: actualmente, la tecnología con mayor potencial para la sustitución de la molienda por la vía húmeda y posterior atomización, es la molienda por “vía seca”. Sin embargo, aunque es una tecnología ya existente y sobre la que se han realizado estudios y demostradores con buenos resultados desde el punto de vista de funcionamiento del sistema, reduciendo las emisiones contaminantes para dicho proceso, aún se requiere alcanzar una verificación completa respecto la calidad de los productos obtenidos y si la granulación obtenida es semejante al proceso actual bajo cualquier escenario. Por ello, podemos identificar un nivel de desarrollo tecnológico 7 (TRL 7), esto significa que los componentes tecnológicos básicos son integrados y probados con elementos reales, para ser analizados en un entorno real, pero sin alcanzar aún una escala representativa.
- Secado: en el caso de esta etapa del proceso la tecnología que parece reunir las características para sustituir al sistema actual son los hornos microondas para el secado, por los niveles de temperatura (aproximadamente 200 °C) y por la capacidad de los microondas para procesos de secado. En esta tecnología, aunque existen varios proyectos de investigación para su aplicación en materiales cerámicos, aún queda por resolver dificultados como la homogeneidad en el calentamiento para las baldosas cerámicas y el escalado de los hornos a los niveles requeridos por la industria de este sector. Por todo lo anterior se considera que el nivel de desarrollo de esta tecnología es de TRL 4, esto significa que se han realizado estudios a nivel de laboratorio para validar esta tecnología en la industria cerámica, con buenos resultados, pero aún falta estudiarlo mejor en el sector de las baldosas y desarrollar su aplicación a gran escala.
- Cocción: en el caso de la cocción la única alternativa tecnológica que podría sustituir a los hornos de gas para el sector de las baldosas son los hornos eléctricos, los cuales han sido probados en el sector de la cerámica con buenos resultados, pero para otros materiales cerámicos comunes no para baldosas cerámicas y en una tipología de horno de tipo *batch*. Por lo tanto, en este caso se considera que el nivel tecnológico de esta solución es de TRL 2, lo cual significa que se ha realizado una investigación aplicada pero las aplicaciones están limitadas a ciertos tipos de materiales y ciertos tipos de aplicaciones, faltando aún mucho trabajo de desarrollo para llegar a demostrar su aplicación a una escala razonable para el sector en hornos continuos.

El análisis anterior se ha resumido en la Figura 17, donde se muestran los tipos de tecnologías y su nivel de desarrollo actual, aquí hay que considerar que para que estas tecnologías estén lo suficientemente maduras para su introducción en la industria deben alcanzar un nivel de desarrollo de TRL 9, lo cual significa que el producto, proceso o servicio se puede ya lanzar comercialmente en el mercado y es aceptado por un grupo de clientes (incluido autoridades).

Etapa	Tecnología	TRL 1	TRL 2	TRL 3	TRL 4	TRL 5	TRL 6	TRL 7	TRL 8	TRL 9	
Atomización	Vía seca	→									
Secado	Horno Microondas	→									
Cocción	Horno eléctrico de resistencias	→									

Figura 17 Nivel de TRL para las distintas etapas

Nota: El nivel TRL es una medida para describir la madurez de una tecnología y su acrónimo procede del inglés Technology Readiness Level.

Captura de CO₂

Costes de captura transporte y almacenamiento

A la hora de considerar los costes asociados a la implantación de una tecnología CAUC se han de tener en cuenta los costes de toda la cadena; captura, transporte y uso o almacenamiento del CO₂. Existen dos parámetros fundamentales a la hora de determinar los costes asociados a una determinada tecnología, los costes de inversión (equipos) y los costes de operación (energía requerida para operar el proceso, fundamentalmente aquella de la etapa de regeneración). Ambos costes quedan reflejados en un parámetro que sirve de referencia a la hora de establecer comparaciones. Este parámetro, es el coste por tonelada de CO₂ capturado, que relaciona los costes de inversión y operación con la cantidad de CO₂ capturada [27].

Para cada una de las tecnologías consideradas:

- En los sistemas de captura por post-combustión, existe una gran variedad de datos tanto teóricos como experimentales, y el coste de las tecnologías cambia dependiendo de factores adicionales. El valor del coste de captura está torno a 80 euros por tonelada [63] de CO₂ capturado, basado en una concentración de entrada típica para plantas de combustión de gas natural (entre el 5 y 10% de concentración de CO₂) y a escala industrial. Además, actualmente, y comparando los valores de los requerimientos de consumos de energía de la etapa de regeneración, la absorción basada en aminas resulta es más económica que la tecnología por adsorción.
- Para la captura directa desde aire, los costes están estimados entre 94 y 232 euros por tonelada de CO₂ capturada [38] valor muy elevado y esperado para una concentración tan baja de CO₂.

Teniendo en cuenta de nuevo la economía de escala, a menor capacidad de transporte, el coste de transporte aumentaría notablemente tal y como puede verse en la siguiente Figura 18. El sector español de baldosas cerámicas dispone de un máximo de capacidad de 3 millones de toneladas, lo que supone un coste de entre 4 y 16 euros por tonelada de CO₂.

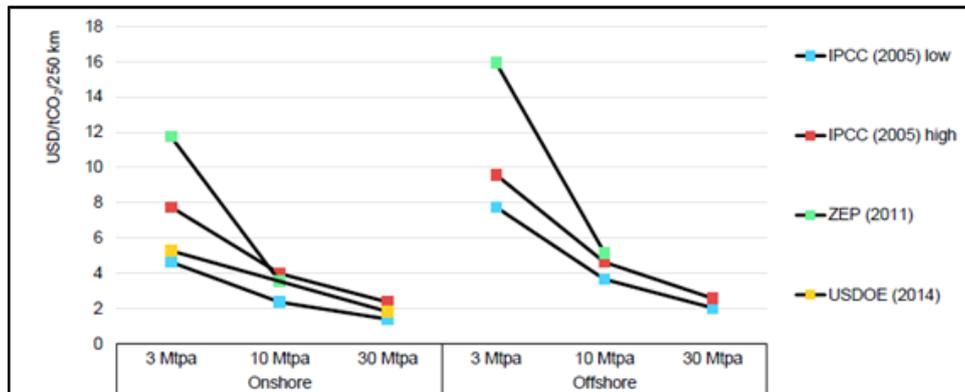


Figura 18. Costes de transporte de CO₂. IPCC=Intergovernmental Panel on Climate Change, USDOE=Departamento de Energía de los EE. UU., ZEP=Zero Emissions Platform [64]

En general los costes de captura representan entre un 70% y un 80% del coste total de captura, transporte y almacenamiento [65]. Por tanto, el coste global de captura, transporte y almacenamiento se puede estimar que:

- en los sistemas de captura por post-combustión estará en torno a 100-114 euros por tonelada.
- en los sistemas de captura directa desde aire estarán entre 118 y 330 euros por tonelada.

