ANÁLISIS DE LAS POLÍTICAS CLIMÁTICAS, MODELO INTEGRADO DEL EU ETS PARA LA INDUSTRIA ESPAÑOLA

Pedro Linares
Pablo Pintos

FUNDACIÓN DE LAS CAJAS DE AHORROS
DOCUMENTO DE TRABAJO
Nº 771/2015

De conformidad con la base quinta de la convocatoria del Programa de Estímulo a la Investigación, este trabajo ha sido sometido a evaluación externa anónima de especialistas cualificados a fin de contrastar su nivel técnico.

ISSN: 1988-8767

La serie **DOCUMENTOS DE TRABAJO** incluye avances y resultados de investigaciones dentro de los programas de la Fundación de las Cajas de Ahorros.
Las opiniones son responsabilidad de los autores.

Análisis de las Políticas Climáticas, Modelo Integrado del EU ETS para la Industria Española*

Pedro Linares†, Pablo Pintos‡

Resumen

El Mercado Europeo de Derechos de Emisión (EU ETS) es el principal instrumento de la Unión Europea (UE) contra el cambio climático. Este mecanismo está considerado, desde el punto de vista teórico, como el método económicamente más eficiente para reducir los Gases de Efecto Invernadero (GEI). Sin embargo, estudios previos muestran circunstancias anómalas en el comportamiento de los agentes participantes en este tipo de mercados, que pueden provocar ineficiencias en el precio del CO_2 y eventualmente cuestionar la efectividad del sistema. Este trabajo analiza estas posibles anomalías mediante una modelización del comportamiento racional del mercado. Para ello se ha construido un modelo *bottom-up*, que representa el EU ETS de forma integrada, prestando especial atención a las interacciones entre los sectores industriales más intensivos en emisiones. Los resultados muestran los beneficios de esta modelización integrada, y su ajuste razonable a la realidad del mercado.

Palabras clave: EU ETS, industria, emisiones, comportamiento, modelado

JEL Codes: Q31, Q37; Q48; Q56, Q58

---

* Este trabajo ha sido financiado por FUNCAS.

† Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas, Alberto Aguilera 23, 28015 Madrid, España; MR-CBG, Harvard Kennedy School; y Economics for Energy. E-mail: pedro.linares@comillas.edu

‡ Universidad Pontificia Comillas y Economics for Energy, E-mail: pablo.pintos@eforenergy.org

Contenido

1 Introducción 1

2 El modelo 5

2.1 Aspectos generales 5

2.2 Sectores cubiertos 7

2.2.1 Sector del acero 7

2.2.2 Sector del cemento 8

2.2.3 Sector de refino 9

2.2.4 Sectores de azulejos y ladrillos 11

2.2.5 Sector eléctrico 12

2.3 Supuestos y otras consideraciones 13

2.4 Estructura matemática 14

3 Caso de estudio para España 15

3.1 Datos de entrada 16

3.1.1 Acero 16

3.1.2 Cemento 16

3.1.3 Refino de petróleo 17

3.1.4 Azulejos y ladrillos 17

3.1.5 Sector eléctrico 17

4 Resultados 17

4.1 Validación del modelo 18

4.2 Beneficios de la modelización integrada 21

4.3 Los precios previstos del ETS 23

5 Conclusiones y recomendaciones 27

6 Referencias 30

Anexo I Datos de entrada para el modelo 1
1 Acero 1
2 Cemento 1
3 Refino 1
4 Azulejos 2
5 Ladrillos 2
6 Sector eléctrico 2
Anexo II Formulación del modelo 1
1 Función objetivo 1
2 Restricciones 8
2.1 Generales 8
2.2 Acero 8
2.3 Cemento 10
2.4 Refino de petróleo 12
2.5 Azulejos 18
2.6 Ladrillos 20
2.7 Sector eléctrico 22

1 Introducción

El régimen de comercio de emisiones de gases de efecto invernadero (EU ETS, por sus siglas en inglés) es considerado el eje principal de las políticas climáticas europeas. Es un instrumento de mercado que tiene como objetivo la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) al menor coste y, al mismo tiempo, fomentar la implantación de tecnologías hipocarbónicas. Al igual que otros mercados de este tipo en el mundo, resulta en la asignación de un coste a las externalidades ambientales asociadas a ciertas actividades industriales (coste por tonelada de CO_2 equivalente emitido, ton CO_2 eq.).

El mercado europeo de emisiones fue uno de los primeros instrumentos de este tipo aplicados a nivel supranacional. En su primera etapa (2005-2007) consiguió los objetivos de puesta en marcha, aprendizaje y asignación de un valor económico al CO2 (Ellerman & Joskow 2008). Actualmente el EU ETS se encuentra inmerso en su segunda reforma estructural, propiciada principalmente para atajar el exceso de derechos de emisión (EUA, por sus siglas en inglés) en circulación en el mercado. Esta situación provocó la caída del precio del CO_2 fuera de los rangos para los que fue diseñado este instrumento, algo que crea incertidumbre sobre su efectividad. La nueva reforma está orientada a perfeccionar el sistema de cara a la cuarta fase, que comenzará en 2021.

En ausencia de fallos de mercado las medidas que se están debatiendo, como la reserva de estabilidad (*Market Stability Reserve*, MSR[4]), ya aprobada[5], no tendrían impacto en los costes marginales de reducción (Neuhoff et al. 2015). Sin embargo, la literatura previa al respecto ha evidenciado posibles anomalías en el correcto funcionamiento del mercado de emisiones: efecto dotación (Ellerman & Reguant 2008), una racionalidad limitada de los agentes participantes (Richstein et al. 2015) o los costes de transacción (Jaraite & Kažukauskas 2012).

[4] El MSR es un mecanismo de autoregulación de derechos puestos en circulación en el mercado. En caso de que haya demasiada liquidez de EUAs, este mecanismo retira derechos del mercado. Por el contrario, si se da una situación de escasez, se inyectarían derechos del fondo de reserva.

[5] Ver decisión del Consejo Europeo: http://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2015/09/18-greenhouse-gas-emissions-creation-of-market-stability-reserve-approved/

Teniendo en cuenta lo anterior, y ante los actuales bajos precios que muestra el mercado, existe la necesidad de evaluar los costes y el potencial de reducción de las emisiones de GEI para ayudar a dilucidar hasta qué punto el mercado está funcionando correctamente y los agentes participantes se comportan racionalmente. Para ello este trabajo recurre a la creación y validación de un modelo de optimización *bottom-up*, que represente el funcionamiento óptimo del mercado de manera integrada. El modelo propuesto permite analizar diferentes medidas tecnológicas y determinar el potencial de reducción de emisiones de GEI, endógeno y exógeno, según su coste marginal.

Existen diferentes aproximaciones de modelización para la evaluación de los impactos económicos de las políticas energéticas y climáticas. Generalmente se pueden clasificar en modelos de equilibrio general *top-down* o modelos de equilibrio parcial *bottom-up*. La mayoría de las aproximaciones de análisis integrado son *top-down* (por ejemplo, De Bruyn et al. (2008); Monjon & Quirion (2009); Paltsev et al. (2005)). Estos modelos permiten ofrecer una visión general de la realidad, pero penalizando el nivel de detalle de cada posible alternativa de abatimiento de emisiones. Por el contrario, los modelos *bottom-up* son adecuados cuando se requiere un alto nivel de detalle de las tecnologías energéticas a implementar, pero sacrificando la visión general (e.j. modelos TIMES, POLES, PRIMES, o Santamaría et al. (2014); Brunke & Blesl (2014); Wesselink & Deng (2009)).

También es necesario tener en cuenta la tendencia de los modelos *top-down* a sobreestimar los costes marginales de abatimiento de emisiones. En cambio, los *bottom-up* tienden a subestimarlos, debido a las dificultades de recrear los efectos micro y macroeconómicos (Kesicki 2010). Hourcade et al., (2006) y Kuik et al., (2009) ofrecen ejemplos comparativos entre ambos tipos de modelos. Además existen propuestas híbridas que intentan recoger los beneficios de cada una de las aproximaciones de modelización (Böhringer & Rutherford 2008; Rodrigues & Linares 2014; Rodrigues & Linares 2015).

Desde el punto de vista europeo, existen varias herramientas *bottom-up* muy utilizadas para el estudio y creación de políticas energéticas y climáticas.

POLES ("*Prospective Outlook on Longterm energy Systems*") es un modelo de equilibrio parcial, con aproximación tecnológica *bottom-up*. Se ha utilizado, por ejemplo, por la Comisión Europea para la valoración de impactos del sistema energético europeo. Existen otros ejemplos (Criqui et al. 1999; Criqui & Mima 2012) que utilizan en este modelo para el cálculo de costes de reducción de CO_2. Hidalgo et al., (2005) integra en POLES su modelo sobre los costes marginales de reducción de emisiones en el sector acero. PRIMES, acrónimo de ("*Price Inducing Model of the Energy System*") se clasifica, al igual que los anteriores modelos, como equilibrio parcial, *bottom-up*. Este modelo y sus variantes son habitualmente utilizados por la Comisión Europea para la realización de prospectivas energéticas (Comisión Europea 2013) o en el análisis de políticas relacionadas con la lucha contra el cambio climático (ej. Capros et al. (2008)).

Para el análisis de los mercados de carbono en general, y del EU ETS en particular, los modelos *bottom-up* existentes muestran, como ya se ha destacado, una representación detallada de las opciones de reducción (Santamaría et al. 2014). Sin embargo no se encuentran soluciones que representen las interacciones entre sectores, las cuales pueden ser muy significativas, principalmente a través del consumo de electricidad.

Si se aspira a representar un instrumento de mercado como el EU ETS, creemos necesario que, además de considerar los sectores/agentes participantes, es necesario representar las influencias e interrelaciones que ocurren entre los participantes en el mercado. Por ejemplo, si el sector cemento decide variar su mix energético hacia un mayor consumo eléctrico, el sector eléctrico tendrá que abastecer a una mayor demanda de electricidad. Esto repercute, desde el punto de vista de las emisiones, en un posible traspaso de las responsabilidades de reducción de emisiones del sector cemento al eléctrico. Desde el punto de vista del modelado, el sector que disponga de la solución de reducción de emisiones más económica, será el que la implemente. Otro ejemplo de interacción es el de la repercusión de los precios de los combustibles en cada uno de los sectores. De ahí la necesidad de recoger la interrelación entre sectores en un modelo integrado.

El estudio aquí presentado simula, a través de la optimización de los costes de los agentes, el mercado de carbono mediante un modelo *bottom-up* con cinco de los sectores industriales más intensivos en emisiones. El objetivo es representar, a través del cálculo de los costes marginales de reducción, el comportamiento teórico de los principales sectores industriales; acero, cemento, refino, azulejos y ladrillo, y sector eléctrico. Este trabajo pretende mostrar los beneficios de la modelización integrada, por lo que presta especial atención a las interrelaciones entre sectores.

Además de presentar el modelo, se realiza una aplicación práctica del mismo para España, país representativo del conjunto del EU ETS por su patrón de consumo energético y mix de emisiones industriales (ver Tabla 1).