Una aproximación para evaluar la viabilidad de una determinada tecnología es comparar el precio de emisión del CO₂ con el precio de la tonelada de CO₂ capturado de dicha tecnología. Dicha tecnología podrá considerarse económicamente viable cuando el precio de la tonelada de CO₂ capturado de la misma, esté por debajo del precio de emisión.

Sector español de baldosas cerámicas

Teniendo en cuenta que los costes de captura y transporte alcanzan un precio de casi 100 euros la tonelada de CO₂ capturado para las tecnologías de post-combustión (basadas en la combustión de gas natural y en concentraciones de CO₂ entre el 5 y el 10%), en el caso del sector español de baldosas cerámicas, se debería de considerar un aumento de coste adicional respecto de este coste de referencia por las siguientes razones:

- la necesidad de instalar equipos adicionales para la adecuación de los gases del sector:
 - la posibilidad de incrementar las bajas concentraciones de CO₂ en el sector para favorecer una captura más eficiente supondría realizar cambios en el proceso o incluir equipos adicionales. Esta necesidad necesitaría ser validada a escala industrial a través de cambios en los procesos, lo que supone un riesgo para la calidad del producto.
 - la presencia de determinadas sustancias tales como el SO₂, que deteriora los absorbentes o la necesidad de una etapa previa de secado en la adsorción, requeriría de equipos previos de tratamiento.
 - la presencia de determinadas corrientes a elevada temperatura requerirá de ciertos cambios ya que tanto las tecnologías de post-combustión como las de captura directa desde el aire requieren temperaturas de entrada más bajas.
- la necesidad de madurez tecnológica de las tecnologías. Los costes estimados están basados en estudios teóricos, corrientes de gases similares (no del mismo sector, sino a partir del mismo

combustible) y no han sido validados a escala comercial. Además, habría que considerar el aumento de los costes a la hora de realizar modificaciones en instalaciones existentes. Para incorporar estas unidades de captura adicionales, como en toda ampliación de planta, se deberían de tener en cuenta aspectos como la disponibilidad de espacios y la antigüedad de la planta.

- Escala de la instalación. La escala equivale a la cantidad de gases a tratar. A mayor escala, menores costes de inversión y operación. Los costes de una instalación siguen la regla del factor coste-capacidad mostrada a continuación:

$$\text{Coste A} = \text{Coste B} * \left(\frac{\text{Capacidad A}}{\text{Capacidad B}} \right)^{0.6}$$

Para las tecnologías CAUC, el coste disminuirá con el aumento de escala de la instalación. Se ha observado que para instalaciones con capacidades superiores a 0,5-0,6 millones de toneladas anuales de CO₂, el coste se estabiliza, por lo que a la hora de diseñar plantas futuras se recomiendan capacidades superiores a los 0,4 millones de toneladas de CO₂ [66]. El sector español de baldosas cerámicas se caracteriza por la distribución geográfica y de tamaño de las empresas que lo componen, lo que llevaría a considerar en un principio, la captura en aquellas empresas que más emisiones de CO₂ generan. Siete son las empresas del sector, con emisiones entre 0,1 y 0,13 millones de toneladas de CO₂ anuales cada una [67] y que representan un 35% de las emisiones del sector. Considerando que el tamaño de las instalaciones está por debajo de los 0,4 millones de toneladas anuales de capacidad, el coste para cada una de las instalaciones aumentaría considerablemente.

Viabilidad para 2030-2050

El objetivo de desarrollo de las tecnologías de post-combustión está enfocado a reducir el consumo de energía en la etapa de regeneración (OPEX) y es ahí donde el desarrollo de nuevos componentes (absorción) y materiales (adsorción) va dirigido. El siguiente gráfico nos indica la dirección en la que la reducción del consumo de energía está encaminada hasta el 2050.

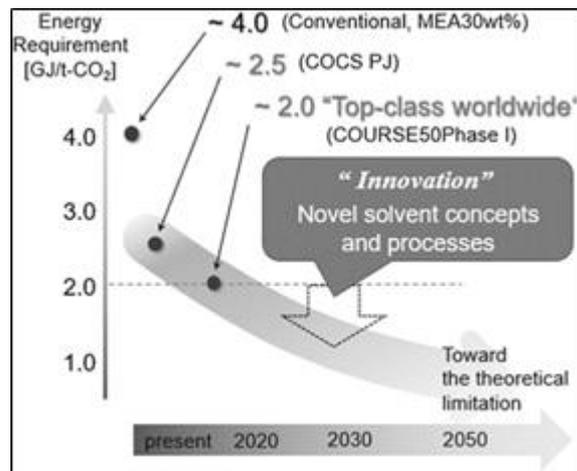


Figura 19: Evolución costes del consumo de energía requerida en tecnologías de post-combustión [68]

Además de la necesidad de reducir el coste energético, existen propuestas a nivel europeo que han establecido el objetivo de reducir los costes de inversión (CAPEX). Se han definido los siguientes objetivos para las tecnologías CAUC [69]:

- Reducir los costes de inversión un 20% en 2030 y un 30% en 2050.
- Reducir el consumo de energía requerido para la captura del CO₂ un 15% en 2030 y un 25% en 2050.
- Usar materiales más sostenibles y económicos.
- Flexibilización (capacidad para tratar distintos tipos de corrientes) y modularidad de las plantas. Existen ya iniciativas relacionadas con la modularización y estandarización de la tecnología y se espera que un futuro los costes asociados a la misma disminuyan. Un ejemplo es la tecnología "JustCatch™" desarrollada por Aker Carbon Capture [70].

De las tecnologías de post-combustión consideradas, los procesos basados en aminas, con un TRL de 9, están orientados en las próximas décadas a reducir los costes indicados anteriormente y a ser validados a escala industrial en varios escenarios.

En lo referente a la adsorción, con un TRL actual de 6-7, habiendo mostrado resultados prometedores en cuanto a consumos de energía requeridos para la regeneración, se espera que alcance un desarrollo comercial a lo largo de esta década.