Tabla 1. Emisiones de GEI industriales en España y totales cubiertas por el EU ETS en 2012

	España		UE+	
Fuentes de emisiones de GEI en el EU ETS	**Mton[6] CO_2eq**	**[%]**	**Mton CO_2eq**	**[%]**
Combustión[7]	89,04	65,6%	1352,58	72,4%
Refino	14,39	10,6%	127,48	6,8%
Cemento y clinker	13,73	10,1%	106,52	5,7%
Siderurgia	6,05	4,5%	106,52	5,7%
Cerámica y azulejos	1,82	1,3%	9,32	0,5%
Productos químicos	2,24	1,7%	30,40	1,6%
Papel y cartón	2,61	1,9%	23,98	1,3%
Cal, dolomita y magnesita	1,75	1,3%	31,75	1,7%
Vidrios y fritas	2,02	1,5%	18,71	1,0%
Aluminio primario	nd	nd	0,49	0,0%
Pasta de papel	1,07	0,8%	5,78	0,3%
Otros	0,91	0,7%	53,47	2,9%
Total	135,64	100%	1867,00	100%

Fuente: EEA (Agencia Europea de Medio Ambiente)

Los resultados se presentan en forma de curvas de costes marginales de reducción (curvas MACC, por sus siglas en inglés). Estas curvas - en lo sucesivo curvas MAC o MACC - permiten analizar diferentes medidas

[6] Megatonelada. 10^6 toneladas.
[7] Engloba sector eléctrico + combustión

tecnológicas y ordenar su potencial de reducción de emisiones de GEI según su coste marginal (por ejemplo, McKinsey & Company (2007); Economics for Energy (2011); ESMAP (2012); Wesselink & Deng (2009)).

Es artículo está estructurado de la siguiente manera. En el apartado 2 se describe la literatura previa y el modelo desarrollado. En el apartado 3 se detalla el caso práctico aplicado para España. En la sección 4 se ofrecen los resultados obtenidos y en la sección 5 las conclusiones y recomendaciones.

2 El modelo

Para llevar a cabo este estudio se ha optado por el diseño y construcción de un modelo integrado *bottom-up* ingenieril basado en Santamaría et al. (2014). Además de los sectores de acero, cemento y refino ya incluidos en el trabajo citado, se han añadido los sectores de azulejos, ladrillos y eléctrico. Y, como ya se ha comentado, se han integrado todos estos sectores, teniendo en cuenta las interrelaciones entre los mismos. En los siguientes apartados se describe cómo se han representado. En los anexos se detallan la formulación y datos de entrada utilizados.

2.1 Aspectos generales

La herramienta construida se basa en un modelo *bottom-up* de optimización lineal con equilibrio parcial que integra cinco de los sectores industriales más intensivos en emisiones en el EU ETS (ver Tabla 10); acero, cemento, refino de petróleo, cerámico y ladrillos, además del sector eléctrico.

Para cada sector se definen los distintos procesos de producción y se especifican las tecnologías utilizadas, así como las posibles alternativas actualmente disponibles para la mejora de procesos que contribuyan al ahorro energético y a la reducción de emisiones de GEI. La descripción de los sectores y sus posibilidades técnicas de mejora se han obtenido de la literatura

existente, con el apoyo de la valoración de expertos para representar lo más realistamente posible la industria.

El modelo calcula la opción óptima de satisfacer la demanda al mínimo coste, dado un potencial de reducción de emisiones con respecto a la situación tendencial (*Business As Usual*, BAU). Para ello se tienen en cuenta los objetivos comprometidos por la Unión Europea (UE) para la reducción de emisiones; los precios de los combustibles y la competitividad con respecto a terceros países que no poseen la presión de instrumentos como el EU ETS (por las posibilidades de importación). La finalidad es ofrecer un modelo representativo del EU ETS que tenga en cuenta el comportamiento racional de la industria y sus interacciones.

La herramienta aquí mostrada utiliza la combinación óptima de las posibilidades de abatimiento de emisiones internas de cada sector, abarcando de esta manera un mayor nivel de detalle. Estudios previos tienden, como ya se ha comentado en la introducción, a utilizar metodologías *top-down* de equilibrio general, capaces de reflejar de manera más realista la economía en su conjunto, pero perdiendo nivel de detalle. Otros utilizan metodologías *bottom-up*, pero sin tener en cuenta las interrelaciones entre sectores.

La principal desventaja al elegir un modelo de equilibrio parcial es la perdida de la fidelidad en la de representación de la economía en su conjunto. Sin embargo en la literatura previa se encuentran ejemplos que indican que se puede despreciar el impacto del precio del carbono en el resto de la economía (Ghersi & Hourcade 2006; Santamaría et al. 2014). El modelo también considera la demanda como inelástica, por lo que, aunque se permite la importación de producción, esta característica también representa una limitación. No obstante, las particularidades de los sectores estudiados hacen que, en general, la demanda se pueda considerar relativamente inelástica (Cook 2011; Monjon & Quirion 2009).

En todo el modelo se considera la posibilidad de importación en el caso de que la producción doméstica pierda competitividad con respecto a la importada. Este supuesto tampoco es absolutamente realista, ya que existen más factores que el puramente económico a la hora de determinar el cambio de producción

doméstica por importada. Sin embargo, consideramos que se ofrece una aproximación suficiente.

2.2 Sectores cubiertos

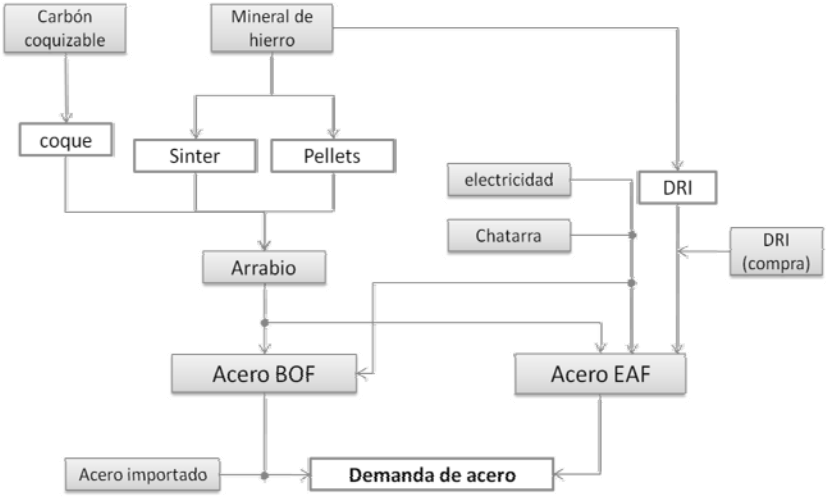
A continuación se realiza una descripción de los sectores analizados para la representación del comportamiento de la industria ante el EU ETS. Los sectores elegidos, tal y como se ha expuesto, son: acero, cemento, refino de petróleo, cerámico (azulejos, ladrillos y tejas) y eléctrico. En la Tabla 1 se puede apreciar el peso de cada uno de los sectores como emisores de GEI. Después del sector eléctrico (incluido en el término de "combustión"), refino, cemento y acero son los sectores con mayor cuota de emisiones dentro del EU ETS. Fuera del mercado de emisiones sobresale el sector transporte. Como ya se ha comentado, la descripción e implementación de los sectores en el modelo se ha basado en basado en Santamaría et al. (2014).

2.2.1 Sector del acero

La producción de acero se puede dividir en función del horno utilizado: horno de oxigeno básico (BOF), para fundir arrabio; y horno de arco eléctrico (EAF), utilizado principalmente para chatarra, aunque también se puede alimentar con arrabio. El modelo implementado tiene en cuenta las limitaciones de las mezclas de materias primas a incluir en cada uno de estos hornos. Se representan también las principales fuentes de emisiones de GEI del proceso; a través del arrabio, el coque, DRI, etc., así como las emisiones indirectas debidas al consumo eléctrico.

En la Figura 1 se representa esquemáticamente el proceso de producción de acero del modelo.

Figura 1. Representación del proceso de producción de acero del modelo



Fuente: Elaboración propia a partir de Santamaría et al. (2014)

2.2.2 Sector del cemento

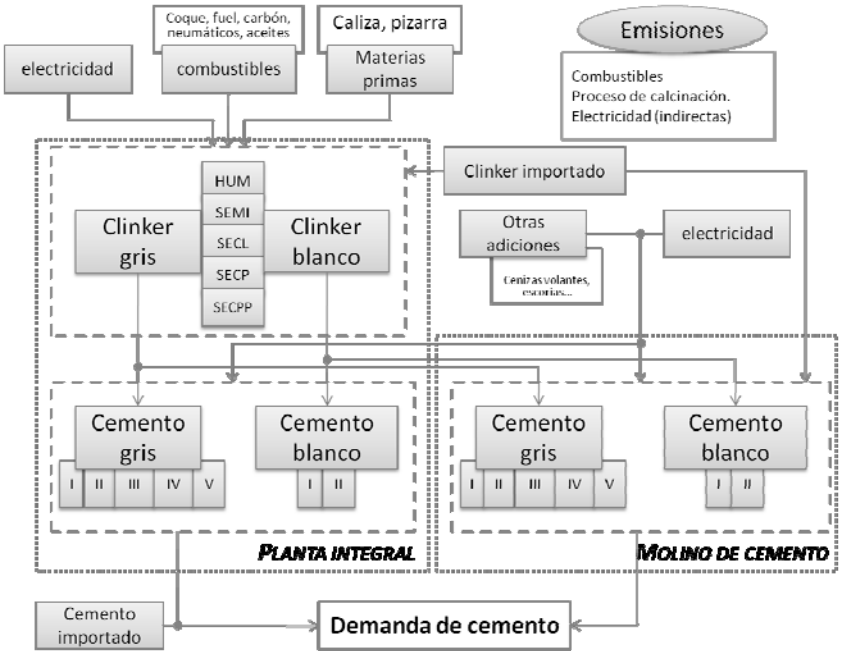
Las plantas integrales de fabricación de clinker (principal elemento para la fabricación de cemento) y cemento utilizan diferentes materias primas como piedra caliza y arcilla para obtener clinker. Para alimentar los hornos se pueden utilizar diferentes combustibles, entre los que se encuentran coque, carbón, gas natural, aceites usados y neumáticos. En la producción de clinker se consideran diferentes tecnologías, desde vía húmeda a seca. De esta última tecnología hay tres niveles según su humedad.

La fase de la producción de clinker es la más intensiva en emisiones: 0,8 ton CO_2/ton de clinker blanco y 1 tonCO_2/ton de clinker gris, según el *benchmark* europeo (Oficemen 2013). La etapa de producción de cemento no tiene emisiones directas. Las emisiones asociadas pertenecen a los molinos eléctricos.

En el modelo representativo del sector cemento se consideran dos tipos de instalaciones: planta integral de fabricación de cemento y fábricas de molienda, que utilizan clinker importado para la producción de cemento. El modelo minimiza los costes de producción de siete tipos de cemento, así como la posibilidad de que sean importados.

En esta aproximación no se tienen en cuenta los costes de transporte. La literatura argumenta que el transporte de clinker por carretera sólo es rentable a distancias menores a 200 km (Szabo et al. 2006).

Figura 2. Representación del proceso de fabricación de cemento modelado para España



Fuente: Elaboración propia a partir de Santamaría et al. (2014)

2.2.3 Sector de refino

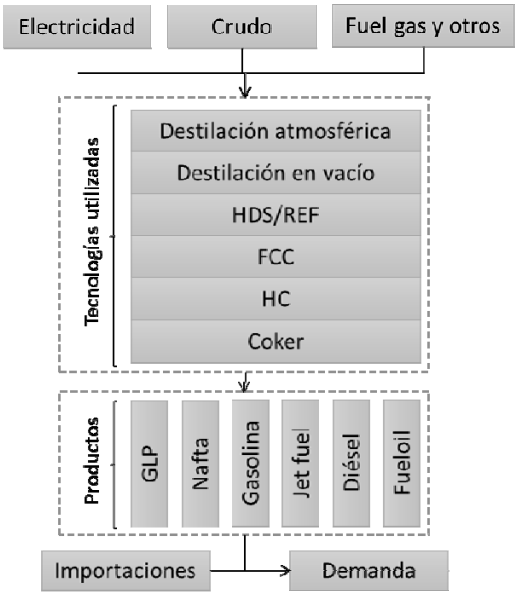
Las refinerías se pueden clasificar en función de su complejidad. Las refinerías sencillas, de baja conversión, tienen menor capacidad de obtención de productos ligeros (fuel gas, naftas, etc.), los más demandados. Por el contrario, cuanto más complejas sean (al añadir módulos de proceso), mayor capacidad de conversión tendrán. Las refinerías con módulos FCC (*fluid catalytic cracking*

system) son de conversión simple. Si la refinería incorpora módulos de HC (*hydrocracker*) y capacidad de coquización, se clasifica como de alta conversión.

El proceso comienza en la torre de destilación. Los subproductos obtenidos pasan por diferentes módulos según el producto final que se quiera obtener. El reformado catalítico está dedicado al tratamiento de la nafta pesada y aumento del octanaje. La hidrodesulfuración, proceso de reducción del azufre, se realiza en los módulos denominados HDS (*hydroskimmer*). Los módulos restantes contribuyen, como se ha comentado en el párrafo anterior, a incrementar el rendimiento de las refinerías y obtener mayor capacidad de conversión. En el modelo se recogen también los requerimientos de octanaje, nivel de azufre y densidad, pero de manera lineal y simplificada.

En la Figura 3 se muestra la relación entre los diferentes procesos para la obtención de los diferentes productos.

Figura 3. Representación del proceso de refino de petróleo del modelo para España

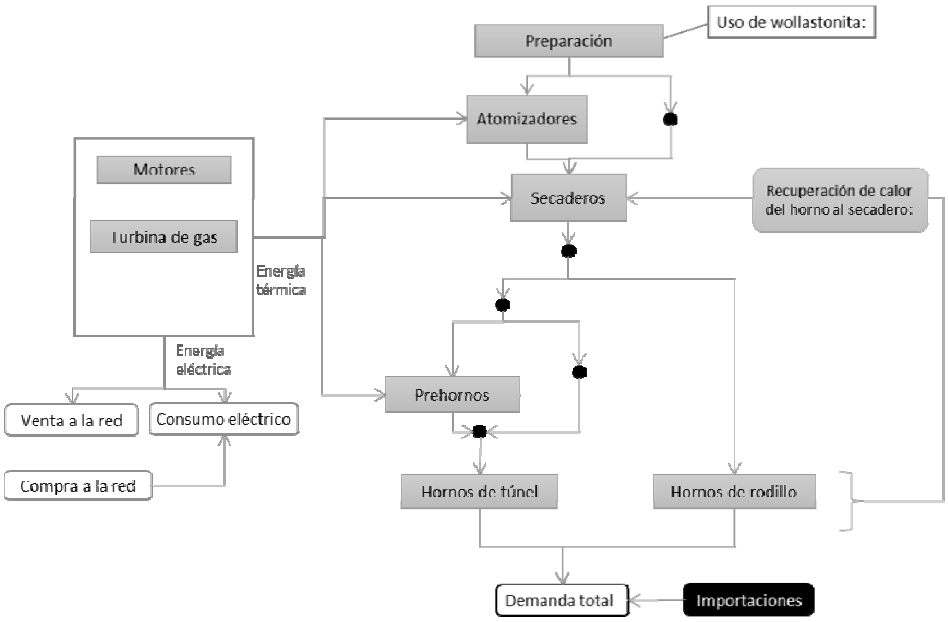


Fuente: Elaboración propia

2.2.4 Sectores de azulejos y ladrillos

En la Figura 4 se muestra la interacción entre los distintos procesos e instalaciones para la fabricación de azulejos y baldosas cerámicas representadas en el modelo. Se tienen en cuenta la producción de hasta cinco productos finales a partir de dos tipos de hornos; de túnel y de rodillos. Asimismo se consideran las emisiones de proceso e indirectas debidas al consumo eléctrico, así como el uso de cogeneración. También se modelan posibilidades tales como la mejora en el aislamiento de los hornos, nueva capacidad para recuperación de calor o de uso de prehornos.

Figura 4. Representación del proceso de fabricación de baldosas cerámicas del modelo

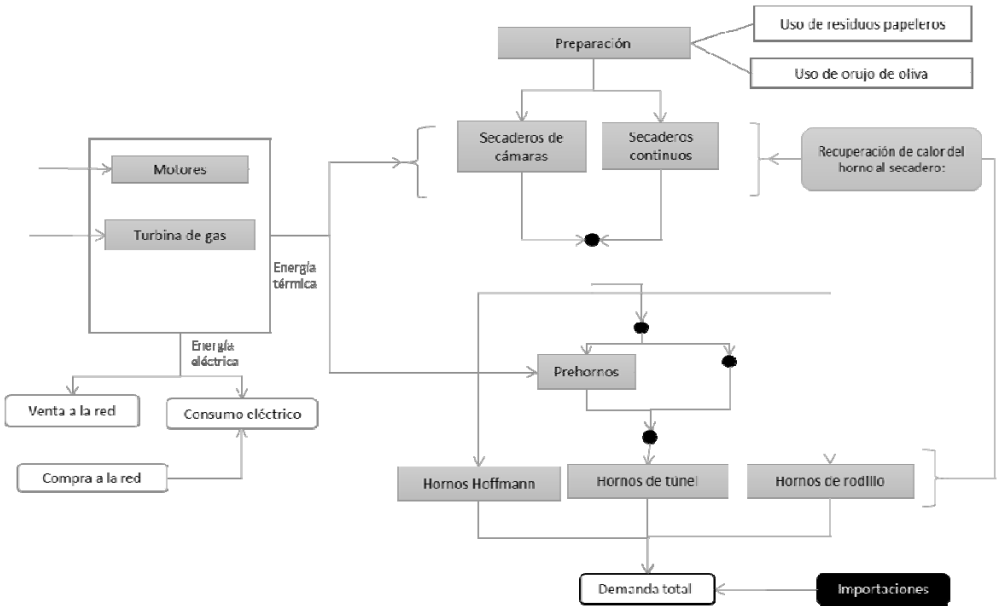


Fuente: Elaboración propia

Si bien cambian algunas de las instalaciones, tal y como se puede apreciar en la Figura 5, el proceso productivo de ladrillos y tejas se asemeja al anterior sector descrito.

En este caso se tienen en cuenta tres tipos de horno diferentes para la producción de ladrillos y tejas; *hoffmann*, de túnel y de rodillos. El modelo considera distintas opciones de reducción de emisiones, tanto para las de proceso, como las debidas al consumo de combustibles fósiles y electricidad. Entre ellas se encuentran la posibilidad de la utilización de prehornos y recuperadores de calor, o la alimentación energética a través de cogeneración. Los detalles de las diferentes variables tenidas en cuenta para el cálculo del coste de la reducción de emisiones de este sector se ofrecen en el anexo.

Figura 5. Representación del proceso de fabricación de ladrillos y tejas del modelo



Fuente: Elaboración propia

2.2.5 Sector eléctrico

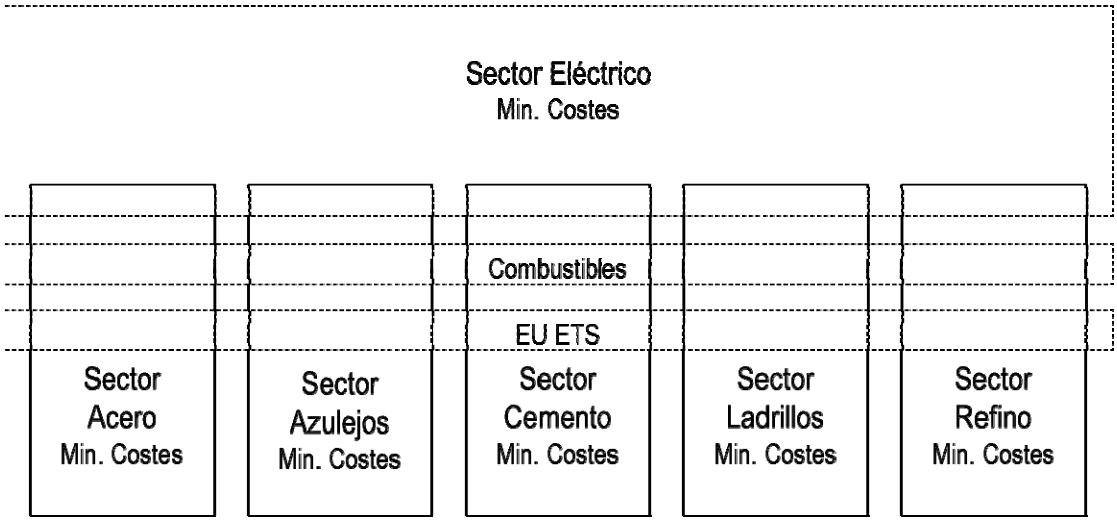
La representación del sector eléctrico se basa en el modelo de Linares et al. (2008). Se recogen diferentes tecnologías de generación tipo con sus restricciones y capacidades. Se tienen en cuenta las políticas energéticas y posibilidades de inversión. El modelo busca la opción económicamente óptima para la satisfacción de la demanda eléctrica, incluyendo la de los sectores

industriales estudiados. Además considera, al igual que en el resto de sectores analizados, las emisiones de GEI a reducir.

2.3 Supuestos y otras consideraciones

El modelo construido se representa conceptualmente en la Figura 6. Cada uno de los sectores industriales anteriormente descritos busca optimizar su función de costes. Por lo tanto, el problema a resolver se corresponde con varias optimizaciones simultáneas. Además de las restricciones que afectan a cada sector, tal y como muestra la Figura 6, los sectores están vinculados por el precio de la electricidad (endógeno), los precios de los combustibles, así como la restricción global a los derechos de emisión.

Figura 6. Esquema conceptual del modelo integrado



Fuente: Elaboración propia

El mercado de carbono está representado mediante una restricción a las emisiones de GEI. Para un nivel de restricción de emisiones dado con respecto al BAU, el modelo calcula qué sectores pueden reducir sus emisiones de GEI a menor coste. Para ello se tienen en cuenta las medidas aplicables a cada sector, así como la inversión en nueva tecnología más eficiente y/o de bajas emisiones. De este fragmento de la modelización se obtiene endógenamente un coste marginal de reducción de la tonelada de CO_2 emitida.