Los objetivos a medio y largo plazo (2030) en cuanto a costes de CO₂ están orientados a conseguir valores por debajo de 40 euros por tonelada de CO₂ capturada [32]. Comparando este precio, con los precios esperados para los derechos de emisión, la tecnología podrá ser considerada económicamente viable en 2030.

Conclusiones

A continuación, se presentan las conclusiones alcanzadas a lo largo de este estudio con la información de la que se dispone actualmente y las previsiones publicadas en diferentes fuentes. El pronóstico del nivel de desarrollo técnico y económico que pueden alcanzar las diferentes tecnologías es incierto ya que en algunos casos se prevé la entrada de tecnologías disruptivas que podrán modificar el futuro escenario tal y como se define hoy. Por ello, una revisión del estado de las tecnologías en un corto periodo de tiempo se considera de interés para un pronóstico más ajustado para el horizonte 2050.

Biometano

En el presente informe se llevó a cabo una evaluación del biometano como sustituto del gas natural utilizado en el sector español de baldosas cerámicas. Actualmente, de la totalidad de los consumos energéticos utilizados por el sector, el 90% corresponden a la utilización de gas natural proveniente de fuentes fósiles, lo que equivale a 14 TWh.

- El biometano proveniente de la purificación del biogás de fuentes renovables con un alto contenido de metano ($\text{CH}_4 > 96\%$) podría sustituir al gas natural por sus propiedades fisicoquímicas.
- Desde un punto de vista técnico, el biometano por su alto nivel de purificación y porque se puede suministrar mediante la red de gas natural actual, podría utilizarse directamente en los procesos del sector español de baldosas cerámicas.
- La producción actual de biometano en España de tan solo de 0,1 TWh, insuficiente hoy en día para satisfacer la demanda del sector.
- Las fuentes consultadas indican una proyección ascendente con respecto a la producción de biometano en Europa logrando superar los 1.000 TWh en 2040 y 2050. Sin embargo, la cantidad de biometano producida en estos periodos en comparación a la demanda de gas natural será de tan sólo alrededor de un 30%. Esto indica una disponibilidad limitada.
- Aunque Europa lidera la creación de plantas de biometano a nivel mundial, las Garantías de Origen de los gases renovables a nivel nacional y europeo se encuentran aún en desarrollo.
- De acuerdo con el estudio económico y compilado en la imagen mostrada a continuación, es posible concluir que para los periodos analizados no es viable para el sector español de baldosas cerámicas la implementación del biometano en sus procesos, ya que en todo momento resulta más costosa esta última opción (hasta un 74,2% más en 2050).

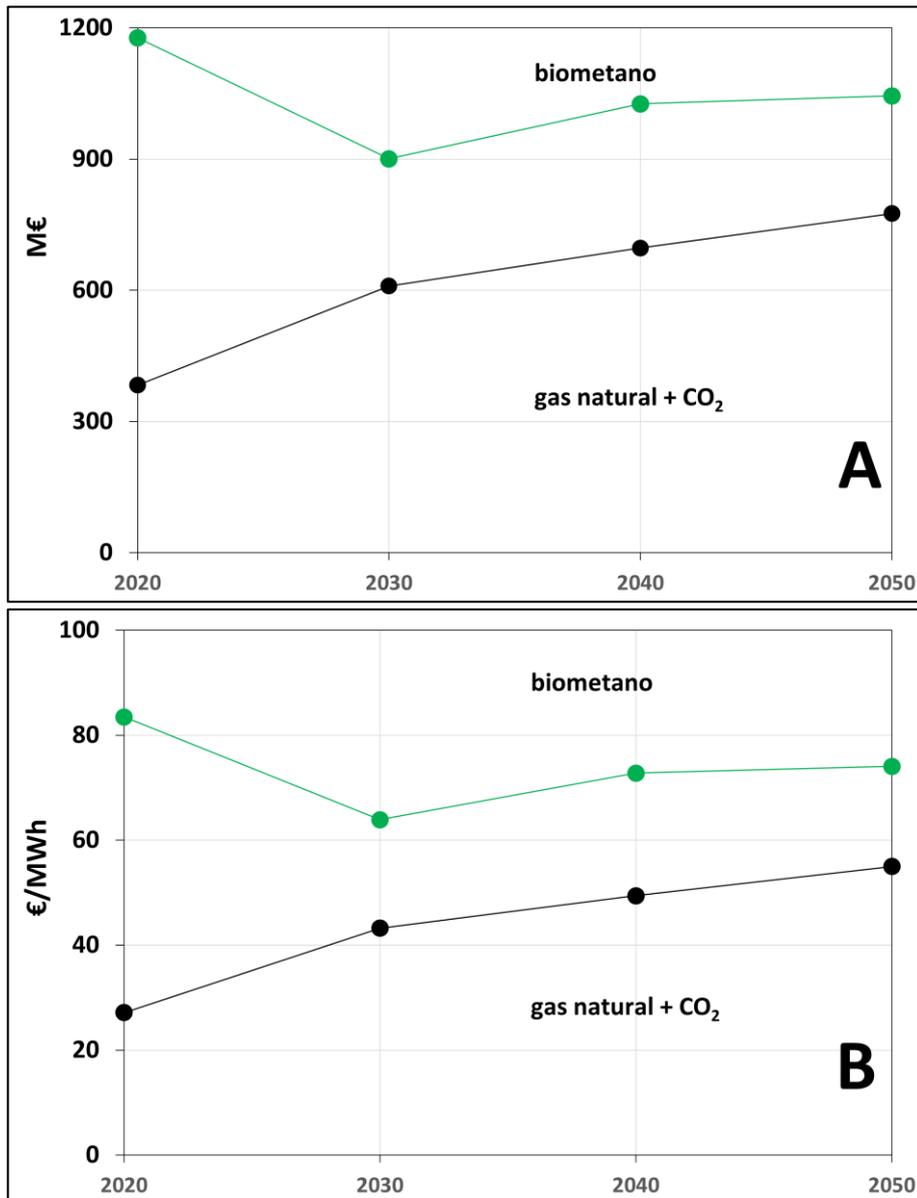


Figura 20: Comparación anual de los costes del consumo de gas natural y los costes de derechos de emisión de CO₂ frente a los costes de sustituirlos por el uso de biometano. Comparación de costes representada en A) Millones de euros y en B) Millones de euros por MWh de biometano o gas natural consumido

H₂ verde

Con relación al uso de H₂ verde en la industria cerámica se ha revisado por un lado el aspecto tecnológico y por otro su viabilidad técnico-económica.