2.4 Estructura matemática

En la Figura 7 se representa simplificadamente la función objetivo del modelo y se describen las restricciones (en el anexo II se ofrece la formulación completa). La función objetivo está compuesta por los costes asociados a la producción de cada uno de los sectores representados. Mediante esta función, sujeta a las restricciones correspondientes, se obtiene el coste optimizado que satisface la demanda de cada uno de los sectores.

Figura 7. Función objetivo del modelo

$$Min.\ Costes = \sum \big(Coste\ Gen.\ Eléctrica + Coste\ Sector\ Acero + Coste\ Sector\ Azulejos + Coste\ Sector\ Cemento + Coste\ Sector\ Ladrillos + Coste\ Sector\ Refino \big)$$

Restricciones:

Sector Acero

Sujeto a:
1) Demanda de acero ≥ Acero produjo + acero importado
2) Requerimientos de materias primas e intermedias (carbón de coque, sinter, pellets, chatarra, etc.)
3) Restricción de consumo de arrabio y DRI para proceso EAF
4) Acero producido ≤ Máxima capacidad (BOF, BF, EAF)

Sector Cemento

Sujeto a:
1) Demanda de cemento ≥ Cemento producido
2) Energía de los combustibles utilizados ≥ Energía para la producción de clinker
3) Consumo de materias primas (piedra caliza y arcilla)
4) Cemento producido (gris y blanco) ≤ Capacidad de producción de cemento (gris y blanco)
5) Clinker producido (gris y blanco) ≤ Capacidad de producción de clinker (gris y blanco)
6) Consumo de clinker para cemento (plantas integrales + molinos) ≤ Clinker producido + clinker importado
7) El 65% del combustible debe ser coque (para reflejar la limitación de los procesos de combustión)

Sector Refino

Sujeto a:
1) Satisfacción de la demanda (gasolina, jet fuel, diésel, fueloil)
2) Balances de masa en la refinería entre etapas y procesos (destilación atmosférica, reformado, HDS, FCC, HC, coker)
3) Requisitos de gas para autoconsumo y suministro de destilación en vacío
4) Capacidades máximas de los procesos (destilación atmosférica, reformado, HDS, FCC, HC, coker)
5) Cumplimiento de las especificaciones
6) Consumo de Energía ≤ Energía proporcionada

Sector Azulejos

Sujeto a:
1) Demanda (azulejos, gres y baldosas extruidas) ≥ Producido + Importado
2) Cantidad de combustible consumido ≥ Consumo energético de cada instalación (directo y a través de cogeneración)
3) Producción ≤ capacidad instalada + nueva capacidad
4) Cantidad de materia prima necesaria ≥ Requerida
5) Electricidad producida = Electricidad autoconsumida + Electricidad vendida

Sector Ladrillos
Sujeto a:
1) Demanda de productos (ladrillos, tejas y otros) ≥ Producido + Importado
2) Cantidad de combustible ≥ Consumo energético de cada instalación (directo y a través de cogeneración)
4) Producción ≤ capacidad instalada + nueva capacidad de producción
6) Cantidad de materia prima necesaria ≥ Requerida
7) Electricidad producida = Electricidad autoconsumida + Electricidad vendida

Sector Eléctrico
Sujeto a:
1) Balance de demanda (potencia generada = potencia demandada)
2) Disponibilidad de potencia instalada (potencia generada ≤ potencia instalada * factor de utilización)
3) Energía disponible en los embalses y centrales fluyentes
4) Equilibrio bombeo-turbinación
5) Limitación del nivel de emisiones de SO2 NOx y partículas
6) Máxima potencia instalada de las tecnologías renovables y nucleares
7) Limite anual de instalación de nuevas centrales CCGT y CSC
8) Mínima producción anual en centrales que utilizan gas

Restricción común
Emisiones BAU (1- % de reducción) ≥ Emisiones totales

Fuente: Elaboración propia

3 Caso de estudio para España

A continuación se describe un caso práctico de aplicación del modelo, que pretende ilustrar las ventajas de la modelización integrada. En el mismo se estudia la situación ex-post durante la fase II del EU ETS, para comprobar si los costes marginales de reducción obtenidos del modelo se corresponden con los precios de los derechos de emisión del mercado europeo de carbono. Además, como análisis de sensibilidad, también se realiza un escenario alternativo que representa la situación del mercado desde el punto de vista de la planificación del mismo. Esto es, sin tener en cuenta imprevistos, como la crisis económica o políticas posteriores al EU ETS, como la Directiva de eficiencia energética. Este escenario alternativo ayuda a entender el resultado que preveía la Comisión Europea al poner en marcha el ETS, y por tanto su necesidad de ajuste posterior.

El modelo descrito ha sido aplicado para el caso español por ser un país representativo, en cuanto a emisiones y consumo de energía, de la industria considerada en el EU ETS (ver Tabla 1).

3.1 Datos de entrada

Para realizar el estudio de la industria española se establece como año representativo 2012. Se ha elegido este año por ser el último año en que, en el momento de realizar este estudio, se encuentran disponibles los datos de las transacciones reales de los agentes que operan en el mercado, conforme al anexo IV del Reglamento (UE) Nº 389/2013.

A continuación se ofrecen las principales magnitudes de los datos exógenos de demanda, los cuales se detallan en el Anexo I.

3.1.1 Acero

España produce alrededor del 8,5% del acero europeo (EUROFER 2014). La industria siderúrgica española es una de las más eficientes de la UE por su elevado porcentaje de capacidad instalada de tecnología EAF. El 75% de la producción en 2011 fue fabricada mediante horno eléctrico alimentado exclusivamente de chatarra, frente al 43% de la media europea (UNESID 2014). La producción total de acero en España en el año 2012 se elevó a 13,6 Mton. (UNESID 2014), representando el 4,5% de las emisiones cubiertas por el mercado de emisiones.

3.1.2 Cemento

El sector cementero es el tercer emisor de GEI de la industria española, después del sector eléctrico y de refino. Aportó alrededor del 10% de las emisiones verificadas al EU ETS en 2012 (EEA 2014). La producción de clinker en España se realiza principalmente mediante vía seca. Esta tecnología requiere de menor consumo energético. Esto, junto con una materia prima disponible también más seca, permite a la industria española estar cerca de los estándares de las mejores técnicas disponibles. Los datos de producción se muestran en el Anexo I.

3.1.3 Refino de petróleo

El sector de refino de petróleo representó el 12% de las emisiones asociadas al EU ETS en España (EEA 2014) siendo el segundo sector en importancia por este motivo, sólo por detrás del sector eléctrico (ver Tabla 1). Para representar el sector se han tenido en cuenta los diferentes módulos existentes en las 10 refinerías españolas. Los datos de producción de refinados se muestran en el Anexo I.

3.1.4 Azulejos y ladrillos

El sector azulejero español produjo, en 2012, 404 millones de m^2 de azulejos y pavimentos cerámicos (ASCER 2015). Para el modelado de este sector se reparte esta producción en azulejos, gres y baldosas extruidas. En el en el Anexo I se detallan las cantidades de cada producto fabricadas.

En cuanto a la cerámica de construcción (ladrillos y tejas), España redujo notablemente su producción a partir del 2008, después de un continuo ascenso desde principios de la pasada década. La producción de este sector en 2012 ascendió a 5.2 Mton. (Hispalyt 2015). En el Anexo I se muestra el reparto de la producción de tejas y ladrillos escalado, utilizado como dato de entrada al modelo.

3.1.5 Sector eléctrico

La demanda eléctrica en 2012 de España ascendió a 267 TWh, según datos de Red Eléctrica de España. Las emisiones peninsulares de este sector en ese año ascendieron a más de 80 Mton. (REE 2013). En el modelo se representa el mix energético de producción eléctrica total (peninsular y extrapeninsular), así como la producción necesaria para autoconsumo. En el Anexo I se muestra la tabla con los datos de producción de cada una de las tecnologías.

4 Resultados

En este apartado se exponen los resultados obtenidos en las simulaciones para el caso español. Primero se muestran los datos estáticos de validación obtenidos con el modelo, los cuales sirven para comprobar la fidelidad de los

resultados obtenidos con la realidad. A continuación se describen los principales resultados. Tal y como se ha adelantado en la introducción, uno de los objetivos de este estudio es comprobar cómo mejoran los resultados al tener en cuenta los sectores analizados de manera integrada. Para ello se comparan las curvas MAC obtenidas a partir del análisis de los sectores por separado, con las obtenidas examinando los sectores conjuntamente.

Además del estudio de la situación real del mercado, se construyó un escenario alternativo, denominado "escenario previsto", que representa el escenario esperado para 2012 desde el punto de vista de la preparación de la fase II del EU ETS, es decir, desde antes del 2008. Con este escenario se pretende obtener una estimación de los precios de los derechos de emisión previstos durante la puesta en marcha de la segunda fase del EU ETS, y al mismo tiempo comprobar la sensibilidad del modelo a cambios en sus parámetros de entrada.

4.1 Validación del modelo

Para confirmar la coherencia de los datos obtenidos en el modelo con la realidad se comprobaron los resultados intermedios y finales de consumos energéticos, costes y emisiones cada uno de los sectores. A continuación se ofrecen las principales magnitudes.

La Tabla 2 muestra la evolución de las emisiones en España de los sectores industriales modelados. En total el modelo abarca el 86% de las emisiones sujetas al EU ETS en 2012, que ascendieron a 135,6 Mton.

Tabla 2. Emisiones de GEI históricas en España por sectores industriales

Datos emisiones (Mton.)	**1990**	**2005**	**2012**
Producción eléctrica	61,61	101,24	80,00
Refino	12,64	15,46	14,39
Siderurgia	13,83	11,05	6,05
Cemento y clinker	22,72	29,45	13,73
Cerámica y azulejos	0,41	0,8	1,82
Ladrillos y tejas	3,89	4,1	

Total (modelado)	**115,1**	**162,1**	**115,99**
% cubierto modelo	***87%***	***85%***	***86%***
Total EU ETS	**131,66**	**189,85**	**135,64**

Fuente: PNA 2008-2012; EEA; REE

En la Tabla 3 se ofrece la comparación entre los datos de emisiones de cada uno de los sectores verificados en 2012 con respecto a los obtenidos por el modelo. Aquí es necesario aclarar que en el sector eléctrico, los datos de emisiones reales corresponden al sistema peninsular exclusivamente, mientras que para el modelo se considera la generación total (sistema peninsular y extrapeninsular).

Para el cálculo de las emisiones del sector siderúrgico se han seguido los criterios propuestos por las "directrices del IPCC[8] para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero" (IPCC 2006). Se ha utilizado la metodología que considera las emisiones de GEI en base a la producción y utilización de las materias primas (arrabio, sinter, coque, DRI[9] o pellets). Este método de cálculo, recomendado por IPCC (2006), recoge de manera más fidedigna las emisiones que el método simplificado, basado en el producto final, que es el utilizado para el cálculo de las emisiones reales en el inventario de emisiones oficial español. Si se realizan los cálculos con el método simplificado, los resultados del modelo concuerdan con los verificados.