- Con respecto a la tecnología, los esfuerzos están centrados en las modificaciones que deben realizarse en los quemadores para superar entre el 5 y 20% de sustitución de hidrógeno. Se tiene también en cuenta la mayor generación de NO_x debido a un incremento en la temperatura adiabática de llama que hace que se apunte a quemadores de difusión o la recirculación de gases para diluir la combustión. La influencia de la integración de este nuevo

vector energético sobre la calidad de producto aún está en investigación, aunque a nivel de laboratorio y por un fabricante se han realizado pruebas con una sustitución de hasta un 50% y los resultados indican que no afecta a la calidad de las baldosas.

- Con respecto a la viabilidad tecno-económica, el hidrógeno verde se perfila actualmente como una tecnología pendiente de desarrollo, dado que no existe un despliegue de su producción a nivel comercial y las redes de gas natural se encuentran actualmente muy limitadas para su transporte a los diferentes puntos de consumo.
 - Hasta 2030 se prevé la instalación de unos 4 GW de electrolizadores en España para la producción de unas 1.000 kTm/año (39 TWh) para abastecer al sector industrial y de transporte, así como una adaptación de la red de transporte de gas natural para poder transportar el hidrógeno mezclado con gas natural, en mezclas como máximo del 20% de H₂ en volumen. Sin embargo, para alcanzar el objetivo de reducción de emisiones del 55% marcado en el Pacto Verde de la UE mediante la sustitución parcial de gas natural por hidrógeno verde en el sector español de baldosas cerámicas, se requerirían unos 6.760 GWh (170 kTm) de H₂ al año, suministrado en forma de mezclas con al menos un 68% de H₂, lo que indica que para 2030 la disponibilidad de hidrógeno será todavía muy limitada de cara a su uso como tecnología de descarbonización del sector. Además, según las previsiones consultadas, el precio del hidrógeno verde en este horizonte temporal aún permanecerá por encima del correspondiente al gas natural. Su viabilidad económica dependerá también del coste de emisión de CO₂ que se podría llegar a alcanzar.
 - Es en el periodo 2030-2050 en el que se prevé un despliegue a gran escala del hidrógeno verde, mediante una profunda conversión de la infraestructura de gas natural, por lo que a priori todo parece apuntar a que la disponibilidad de hidrógeno a 2050 no será un factor limitante de cara a su introducción en el sector. En este periodo, la evolución de los precios del hidrógeno frente al gas natural y los derechos de emisión de CO₂ será clave. Según las previsiones todo parece apuntar a que, a largo plazo, el uso de hidrógeno verde podría llegar a ser más rentable que el gas natural, si bien ello dependerá de la evolución concreta que se produzca en cuanto a los precios del hidrógeno, de modo que a nivel económico es previsible que se requieran mecanismos de apoyo y de financiación que hagan viable su uso en la industria. En las siguientes figuras se muestra una comparativa entre los costes asociados al combustible en el caso de continuar usando gas natural o sustituirlo parcialmente por hidrógeno verde para el progresivo cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones.

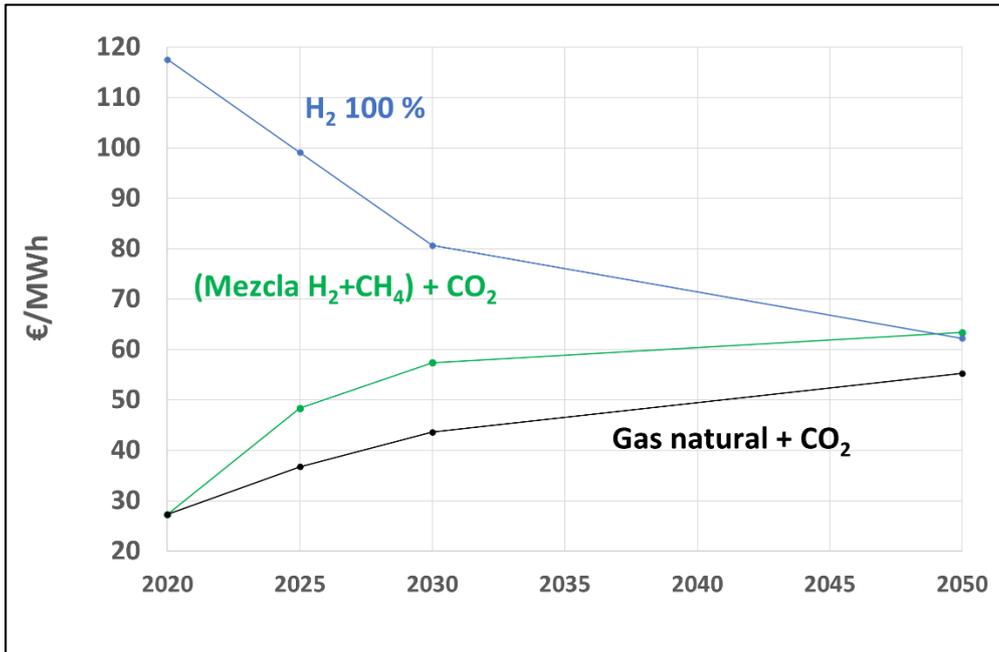


Figura 21: Comparación anual de los costes del consumo de gas natural y los costes de derechos de emisión de CO₂ frente a los costes de sustituirlos por la progresiva introducción de hidrógeno para el cumplimiento de los objetivos parciales de reducción de emisiones marcados en los diferentes horizontes temporales. Comparación de costes representada en Millones de euros (Figura superior) y en Millones de euros por MWh de combustible consumido (Figura inferior)

- En la siguiente figura se muestra una comparativa el porcentaje de hidrógeno que requiere el sector español de baldosas cerámicas para alcanzar los objetivos de descarbonización marcados para los horizontes temporales 2025-2026, 2030 y 2050, y el porcentaje de hidrógeno que la red de distribución podrá proporcionar.

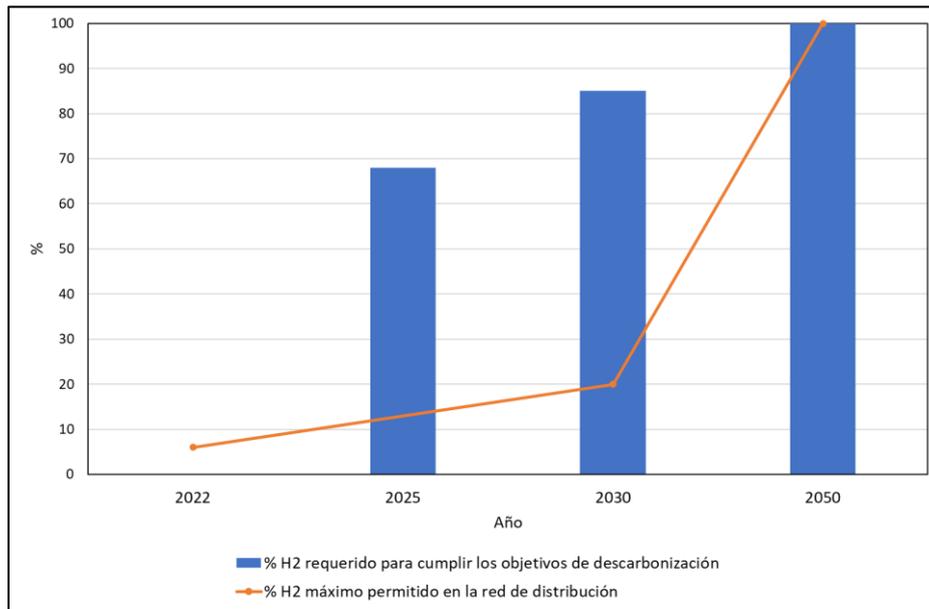


Figura 22: Comparativa entre el % de H₂ requerido para cumplir los objetivos de descarbonización y el máximo permitido en la red de distribución

De la Figura 20 se deduce que hasta 2050 la disponibilidad de hidrogeno renovable para el sector español de baldosas cerámicas no será una realidad que permita su descarbonización.

Electrificación

Como conclusiones de las posibilidades de electrificación en el sector español de baldosas cerámicas, se han analizado las etapas del proceso de producción con un mayor consumo energético que incluyen: la atomización, el secado y la cocción. Esto es debido a que son los que más energía térmica consumen y por consiguiente son los que más emisiones generan:

- El primer punto para destacar es la reducción de emisiones de CO₂ que supone electrificar el sector. Ya que aproximadamente el 90% de la energía es térmica y por consiguiente contaminante, descarbonizar el sector puede suponer un ahorro de unas 2,6 millones de toneladas de CO₂/año [23] tomando en cuenta solo la reducción debida a la sustitución del gas en el proceso (para producción de calor), pero no así la generación de CO₂ propia del proceso. En la Figura 23 se pueden apreciar las proporciones de cada etapa del proceso productivo en la generación de emisiones, presentando la siguiente distribución: atomización 36%, secado 9% y cocción 55%. Lo anterior permite concluir que la parte más importante a descarbonizar es la cocción, luego el atomizado y finalmente el secado.

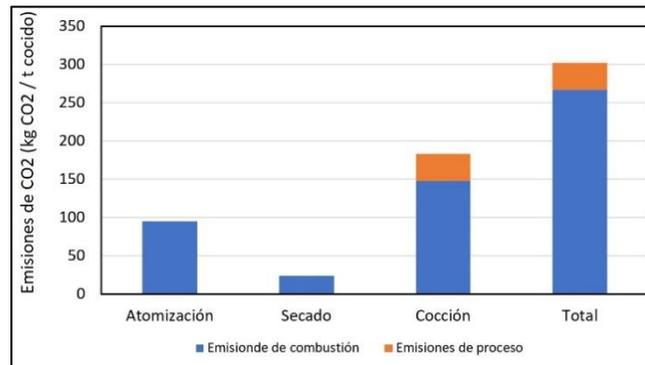


Figura 23. Emisiones específicas de dióxido de carbono por etapas [71]

- La alternativa al proceso de granulación por vía húmeda y atomización es un proceso electrificado por vía seca, este ha demostrado que, pese a su factibilidad técnica, requiere un desarrollo adicional y estudio específico en cada caso para llegar a unos resultados de características de calidad semejantes. Es decir, no es un reemplazo de tecnología directo y requiere modificaciones de los procesos productivos.
- El secado es el proceso donde se ven las mayores posibilidades de sustituir los secaderos de rodillos tradicionales por sistemas eléctricos, sin embargo, aquí la opción de los microondas es la que presenta mayores ventajas, por el nivel de madurez de la tecnología y por los costes. Sin embargo, aunque se electrificara esta parte del proceso, la reducción en las emisiones no sería tan importante como si se lograra en la etapa de cocción o de atomización.
- En el proceso de cocción es donde se identifican las mayores barreras para implementar alternativas como los hornos eléctricos de resistencias y los hornos de microondas. La transformación a calentamiento eléctrico requeriría un diseño de horno sustancialmente diferente y la tecnología de hornos híbridos (eléctricos de resistencia y con microondas) mencionadas anteriormente está aún en etapa de desarrollo.
- Otro factor importante para considerar en la electrificación de las 3 etapas principales del proceso es la demanda de electricidad que esto requerirá. Y es que considerando un escenario en el que se pudieran desarrollar las tecnologías como, la granulación por vía seca, los hornos microondas para el secado y los hornos eléctricos para la cocción, la demanda energética se incrementará de forma notable, de 1.489 GWh/año en la actualidad (año 2020) a más de 12.000 GWh/año. Esto se puede apreciar en la Figura 24 donde se muestra la demanda de electricidad del sector con la tecnología actual y la demanda que tendría si se electrificara la parte térmica, sumando obviamente la parte eléctrica actual. Entonces podemos apreciar cuatro escenarios: uno donde se electrifica la atomización lo cual requiere un aumento muy bajo del consumo eléctrico, otro donde se electrifica el secado con la tecnología de microondas reduciendo los requerimientos de energía en 36%, el escenario en que electrificamos la cocción con hornos eléctricos donde se mantiene el mismo nivel de consumo energético (no existen referencias de hornos eléctricos a gran escala) y finalmente un escenario en el que se aplican todas las tecnologías para una descarbonización de las tres etapas. Además, es importante mencionar que los hornos eléctricos previsiblemente pueden consumir más energía para alcanzar los niveles de los sistemas actuales, sin embargo, por no existir actualmente sistemas de este tipo se hace difícil dar un estimado.