Tabla 3. Comparación entre las emisiones de GEI industriales en España reales y las obtenidas por el modelo

Datos emisiones (Mton.)	**2012 (real)**	**2012 (modelo)**
Producción eléctrica	80,00	90,18*
Refino	14,39	15,30
Siderurgia	6,05	11,13**
Cemento y clinker	13,73	12,39
Cerámica y azulejos	1,82	3,51

[8] Panel Intergubernamental del Cambio Climático.
[9] Hierro de reducción directa, el cual se produce a partir de la reducción directa de mineral de hierro.

Ladrillos y tejas		

Notas:*En el modelo se consideran el sistema eléctrico peninsular y extrapeninsular, mientras que el dato real pertenece al sistema peninsular. **El modelo calcula las emisiones para el sector del acero con una metodología basada en (IPCC 2006).

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de EEA

También se validó la fidelidad del modelo a través del mix eléctrico obtenido. En la Tabla 4 se muestra el reparto de producción eléctrica del modelo y su variación con respecto a la realidad. Aquí cabe destacar que el ciclo combinado en el modelo aumenta su producción, para incluir la del bombeo, que no entra en el modelo. La resolución horaria simplificada del modelo, que representa la demanda eléctrica mediante bloques, implica una falta de resolución que comúnmente suele repercutir en variaciones de este tipo.

Tabla 4. Comparación entre el mix de generación eléctrico real y el replicado en por el modelo.

GWh	2012 (Real)	2012 (Modelo)	Variación
Carbón	57.662	57.630	0%
Ciclo combinado	42.510	46.383	-9%
Cogeneración	33.767	33.731	0%
Eólica	48.508	47.254	3%
Hidráulica	19.455	19.514	0%
Minihidráulica	4.646	4.653	0%
Nuclear	61.470	60.833	1%
Solar fotovoltaica	8.202	8.188	0%
Solar térmica	3.444	3.451	0%
Biomasa	4.755	4.782	-1%

Fuente: Elaboración propia y REE

Una parte de la producción eléctrica es consumida por la industria. En la Tabla 5 se ofrecen los datos de producción y consumo de electricidad por los sectores más intensivos. Puede verse como en el caso del sector de producción de cemento, el consumo eléctrico obtenido en el modelo varía con

respecto al real. Esto se debe a que la electricidad es un input de poca importancia en este sector, y por ello resulta difícil aproximarla con precisión.

Tabla 5. Comparación entre el consumo y generación eléctrica real y el replicado en por el modelo.

[TWh]	2012 (Real)	2012 (Modelo)
Electricidad producida	286,94	287,06
Electricidad consumida acero	14,00	13,98
Electricidad consumida cemento	2,00	1,21

Fuente: Elaboración propia a partir del modelo, Oficemen e IDEA

4.2 Beneficios de la modelización integrada

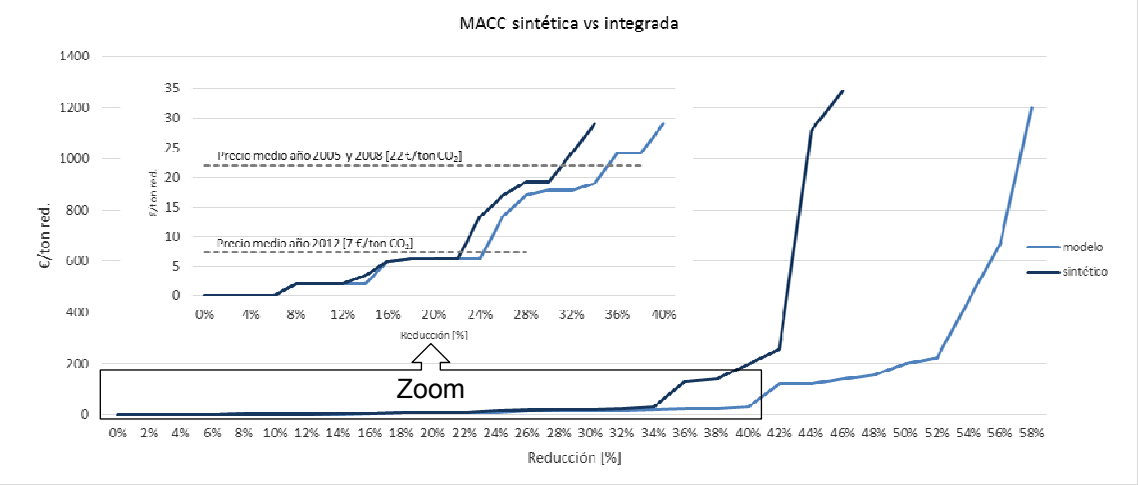
En la Figura 8 se presentan, comparativamente, dos curvas MAC. Una de ellas es la curva MAC denominada “sintética”, por agregar todas las posibilidades de abatimiento de emisiones de los sectores estudiados de manera aislada. Esto es, sin tener en cuenta las interacciones que se pueden dar entre sectores, tal y como se explicó en apartados anteriores. La curva denominada “integrada” recoge las posibles interacciones entre las medidas, tecnologías y/o decisiones de reducción de emisiones en el mercado de carbono.

Al comparar las dos curvas MAC anteriores (Figura 8) se observa la existencia de menores costes marginales de reducción de la curva integrada para cada nivel de reducción. Esto concuerda con la tesis de partida, pues un instrumento de mercado permite integrar todas las opciones de reducción posibles y acceder a las medidas de reducción de emisiones baratas de manera más eficiente.

En la Figura 8 se puede apreciar que a bajas exigencias de reducción de emisiones, los costes son prácticamente iguales. Esto se debe a que, en un principio, es el sector eléctrico el que recorta sus emisiones en ambas situaciones (MACC integrada y sintética). Sin embargo, al aumentar la restricción de emisiones de GEI se observa cómo, en la curva MAC integrada, se obtienen menores costes marginales. Por ejemplo, para un 14% de reducción, los costes marginales varían de 2 a 3€/ton. CO_2 eq. de la curva integrada a la sintética respectivamente. Al aumentar la restricción de emisiones, por ejemplo, al 24% con respecto al BAU, la diferencia se acentúa; de 6 a 13€/ton CO_2 eq. entre la MACC integrada y la sintética respectivamente. Teniendo en cuenta que los objetivos de reducción de emisiones para 2020 del EU ETS son del 21% con respecto a 2005, es conveniente considerar estas diferencias.

Esta integración aproxima pues de manera más fiable la realidad del funcionamiento del EU ETS. Otros estudios, en cambio, sobrestiman el coste de CO_2 al estudiar varios sectores de forma aislada (Santamaría et al. 2014).

Figura 8. Comparación entre las curvas MAC integrada y sintética

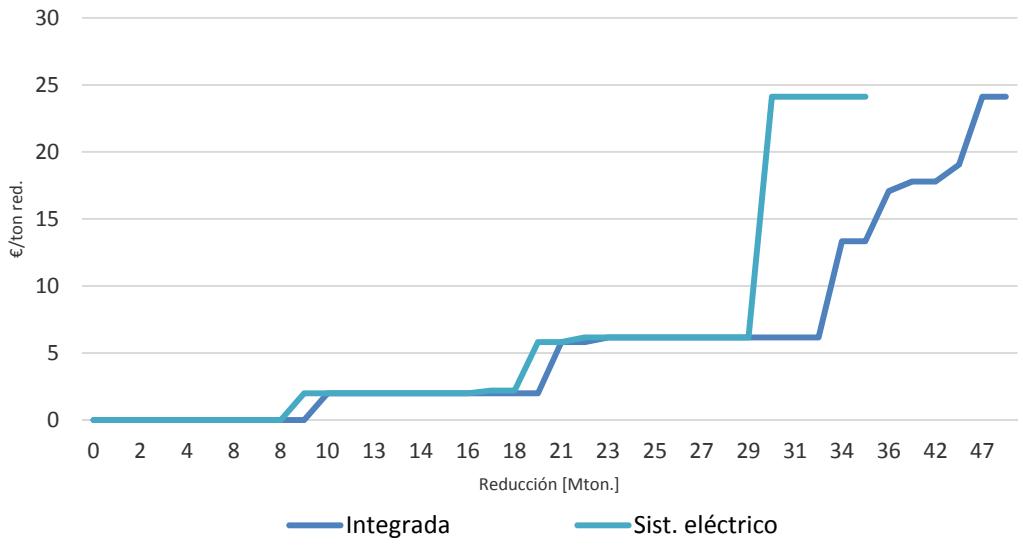


Fuente: Elaboración propia

También resulta de interés analizar en qué medida la MAC integrada difiere de la que resulta de considerar únicamente el sector eléctrico. Algunos estudios, como Richstein et al. (2015), aproximan el funcionamiento del ETS simulando

únicamente el comercio de emisiones dentro del sector eléctrico que, como ya hemos visto, supone solamente una parte de éste. En la Figura 9 se muestra una gráfica comparativa entre la curva MAC integrada y la curva MAC del sector eléctrico. Se puede apreciar como el coste marginal de reducción de emisiones que se obtiene, considerando sólo el sector eléctrico, es mayor que el de MACC con todos los sectores integrados. De esto se puede concluir que también se sobrestima el coste de CO_2 al utilizar sólo un sector como referencia.

Figura 9. Comparación de la curva MAC del sector eléctrico con respecto a la MACC integrada



Fuente: Elaboración propia

4.3 Los precios previstos del ETS

Los precios de los EUAs en la fase II se mantuvieron por encima de los 12€ hasta mediados del 2011 (ver Figura 10). Pero después de que se constatara que la crisis económica iba a extenderse más de lo previsto, así como otros factores, como el accidente nuclear de Fukushima o la aprobación de la Directiva de eficiencia energética, los precios cayeron por debajo de los 5€, tal como se puede observar en la Figura 10. Estos precios se encuentran por

debajo de los niveles que se estimaron cuando se diseñó la fase actual del ETS, y por tanto también resulta de interés evaluar en qué medida el modelo puede aproximar los precios previstos con los supuestos anteriores, como indicador de su robustez frente a cambios en los parámetros.

Figura 10. Evolución del precio de los derechos de emisión

Fuente: Bluenext, SendeCO2

Para ello se ha creado un escenario que trata de replicar las tendencias (energéticas, de producción y emisiones) previstas, anteriores a los acontecimientos que provocaron la caída del precio del CO_2. Para la formulación de este escenario se tuvo en cuenta el Plan Nacional de Asignación[10] (PNA) 2008-2012. En la Tabla 6 se resumen los datos de demanda industrial del "escenario previsto" para 2012, en comparación los datos reales.

Tabla 6. Demanda de producción en España según escenario

[10] Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre, por el que se aprueba el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012.

Sector	Unidades	2012 (real)	2012 ("escenario previsto")
Eléctrico	TWh (demanda en b.c. sin pérdidas)	286,94	329,54
Acero	Mton.	13,64	18,40
Azulejos	Mton.	7,87	9,97
Cemento	Mton.	15,93	36,48
Ladrillos	Mton.	3,92	22,77
Refino	Mton.	48,79	51,37

Fuente: Elaboración propia a partir de: REE, Unesid, Oficemen, Hiypalyt, Cores y el PNA para España 2008-2012

Así mismo también se ha estimado una proyección de los precios de los combustibles en 2012 desde una perspectiva anterior al comienzo de la crisis económica. De esta manera se pretende recoger la visión anterior a 2008 de la fase II del EU ETS. Para ello se recurrieron a las proyecciones del *World Energy Outlook* 2008 (IEA 2008). En la Tabla 7 se muestran los datos de proyecciones en comparación con los precios reales.