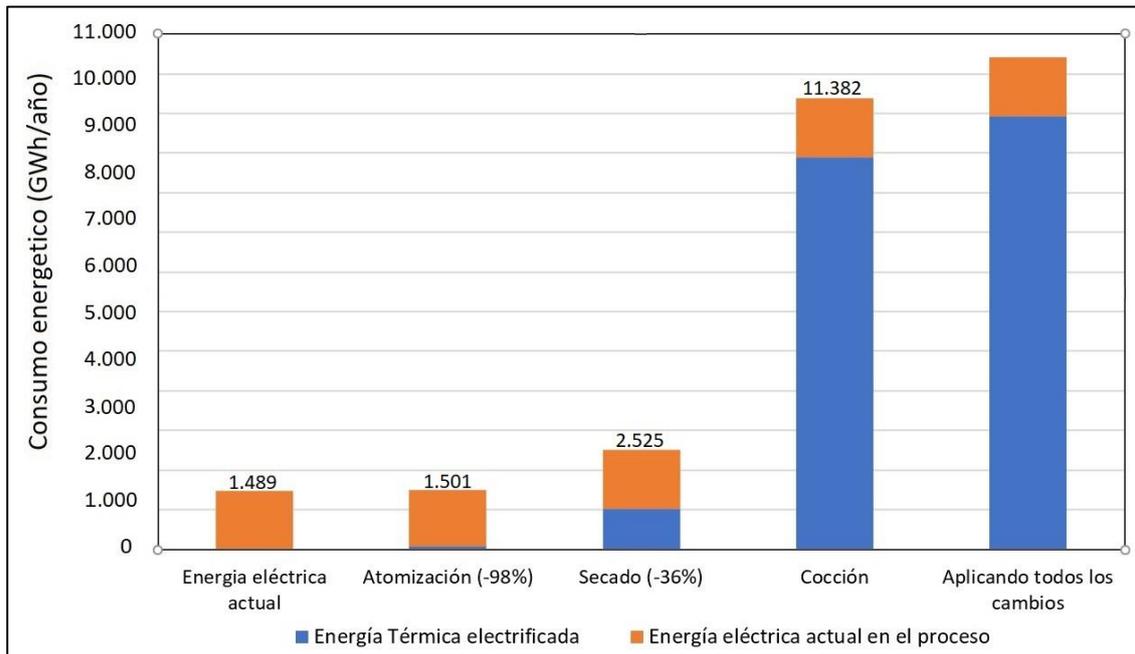


Figura 24 Comparación de la demanda de electricidad del sector con la tecnología actual y la demanda que supondría electrificar la parte térmica

- Sobre las previsiones de generación de energía eléctrica, se ha identificado un incremento de 49 GW (44%) en el parque de generación eléctrico español respecto al actual, que serán generados y distribuidos a través de la red eléctrica española para sustentar los procesos de descarbonización en el global de la industria española y el suministro requerido del vehículo eléctrico.
- La demanda eléctrica total prevista en el sistema español, según PNI EC, asciende desde los 240,5 TWh en 2020 hasta los 249,2 TWh en 2030 (814%), un alza del 4% (8.800 GWh). La electrificación propuesta requiere destinar 10.630 GWh adicionales únicamente para el sector de baldosas cerámicas, lo supone absorber el 121% de todo ese incremento específicamente para este único sector, existiendo por tanto un déficit de generación eléctrica respecto a las estimaciones ya realizadas y provocando la inestabilidad del sistema eléctrico en tal escenario.
- Hay que considerar la evolución de los precios de la energía eléctrica, que actualmente son muy superiores a los del gas natural [23]. Se indica según el PNI EC una reducción de los costes de generación alrededor del 31% hacia el año 2030. No obstante, atendiendo a datos históricos, el precio de la electricidad medio en 2019 ha sido de 47,71 €/MWh, un 16,8% menor que en 2018, un 20,2% mayor que el de 2016 y similar a la media de los 7 años anteriores comprendidos entre 2012-2018. Considerando una tendencia del coste final de la electricidad entre 50-60 €/MWh (coste de energía más peajes) y teniendo en cuenta el incremento de consumo de energía eléctrica estimada en 10.630 GWh en caso de una descarbonización completa, supondría un aumento en la factura eléctrica entre 532 M€ y 638 M€.
- No existen previsiones de generación de energía eléctrica realizadas por las administraciones públicas posteriores al año 2030.
- Se observan necesidades de refuerzo de la red eléctrica en el área de la provincia de Castellón, según la "Propuesta de desarrollo de la RDT de energía eléctrica. Período 2021-2026" lo que requerirá el aseguramiento de despliegue de nuevas líneas de red eléctrica.

- Finalmente hay que recordar que como se mencionó en el apartado de viabilidad técnica, estas tecnologías aún no están suficientemente desarrolladas para ser aplicadas en el sector de las baldosas cerámicas. Y según el nivel de desarrollo tecnológico actual (TRL), algunas tienen mayor desarrollo, como la atomización con molienda por vía seca (ver Figura 23), pero otras como la utilización de hornos eléctricos en la cocción les falta aún mucho desarrollo para llegar a ser una opción viable.

Etapa	Tecnología	TRL 1	TRL 2	TRL 3	TRL 4	TRL 5	TRL 6	TRL 7	TRL 8	TRL 9
Atomización	Vía seca	[Barra azul que indica desarrollo desde TRL 1 hasta TRL 7]								
Secado	Horno Microondas	[Barra azul que indica desarrollo desde TRL 1 hasta TRL 4]								
Cocción	Horno eléctrico de resistencias	[Barra azul que indica desarrollo desde TRL 1 hasta TRL 2]								

Figura 23: Nivel de desarrollo tecnológico actual (TRL) de las tecnologías para la electrificación

Captura de CO₂

Actualmente la implantación de una tecnología de captura de CO₂ en el sector español de baldosas cerámicas resulta inviable por las siguientes razones:

- El sector emite unas corrientes de gases con una concentración de CO₂ entre el 1% y el 4% y actualmente no existe una tecnología desarrollada comercialmente para tal rango de concentraciones.
- El precio por tonelada de CO₂ capturado es un parámetro de referencia a cerca del coste de las tecnologías de captura de CO₂.
- Aplicar las tecnologías de post-combustión en el sector implica un aumento de coste considerable respecto del coste de referencia de dichas tecnologías. Esto es debido a las siguientes razones:
 - La necesidad de aumentar la concentración de CO₂ en las corrientes de gases a niveles adecuados para las tecnologías. Es necesario validar en el sector que esto es posible sin que calidad del producto se vea afectada.
 - La necesidad de eliminar de las corrientes de gases ciertos componentes que no son compatibles con las tecnologías.
 - La necesidad de implantar las tecnologías por debajo de la escala recomendada debido al tamaño de las empresas del sector español de baldosas cerámicas.
- El coste de referencia de las tecnologías de post-combustión está actualmente en torno a 80 euros por tonelada de CO₂ capturado y se espera que para 2030 baje de 40, momento en el que la tecnología será económicamente viable.
- Es necesario considerar el coste de toda la cadena completa: captura, transporte y almacenamiento. El coste del transporte supone entre 4 y 16 euros adicionales por tonelada de CO₂ capturado.