Tabla 7. Precios de los principales combustibles utilizados en el modelo

€/MWh	2012 (real)	2012 ("escenario previsto")
Gas natural (industria)	29,41	41,74
Carbón	15,50	17,45
Fuel	42,17	36,96
GLP	65,00	73,89
Gasolina	62,18	59,77
Gasóleo	61,57	71,76
Coque	20,88	26,25
Gas natural (sector eléctrico)	21,05	30,90

Fuente: CORES, Foro Nuclear, IRENA, IEA (2008)

En los resultados obtenidos del “escenario previsto” (Figura 11) se puede apreciar como los costes marginales de reducción de emisiones de GEI

aumentan con respecto a la situación real. Esto es lógico por haber una mayor demanda industrial.

Para obtener los precios de los EUAs en este escenario, se analiza el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones para España. Se tiene en cuenta que España superó los límites de emisiones comprometidos bajo el Protocolo de Kioto para el periodo 2008-2012. Un 15% de aumento máximo con respecto al año base (1990). Finalmente España emitió una media anual de un 23% más que el año base en el periodo 2008-2012 (ver Tabla 8).

El "reparto de esfuerzo" para cumplir con el Protocolo de Kioto se dividió en un 45%[11] para los sectores sujetos al EU ETS, respecto a los no sujetos. De esta manera, tal y como se muestra en la Tabla 8, los emisores sujetos al EU ETS cumplieron su parte de "esfuerzo". Esto fue propiciado por la caída de la producción industrial, debida principalmente a la crisis económica no prevista. Por tanto, con el "escenario previsto" se puede comprobar qué cotas de precios hubieran alcanzado los derechos de emisión si se hubiera materializado la tendencia esperada para la fase II.

Los resultados obtenidos en el escenario previsto indican un nivel de emisiones para los sectores cubiertos por el EU ETS superiores a los de 2005. Teniendo en cuenta esto, para alcanzar el nivel de reducción de emisiones del que es responsable el EU ETS (un máximo de emisiones de 150 Mton.), el precio del CO_2 debiera haberse elevado por encima de los 16€/ton, tal y como se muestra en la curva MAC de la Figura 11.

Este coste marginal se asemeja de hecho a los precios de los derechos de emisiones anteriores a la crisis económica, lo que de nuevo prueba la capacidad del modelo propuesto para representar de forma razonable al sistema europeo de comercio de emisiones.

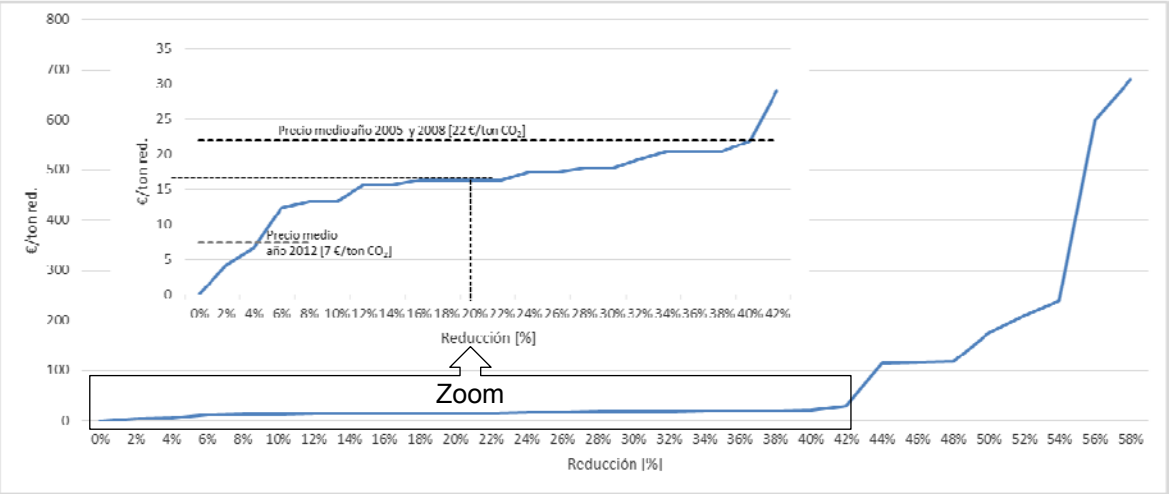
Tabla 8. Resumen de la situación Española con respecto al cumplimiento del Protocolo de Kioto para el periodo 2008-2012

[11] Según el real Decreto Ley 5/2005.

Emisiones en el caso español [Mton. Equivalentes de CO2]	Emisiones base 1990 (Protocolo de Kioto)	Límite emisiones (Protocolo de Kioto)	Emisiones 2012	Media anual (2008-2012)	Variación con respecto al límite (Protocolo de Kioto)
Emisiones totales	**289,8**	333	341	**358**	+8,7%
Esfuerzo EU ETS (45%)	130	150	153	161	N/A
Emisiones sectores cubiertos por el EU ETS	N/A	N/A	135,64	138,0	N/A

Fuente: Elaboración propia a partir de EEA

Figura 11. Curva MAC para el escenario previsto



Fuente: Elaboración propia

5 Conclusiones y recomendaciones

En este artículo se ha presentado una herramienta para la modelización del comportamiento racional del mercado de carbono europeo. Se trata de un modelo *bottom-up* que considera el EU ETS de forma integrada. El representar los sectores industriales (acero, cemento, refino, azulejos, ladrillos y sistema eléctrico) teniendo en cuenta las relaciones que se producen entre los mismos, debido al precio de la electricidad, el precio de los combustibles y el propio EU ETS (ver Figura 6), demuestra ventajas con respecto a la modelización tradicional.

Los resultados presentados de la aplicación práctica para el caso español revelan las ventajas de la integración, ya que permite obtener unos costes marginales de reducción más ajustados a la realidad (Tabla 9). Se demuestra así que existe una capacidad de reducción de emisiones no recogida en modelos que estudian uno o varios sectores, pero que no consideran sus interacciones (Richstein et al. 2015; Santamaría et al. 2014).

Tabla 9. Resumen de los costes marginales obtenidos según escenario y tipo de integración

MACCs	**Escenario real [€/ton]**		**Escenario previsto [€/ton]**
red [%]	**Integrada**	**Sintética**	**Integrada**
0%	0	0	0
10%	2	2	13
14%	2	3	16
20%	6	6	16
24%	6	13	17
30%	18	19	18
40%	29	196	22

Fuente: Elaboración propia

En el escenario “previsto”, que trata de representar la evolución pronosticada del EU ETS desde el punto de vista de la fase de diseño del mercado, se obtuvieron unos costes marginales de reducción más elevados. Esto coincide con la tesis de partida, ya que los precios de los combustibles y las emisiones BAU en este escenario son mayores. También concuerda la evolución de la MACC en este escenario; más plana que en el escenario real. Esto es debido a que el valor absoluto de emisiones susceptibles de ser abatidas es mayor. Este escenario sirvió también como análisis de sensibilidad.

A los resultados obtenidos, los costes marginales, se les deben añadir otros factores como los costes de transacción, de información, el efecto "*dotación*"[12], o la propia posible irracionalidad de los agentes participantes, para compararlos con los precios del mercado. Teniendo en cuenta esto, los resultados se muestran coherentes, tanto con los bajos precios del mercado en "2012 real", como los precios más elevados en el "2012 previsto". Se observa que los precios previstos obtenidos son similares a los que presentaba el mercado previo al problema del exceso de derechos que provocó la caída del precio de los permisos.

Por tanto, el modelo aquí presentado, conjuga el alto nivel de detalle propio de los modelos *bottom-up*, con la característica propia de tener en cuenta las interrelaciones entre sectores. Además se demostraron las ventajas de esta aproximación y se comprobó la coherencia de los resultados obtenidos.

El siguiente paso será la comparación de estos resultados con las transacciones reales realizadas por los agentes en el mercado, y que deberían ser coherentes con estos precios y con el coste de oportunidad de cada uno de los sectores a los que pertenecen.

[12] El efecto "dotación" o "*endowment*" es aquel por el cual los agentes económicos valoran más aquellos bienes que poseen, que los que podrían adquirir en el mercado (por ejemplo, Bischoff & Meckl (2008)). En el caso del EU ETS, significa que los agentes participantes asignan un coste de oportunidad a los derechos de emisión según cuál haya sido el método de asignación.

6 Referencias

ASCER, 2015. Información económica. Un sector competitivo. Asociación Española de Fabricantes de Azulejos y Pavimentos Cerámicos.

Bischoff, I., Meckl, J., 2008. Endowment effect theory, public goods and welfare. *The Journal of Socio-Economics*, 37(5), pp.1768-1774.

Böhringer, C., Rutherford, T.F., 2008. Combining bottom-up and top-down. *Energy Economics*, 30(2), pp.574-596.

Brunke, J.-C., Blesl, M., 2014. A plant-specific bottom-up approach for assessing the cost-effective energy conservation potential and its ability to compensate rising energy-related costs in the German iron and steel industry. *Energy Policy*, 67(C), pp.431-446.

Capros, P., Mantzos, L., Papandreou, V., Tasios, N., 2008. Model-based analysis of the 2008 EU policy package on climate change and renewables. *Report to DG ENV*.

Comisión Europea, 2013. *EU Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050*, Comisión Europea.

Cook, G., 2011. Investment, Carbon Pricing and Leakage - a cement sector perspective. *Climate strategies*, (Working Papers).

Criqui, P., Mima, S., 2012. European climate—energy security nexus: A model based scenario analysis. *Energy Policy*, 41, pp.827-842.

Criqui, P., Mima, S., Viguier, L., 1999. Marginal abatement costs of CO2 emission reductions, geographical flexibility and concrete ceilings: an assessment using the POLES model. *Energy Policy*, 27(10), pp.585-601.

De Bruyn, S., Nelissen, D., Korteland, M., Davidson, M., Faber, J., van de Vreede, G., 2008. Impacts on competitiveness from EU ETS: An analysis of the Dutch industry. *CE Delft report,* Países Bajos.

Economics for Energy, 2011. *Potencial económico de reducción de la demanda de energía en España*. Economics for Energy, Vigo.

EEA, 2014. Annual European Union greenhouse gas inventory 1990–2012 and inventory report 2014. European Environment Agency.

Ellerman, A.D., Joskow, P.L., 2008. *The European Union's emissions trading system in perspective*, Pew Center on Global Climate Change Arlington, VA.

Ellerman, A.D., Reguant, M., 2008. *Grandfathering and the Endowment Effect An Assessment in the context of the Spanish National Allocation Plan*, Center for Energy and Environmental Policy Research, Cambridge, Massachusetts.

ESMAP, 2012. Lessones Learned From Seven Country Studies. *Low Carbon Growth Country Studies Program*, Knowledge Series 011/12.