- Una limitación a nivel nacional para la implantación de las tecnologías de captura de CO₂ es el disponer de soluciones para su uso o almacenamiento:
 - Una opción para disminuir el coste de la tecnología de captura de CO₂, es usar el CO₂ capturado como materia prima en la industria. La demanda actual de CO₂ en la industria, es solo una pequeña parte del CO₂ que se puede capturar y, a pesar de que se están desarrollando nuevas iniciativas, actualmente no existen usos industriales capaces de aprovechar todo el CO₂ que se pueda capturar.
 - En cuanto al almacenamiento, debido a la escasez de recursos nacionales de gas natural y petróleo, existe una capacidad limitada y falta información más detallada sobre los potenciales lugares de almacenamiento [41].

Bibliografía

- [1] M. p. I. T. E. y. e. R. Demográfico, «La apuesta por los gases renovables,» *Ambienta 126*, 2020.
- [2] I. E. Agency, «Outlook for biogas and biomethane,» 2020.
- [3] E. B. Association, «Biomethane Fact Sheet,» European Biogas Association, 2020.
- [4] M. p. I. T. E. y. e. R. Demográfico, «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030,» 2020.
- [5] «UNION GAS,» [En línea]. Available: <https://www.uniongas.com/about-us/about-natural-gas/chemical-composition-of-natural-gas>.
- [6] «ENERGYEDIA,» [En línea]. Available: <https://energypedia.info>.
- [7] [En línea]. Available: <http://https/cordis.europa.eu/project/id/211517/reporting>.
- [8] [En línea]. Available: <https://biometano.es/>.
- [9] M. p. I. T. Ecológica, «Guía para el cálculo de la huella de carbono y para la elaboración de un plan de mejora de una organización,» 2020.
- [10] E. Parliament, «Energy-intensive industries. Challenges and opportunities in energy transition,» 2020.
- [11] E. Combustion, «sistemas de combustión de hidrógeno EM Combustión».
- [12] C. B. N. B. D. L. C. & W. D. Lowe, «Lowe, C., Brancaccio, N., Batten, D., Leung, Technology assessment of hydrogen firing of process heaters.,» *Energy Procedia.*, vol. 4, pp. 1058-1065, 2011.
- [13] Ayming, «Webminar: Ruta hacia la Descarbonización de la Industria Cerámica».
- [14] N. R. E. Laboratory, «Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues».
- [15] T. E. C. I. Association, «Roadmap European Ceramic Industry Association».
- [16] T. C. Engineer, «<https://www.thechemicalengineer.com/features/hydrogen-the-burning-question/>,» [En línea].
- [17] «INDUSTRIAL DECARBONISATION AND ENERGY EFFICIENCY ROADMAPS TO 2050.Pathways to Decarbonisation in 2050. UK CERAMICS SECTOR. March 2015».

- [18] QUALICER, «OBTENCIÓN DE BALDOSAS CERÁMICAS MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DE SISTEMAS DE GRANULACIÓN SOSTENIBLES,» 2014.
- [19] A. V. d. I. Energía, «GUÍA DE AHORRO ENERGÉTICO EN EL SECTOR DE BALDOSAS CERÁMICAS DE LA COMUNIDAD VALENCIANA».
- [20] D. EARL, D. CLARK y R. SCHULZ, «Microwave energy versus convected hot air for rapidly drying ceramic tile.,» *Microwaves: Theory and Application in Materials Processing III. Ohio: American Ceramic Society*, pp. 449-456, 1995.
- [21] MAX, «www.maxindustrialmicrowave.com/industrial-ceramic-material-dryer-a-62.html,» [En línea]. Available: www.maxindustrialmicrowave.com/industrial-ceramic-material-dryer-a-62.html.
- [22] A. HAJDUK, «Microwave hybrid drying. Ceramic Industry,» pp. 32-35, 2003.
- [23] AVEN, «Guía de ahorro energético en el sector de baldosas cerámicas.,» *Informe publicado por AVEN*, 2011.
- [24] A. FUKUSHIMA, T. YAMANAKA y M. MATSUI, «Measurement of Dielectric Properties of Ceramics at Microwave Frequency,» *Journal of the Japan Society of Precision Engineering*, vol. 53, nº 5, pp. 743-748, 1987.
- [25] Plataforma Tecnológica Española del CO₂, «Captura de CO₂: Tecnologías para cumplir el Acuerdo de París».
- [26] Intergovernmental Panel on Climate Change, «Carbon Capture and Storage,» pp. 79, Table 2.1..
- [27] I. P. o. C. Change, «Carbon Capture and Storage».
- [28] I. P. o. C. Change, «Carbon Capture and Storage,» p. 122.
- [29] «Información suministrada por ASCER».
- [30] IEAGHG, «Further assessment of emerging CO₂ capture technologies for the power sector and their potential to reduce costs,» September 2019.
- [31] «The advances of Post Combustion. CO₂ Capture with Chemical Solvents: Review and Guidelines».
- [32] «Carbon Capture and Storage (CCS): the way forward,» p. DOI: 10.1039/c7ee02342a.
- [33] P. T. E. d. CO₂, «Captura de CO₂: tecnologías para cumplir el Acuerdo de París».
- [34] M. M. Jorick Besier, «Decarbonisation options for the Duch ceramic industry,» 2020.