EUROFER, 2014. *Covering 2009-2013, European Steel in Figures*, Eurofer.

Ghersi, F., Hourcade, J.-C., 2006. Macroeconomic consistency issues in E3 modeling: The continued fable of the elephant and the rabbit. *Energy Journal*, 27(SPEC. ISS. OCT.), pp.39-61.

Hidalgo, I., Szabo, L., Carlos Ciscar, J., Soria, A., 2005. Technological prospects and CO2 emission trading analyses in the iron and steel industry: A global model. *Energy*, 30(5), pp.583-610.

Hispalyt, 2015. Estadísticas del sector. *Asociación Española de Fabricantes de Ladrillos y Tejas de Arcilla Cocida*.

Hourcade, J.-C., Jaccard, M., Bataille, C., Ghersi, F., 2006. Hybrid Modeling: New Answers to Old Challenges Introduction to the Special Issue of «The Energy Journal». *The Energy Journal*, 27, pp.1-11.

IEA, 2008. *World energy outlook 2008*, OECD/IEA. Paris.

IPCC, 2006. *IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. IPCC, Suiza.

Jaraite, J., Kažukauskas, A., 2012. *Firm Trading Behaviour and Transaction Costs in the European Union's Emission Trading System: An Empirical Assessment*, Rochester, NY: Social Science Research Network.

Kesicki, F., 2010. Marginal abatement cost curves for policy making–expert-based vs. model-derived curves. En *IAEE's 2010 International Conference. Rio de Janeiro*.

Kuik, O., Brander, L., Tol, R.S.J., 2009. Marginal abatement costs of greenhouse gas emissions: A meta-analysis. *Energy Policy*, 37(4), pp.1395-1403.

Linares, P., Javier Santos, F., Ventosa, M., Lapiedra, L., 2008. Incorporating oligopoly, CO2 emissions trading and green certificates into a power generation expansion model. *Automatica*, 44(6), pp.1608-1620.

McKinsey & Company, 2007. *Reducing US Greenhouse Gas Emissions: How Much at What Cost?*, McKinsey&Company, EEUU.

Monjon, S., Quirion, P., 2009. Addressing leakage in the EU ETS: results from the CASE II model. *Climate Strategies*, Reino Unido.

Neuhoff, K., Acworth, W., Betz, R., Burtraw, D., Cludius, J., Fell, H., Hepburn, C., Holt, C., Jotzo, F., Kollenberg, S., Landis, F., Salant, S., Schopp, A., Shobe, W., Taschini, L., Trotignon, R., 2015. *Is a Market Stability Reserve likely to improve the functioning of the EU ETS?*, Climate Strategies, Reino Unido.

Oficemen, 2013. *Anuario del Sector Cementero Español 2012*, Oficemen.

Paltsev, S., Reilly, J.M., Jacoby, H.D., Eckaus, R.S., McFarland, J.R., Sarofim, M.C., Asadoorian, M.O., Babiker, M.H., 2005. *The MIT emissions prediction and policy analysis (EPPA) model: version 4*, MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change.

Richstein, J.C., Chappin, É.J.L., de Vries, L.J., 2015. The market (in-)stability reserve for EU carbon emission trading: Why it might fail and how to improve it. *Utilities Policy*, 35, pp.1-18.

Rodrigues, R., Linares, P., 2014. Electricity load level detail in computational general equilibrium – part II – welfare impacts of a demand response program. *Energy Economics*, 47, pp.52-67.

Rodrigues, R., Linares, P., 2015. Electricity load level detail in computational general equilibrium – Part I – Data and calibration. *Energy Economics*, 46, pp.258-266.

Santamaría, A., Linares, P., Pintos, P., 2014. The effects of carbon prices and anti-leakage policies on selected industrial sectors in Spain – Cement, steel and oil refining. *Energy Policy*, 65, pp.708-717.

Szabo, L., Hidalgo, I., Ciscar, J.C., Soria, A., 2006. CO2 emission trading within the European Union and Annex B countries: the cement industry case. *Energy Policy*, 34(1), pp.72-87.

UNESID, 2014. *Informe 2013 Sobre el Reciclaje del Acero en la Industria Española*, UNESID.

Wesselink, B., Deng, Y., 2009. *Sectoral Emission Reduction Potentials and Economic Costs for Climate Change (SERPEC-CC)*, Ecofys Netherlands BV (lead partner), Institute of communication and computer Systems (iccS) of national technical university of Athens (ntua), Institute for Prospective technological Studies (iPtS), EC Joint research centre (Jrc), AEA energy and environment, CE-Delft.

Anexo I Datos de entrada para el modelo

Demanda de producción en España para el año 2012:

1 Acero

13,6 Mton.(UNESID 2014)

2 Cemento

En la producción de cemento modelada se tienen en cuenta siete tipos de cemento, los cuales se pueden dividir en dos tipos; cemento gris y cemento blanco, tal y como se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Demanda de cemento en España en 2012

	Cemento gris					Cemento blanco	
Producto	I	II	III	IV	V	I	II
Cantidad [Mton]	2,23	7,96	0,45	0,57	0,06	0,06	0,28

Fuente: cálculos propios a partir de Oficemen

3 Refino

El proceso de refino de petróleo español representado en el modelo debe satisfacer la producción de los principales subproductos obtenidos del crudo de petróleo, los cuales se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Demanda de los principales productos petrolíferos en 2012

Producto	Cantidad [Mton]
Gasolina	7
Jet fuel	9
Diésel	26
fueloil	7

Fuente: CORES

4 Azulejos

La cantidad de productos cerámicos tales como azulejos, gres y baldosas que se demanda en España se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Demanda de baldosas y azulejos en España en 2012

Producto	Cantidad [Mton]
Azulejos pasta roja	1,42
Azulejos pasta blanca	0,80
Gres pasta roja	2,76
Gres pasta blanca y porcelánico	2,37
Baldosas extruidas	0,51
Total	7,87

Fuente: cálculos propios a partir de ASCER

5 Ladrillos

El modelo debe satisfacer la demanda de ladrillos y tejas según la Tabla 4.

Tabla 4. Demanda de ladrillos y tejas en España en 2012

Producto	Cantidad [Mton]
Ladrillos de muro	2,5
Ladrillos caravista	0,5
Tejas	0,4
Otros	0,5
Total	3,9

Fuente: cálculos propios a partir de Hispalyt

6 Sector eléctrico

La producción del mix eléctrico español peninsular y extrapeninsular (sin tener en cuenta perdidas de autoconsumo) se representa en la Tabla 5.

Tabla 5. Energía eléctrica generada en España, 2012

Tecnología	Producción [MWh]
Nuclear	61.470
Fuel/Gas	7.541
carbón	57.662

Ciclo combinado	21667
Cogeneración	42.510
Térmica renovable	4.755
Hidráulica	19.455
Mini hidráulica	4.646
Bombeo	-5.023
Eólica	48.508
Solar fotovoltaica	8.202
Solar térmica	3.444

Fuente: REE

Anexo II Formulación del modelo

1 Función objetivo

Minimización de costes:

$$Min\ Costes =$$

- **Sistema eléctrico:**

$$\sum_{cn,p}\left(tp_p * cinv_{cn,p} * PINS_{cn,p}\right) + \sum_{ct,p,s,n,tec}\left(tp_p * ccomb_{ct,p} * inv_{ef_{ct}} * PGEN_{ct,p,s,n} * dias_s\right)$$
$$+ \sum_{ct,tecrenov,p}\left(tp_p * comregesp_{tecrenov} * PINSACUM_{Ct,p}\right)$$
$$+ \sum_{ce,p,s,n}\left(tp_p * prima_{ce} * PGEN_{ce,p,s,n} * dias_s\right) +$$

- **Acero:**

$$\sum_{i=1}^{n} q_{IRON,i} * p_{IRON} + p_{\ COKE\ COAL} * q_{COKE\ COAL} + p_{IMP.DRI} * q_{IMP.DRI} + p_{SCRAP} * q_{SCRAP} + \sum_{i=1}^{m} FC_i + \sum_{i=1}^{m} VC_i$$
$$+ \sum_{i=1}^{m} INV_i + C_{ELECTR.} + \sum_{i=1}^{m}\left(p_{IMPS,i} * q_{IMPS,i}\right) +$$

- **Cemento:**

$$\sum_{i=1}^{n}(p_{RM,i} * q_{RM,i}) + \sum_{i=1}^{m}(p_{FVI,i} * q_{FVI,i}) + \sum_{i=1}^{k}(p_{IMP,i} * q_{IMP,i}) + \sum_{i=1}^{h} C_{ENERGY,i} +$$

- **Refino de petróleo:**

$$\sum_{i=1}^{b}(q_{CRUDE,i} * p_{CRUDE,i}) + \sum_{i=1}^{b}(q_{H,i} * p_{H,i}) + \sum_{i=1}^{b}(q_{NG,i} * p_{NG,i}) + \sum_{j=1}^{f}\sum_{i=1}^{g}(q_{ELECT,ij} * p_{ELECT.}) + \sum_{j=1}^{h}\sum_{i=1}^{g} OC_{i,j} + \sum_{j=1}^{k}\sum_{i=1}^{g} INV_{i,j} + \sum_{i=1}^{b}(q_{IMP.GAS,i} * p_{IMP.GAS}) + \sum_{i=1}^{b}(q_{IMP.DIE,i} * p_{IMP.DIE}) + \sum_{i=1}^{b}(q_{IMP.JETF,i} * p_{IMP,JETF}) +$$

- **Azulejos:**

$$\sum_{i=1}^{h}(q_{ENERGY,i} * C_{ENERGY,i}) + \sum_{i=1}^{n}(p_{RM,i} * q_{RM,i}) + \sum_{i=1}^{m} FC_i + \sum_{i=1}^{k} VC_i + \sum_{i=1}^{h} INV_i + \sum_{i=1}^{r}(p_{IMP,i} * q_{IMP,i}) +$$

- **Ladrillos:**

$$\sum_{i=1}^{h}(q_{ENERGY,i} * C_{ENERGY,i}) + \sum_{i=1}^{n}(p_{RM,i} * q_{RM,i}) + \sum_{i=1}^{m} FC_i + \sum_{i=1}^{k} VC_i + \sum_{i=1}^{h} INV_i + \sum_{i=1}^{r}(p_{IMP,i} * q_{IMP,i})$$

Siendo:

- **para el sector eléctrico:**

$cinv_{\mathrm{cn,p}}$: costes de inversión de las centrales nuevas (cn) y periodo (p)

tp_p: tasa de actualización del valor del dinero por período (p)

$ccomb_{\mathrm{tc,p}}$: coste del combustible por tipo (tc)

inv_ef_{ct}: inversa de la eficiencia térmica

$dias_{\mathrm{s}}$: número de días que corresponden a cada tipo de días (mes y día, laboral o no laboral)

$comregesp_{\mathrm{tecrenov}}$: coste de operación y mantenimiento del régimen especial según tecnología (tecrenov)

$prima_{\mathrm{ct}}$: primas a la generación con energías renovables según tecnología (ct)

$PINS_{\mathrm{cn,p}}$: potencia instalada en nuevas centrales (cn) en cada período (p)