- [35] F. Gándara, «Metal organic frameworks: nuevos materiales con espacios llenos de posibilidades».
- [36] G. e. al, «CO2 Capture from NGCC Power Stations using Electric Swing Adsorption (ESA)».
- [37] [En línea]. Available: <https://www.netl.doe.gov/sites/default/files/netl-file/R-Jain-InnoSepa-Low-Concentration-Capture.pdf>.
- [38] Joule, «A process for capturing CO2 from the atmosphere».
- [39] Interceram, «International Ceramic Review,» July 2020.
- [40] PTECO2, «Transporte de CO2: estado del arte, alternativas y retos,» 2013.
- [41] CONAMA, «Captura y almacenamiento de CO2,» *DOCUMENTO DE TRABAJO DE CONAMA 10*, 2009.
- [42] «Transformation technologies for CO2 utilisation: status, challenges, and future prospects».
- [43] «Global CCS institute. Global Status of CCS 2020».
- [44] Z. Zhang, «Recent advances in carbon dioxide utilization».
- [45] «www.coralis-h2020.eu,» [En línea].
- [46] G. C. F. P. a. U. A. F. Ardolino, «Biogas-to-biomethane upgrading: A comparative review and assessment in a life cycle perspective,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 139, 2021.
- [47] A. E. d. N. (UNE), *Especificación UNE 0062:2020 Garantías del origen del gas renovable*, AENOR, 2020.
- [48] M. p. I. T. E. y. e. R. Demográfico, *Consulta Pública Previa para la elaboración de la Hoja de Ruta de Biogás*, 2020.
- [49] E. B. Association, «EBA Statistical Report,» 2020.
- [50] Eurogas, «The sustainable credetial of gas,» 2019.
- [51] Ministerio Transición Ecológica, «Estrategia de descarbonización a largo plazo 2050,» 2020.
- [52] DNV-GL, «European Carbon Neutrality: The Importance of Gas,» 2020.
- [53] Enagas, «El sistema gasista español,» 2020.
- [54] Hydrogen Europe, «Hydrogen Act - Towards the Creation of the European Hydrogen Economy,» 2021.
- [55] European Comission, «A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe,» 2020.

- [56] Ministerio para la Transición Ecológica, «Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable,» 2020.
- [57] La Vanguardia, «La primera planta de hidrógeno verde de España se ubicará en Bizkaia,» *La Vanguardia*, <https://www.lavanguardia.com/vida/20201203/49856750129/la-primera-planta-de-hidrogeno-verde-de-espana-se-ubicara-en-bizkaia.html> 2020.
- [58] El Periódico de la Energía, «Los costes del hidrógeno verde caerán un 85% y será más barato que el gas natural en la mayoría de mercados en 2050,» pp. <https://elperiodicodelaenergia.com/los-costes-del-hidrogeno-verde-caeran-un-85-y-sera-mas-barato-que-el-gas-natural-en-la-mayoria-de-mercados-en-2050/>, 2021.
- [59] KPMG, «Hydrogen is already a well established market, but currently based on fossil feedstock,» pp. <https://home.kpmg/xx/en/home/insights/2020/11/the-hydrogen-trajectory.html>, 2018.
- [60] «PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030, 20 de Enero de 2020».
- [61] «Ministerio para la transición ecologica y el reto demografico,» 2019.
- [62] «Indicadores de la energía – Ipsom Manager,» [En línea]. Available: www.ipsom.com.
- [63] «Further Assessment of Emerging CO2 Capture Technologies for the Power Sector and their Potential to Reduce Costs. September 2019».
- [64] A. I. d. I. Energía, «Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage.CCUS in clean energy transitions,» 2020.
- [65] G. C. M. M. M.-V. Dennis Y.C. Leung, « An overview of status of carbon dioxide capture and storage technologies».
- [66] «Global CCS Institute. Technology readiness and costs of CCS,» [En línea].
- [67] ASCER, «Información suministrada por ASCER».
- [68] «Advanced CO2 capture technologies. Absorption, Adsorption and Membrane Separation Methods,» *Springer briefs in energy*.
- [69] Asociación A.SPIRE, «People4planet roadmap».
- [70] «Aker Carbon Capture,» [En línea]. Available: <https://www.akercarboncapture.com/>.
- [71] E. MONFORT, A. MEZQUITA, R. GRANEL y E. VAQUER, «Estudio energético sector de baldosas cerámicas de la Comunidad Valenciana. Informe sectorial de consumos energéticos y emisiones de dióxido de carbono en el proceso de fabricación de baldosas cerámicas,» Depósito legal: V-2450-2011., Agencia Valenciana de la Energía – AVEN.
- [72] ASCER, *Información suministrada por ASCER (emisiones CO2 en 2019)*, 2021.

- [73] «CO2 capture from NGCC power stations using electric swing adsorption».
- [74] IEA, «Energy technology perspective 2020. Special report on carbon capture utilisation and storage CCUS in clean energy transitions».
- [75] «Diseño de las instalaciones de depuración. Caracterización de las corrientes en el sector cerámico. Información suministrada por ASCER».
- [76] «Artículo de Joule magazine. A process for capturing CO2 from the atmosphere».
- [77] E. B. Association, «The contribution of the biogas and biomethane industries to medium-term greenhouse gas reduction targets and climate-neutrality by 2050,» European Biogas Association, 2020.
- [78] «Miteco,» [En línea]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>.
- [79] C. Delft, «Availability and costs of liquefied bio- and synthetic methane,» 2020.
- [80] D. GL, «European Carbon Neutrality: The Importance of Gas,» 2020.
- [81] I. C. Institute, «CO2RE database - Facilities Report,» p. www.co2re.co, 2020.
- [82] «PROPUESTA DE DESARROLLO DE LA RDT DE ENERGÍA ELÉCTRICA. PERÍODO 2021-2026. INTRODUCCIÓN, ESCENARIO, METODOLOGÍA Y RESULTADOS».
- [83] [En línea]. Available: www.maxindustrialmicrowave.com/industrial-ceramic-material-dryer-a-62.html.
- [84] K. CHERIAN, M. KIRKSEY y e. al, «Ride the Wave. Ceramic Industry,» vol. 158, nº 9, pp. 16-19, 2008.
- [85] J. ROPER, «Developments in Microwave Heat Technology. Ceramic Industry,» vol. 156, nº 9, pp. 20-23, 2006.
- [86] H. SCHULMAN, M. FALL y P. STRICKLAND, «Ceramic Processing Using Microwave Assist Technology,» *American Ceramic Society Bulletin*, vol. 87, nº 3, pp. 24-36, 2008.
- [87] H. SCHULMAN, M. FALL y S. ALLAN, «Microwave Assist Technology for Product Improvement and Energy Efficiency,» *4th Korean/Japan International Symposium on Material Science and Resources Recycling*, 2008.