$PGEN_{\mathrm{ct,p,s,n}}$: potencia generada en todas las centrales (ct) por periodo (p), día (s) y hora (s)

$PINSACUM_{\mathrm{cn,p}}$: potencia instalada acumulada en cada periodo (p)

- **para acero:**

$q_{IRON,i}$: cantidad de hierro (para sinterización, pellets y DRI))

$p_{IRON,i}$: precio del hierro

$p_{\ COKE\ COAL}$: precio del carbón de coque

$q_{COKE\ COAL}$: cantidad de carbon de coque

$p_{IMP.DRI}$: precio del DRY importado

$q_{IMP.DRI}$: cantidad de DRY importado

p_{SCRAP}: precio de la chatarra

q_{SCRAP}: cantidad de chatarra

FC_i: costes fijos (BF, BOF, EAF, DRI)

VC_i: costes variables (BF, BOF, EAF, DRI)

INV_i: costes de inversión (BF, BOF, EAF, DRI)

$p_{IMPS,i}$: precio del acero importado

$q_{IMPS,i}$: cantidad de acero importado

$C_{ELECTR.}$: coste de electricidad

- **para cemento**

$p_{RM,i}$: precio de las materias primas (clinker gris y blanco, yeso, puzolanas, escorias, cenizas volantes)

$q_{RM,i}$: cantidad de materia prima (clinker gris y blanco, yeso, puzolanas, escorias, cenizas volantes)

$p_{FVI,i}$: precios fijos, variable y de inversión (para planta integral de clinker y cemento; fábrica de molienda)

$q_{FVI,i}$: cantidad de costes fijos, variable y de inversión (para planta integral de clinker y cemento; fábrica de molienda)

$p_{IMP,i}$: precio de importación de clinker (planta integral; fábrica de molienda)

$q_{IMP,i}$: cantidad de importación de clinker (planta integral; fábrica de molienda)

$C_{ENERGY,i}$: coste de la energía (carbón, gas natural, GLP, fuel oil, gasolina, diésel, coque de petróleo, aceite usado, neumáticos, electricidad)

- **para refino**

$q_{CRUDE,i}$: cantidad de crudo (para amna, crudo ligero árabe, Brent, forcados, maya)

$p_{CRUDE,i}$: precio del crudo (para amna, crudo ligero árabe, Brent, forcados, maya)

$q_{H,i}$: cantidad de hidrógeno (para amna, crudo ligero árabe, Brent, forcados, maya)

$p_{H,i}$: precio del hidrógeno (para amna, crudo ligero árabe, Brent, forcados, maya)

$q_{NG,i}$: cantidad de combustión externa de gas natural (para amna, crudo ligero árabe, Brent, forcados, maya)

$p_{NG,i}$: precio de la cantidad de combustión externa de gas natural (para amna, crudo ligero árabe, Brent, forcados, maya)

$q_{ELECT,ij}$: cantidad de electricidad consumida (i: amna, crudo ligero árabe, Brent, forcados, maya; j: destilación atmosférica, reformado, HDS1, HDS2, HDS3, vacío atmosférico, FCC, HC, coquizador)

p_{ELECT}: precio de la electricidad

OC_{ij}: costes de operación (i: amna, crudo ligero árabe, Brent, forcados, maya; j: destilación atmosférica, reformado, HDS1, HDS2, HDS3, vacío atmosférico, FCC, HC, coquizador)

INV_{ij}: costes de inversión (i: amna, crudo ligero árabe, Brent, forcados, maya; j: destilación atmosférica, reformado, HDS1, HDS2, HDS3, vacío atmosférico, FCC, HC, coquizador)

$q_{IMP.GAS,i}$: cantidad de gasolina importa (para amna, crudo ligero árabe, Brent, forcados, maya)

$p_{IMP.GAS}$: precio de la gasolina importada

$q_{IMP.DIE,i}$: cantidad de diésel importado importa (para amna, crudo ligero árabe, Brent, forcados, maya)

$p_{IMP.DIE}$: precio de diésel importado

$q_{IMP.JETF,i}$: cantidad de jet fuel importado (para amna, crudo ligero árabe, Brent, forcados, maya)

$p_{IMP.JETF}$: precio del jet fuel importado

- **para azulejos**

$q_{ENERGY,i}$: cantidad de combustible (gas natural, fuelóleo, biogás, electricidad)

$C_{ENERGY,i}$: coste de la energía (gas natural, fuelóleo, biogás, electricidad)

$p_{RM,i}$: precio de las materias primas (arcillas, otras materias primas habituales y wollastonita)

$q_{RM,i}$: cantidad de materia prima (arcillas, otras materias primas habituales y wollastonita)

FC_i: costes fijos (por capacidad de producción actual + nueva capacidad)

VC_i: costes variables de producción (mantenimiento y operación de hornos túnel, de rodillos, prehornos, secaderos, atomizadores, sistemas de cogeneración, recuperadores de calor, medidas de ahorro energético y otros)

INV_i: costes de inversión (hornos túnel, de rodillos, prehornos, secaderos, atomizadores, sistemas de cogeneración, recuperadores de calor, medidas de ahorro energético y otros)

$p_{IMP,i}$: precio de las baldosas cerámicas importadas (azulejos, gres, baldosas extruidas)

$q_{IMP,i}$: cantidad de baldosas cerámicas importadas (azulejos, gres, baldosas extruidas)

- **para ladrillos**

$q_{ENERGY,i}$: cantidad de combustible (gas natural, fuelóleo, coque de petróleo, electricidad)

$C_{ENERGY,i}$: coste de la energía (gas natural, fuelóleo, coque de petróleo, electricidad)

$p_{RM,i}$: precio de las materias primas (materias primas arcillosas, residuos papeleros, orujo de oliva)

$q_{RM,i}$: cantidad de materia prima (materias primas arcillosas, residuos papeleros, orujo de oliva)

FC_i: costes fijos (por capacidad de producción actual + nueva capacidad)

VC_i: costes variables de producción (mantenimiento y operación de: hornos, prehornos, secadores, sistemas de cogeneración, recuperadores de calor, medidas de ahorro energético y otros)

INV_i: costes de inversión (hornos, prehornos, secadores, sistemas de cogeneración, recuperadores de calor, medidas de ahorro energético y otros)

$p_{IMP,i}$: precio de la cerámica industrial importada (ladrillo y tejas)

$q_{IMP,i}$: cantidad de cerámica industrial importada (ladrillo y tejas)

2 Restricciones

La función objetivo está sujeta a las siguientes restricciones.

2.1 Generales

Las emisiones de GEI BAU (1- factor de reducción) ≥ Emisiones totales del sistema

2.2 Acero

1) Requisitos de carbón de coque y de hierro:

1 tonelada de sinterizado requiere 0,7 toneladas de hierro

1 tonelada de pellets requiere 1 tonelada de hierro

1 tonelada de DRI requiere 1,39 toneladas de hierro

1 tonelada de carbón de coque requiere 1,3 toneladas de carbón

2) Proceso arrabio BF (arrabio total)

1 tonelada de arrabio requiere 0,34 toneladas de coque

1 tonelada de arrabio requiere 1,2 toneladas de sinter

1 tonelada de arrabio requiere 0,5 toneladas de pellets

3) Proceso BOF

1 tonelada de acero requiere 0,94 toneladas de chatarra, DRI o arrabio

4) Chatarra < 30% de las materias primas

5) Proceso EAF

1 tonelada de acero requiere 1.13 toneladas de chatarra, DRI o arrabio

El arrabio y DRI utilizado es menor del 30% de las materias primas

6) Total de acero producido es la suma de EAF + BOF

7) Demanda de acero ≥ Acero produjo + acero importado

8) Acero producido ≤ Máxima capacidad (BOF, EAF)

9) Arrabio producido ≤ Máxima capacidad (BF)

10) DRI producido ≤ Máxima capacidad

11) Emisiones BAU (1- % de reducción) ≥ Emisiones totales

2.3 Cemento

1) Demanda de cemento **≥** Cemento producido

2) Energía de los combustibles utilizados **≥** Energía utilizada en la producción de clinker

3) Consumo de materias primas (clinker gris)

cantidad de piedra caliza (normal + descarbonatada) **≥** Requerida

cantidad de arcilla (normal + descarbonatada) **≥** Requerida

4) Consumo de materias primas (clinker blanco)

cantidad de piedra caliza (normal + descarbonatada) **≥** Requerida

cantidad de arcilla (normal + descarbonatada) **≥** Requerida

5) Cemento producido (gris) ≤ Capacidad de producción de cemento (gris)

6) Cemento producido (blanco) ≤ Capacidad de producción de cemento (blanco)

7) Clinker producido en planta integral (gris) ≤ Capacidad de producción de clinker (gris)

8) Clinker producido en planta integral (blanco) ≤ Capacidad de producción de clinker (blanco)

9) Consumo de clinker para cemento (gris, plantas integrales + molinos) ≤ Clinker producido (gris) + clinker importado (gris)

10) Consumo de clinker para cemento (blanco, plantas integrales + molinos) ≤ Clinker producido (gris) + clinker importado (blanco)

11) Emisiones BAU * (1- % Reducción) ≥ Emisiones totales

12) El 65% del combustible debe ser coque (para reflejar la limitación de los procesos de combustión)

2.4 Refino de petróleo

En esta sección "factor" se refiere al factor correspondiente (refino, HDS, etc.).

1) Balances de masa en la refinería

Destilación atmosférica

FG = Crudo * factor

Propano = Crudo * factor

Butano = Crudo * factor

Nafta ligera= Crudo * factor

Nafta pesada = Crudo * factor

1ª extracción (queroseno) = Crudo * factor

2ª extracción (diésel) = Crudo * factor

3ª extracción (aceite atm.) = Crudo * factor

4ª extracción = Crudo * factor

Residuo atmosférico = Crudo * factor

Reformado catalítico

Hidrógeno = nafta pesada * Factor

Propano = nafta pesada * Factor

Butano = nafta pesada * Factor

Nafta reformada = nafta pesada * Factor

HDS

1ª ext. desulfurizada = 1ª extracción para desulfurar * factor

2ª ext. desulfurizada = 2ª extracción para desulfurar * factor

3ª ext. desulfurizada = 3ª extracción para desulfurar * factor

El hidrógeno consumido en HDS1 = 1ª extracción a desulfurar * factor

El hidrógeno consumido en HDS2 = 2ª extracción a desulfurar * factor

El hidrógeno consumido en HDS3 = 3ª extracción a desulfurar * factor

FG producido HDS1= 1ª extracción a desulfurar * factor

FG producido HDS2= 2ª extracción a desulfurar * factor

FG producido HDS3= 3ª extracción a desulfurar * factor

Destilación al vacío

Gasoil al vacío (GOV) = otra entrada de vacío atmosférico* factor

Resto de vacío = otra entrada de vacío atmosférico * factor

FCC

FG = GOV * factor + RA * factor + HC * factor + GOPQ* factor

Propano = GOV * factor + RA * factor + HC * factor + GOPQ* factor

Butano = GOV * factor + RA * factor + HC * factor + GOPQ* factor

Nafta de FCC = GOV * factor + RA * factor + HC * factor + GOPQ* factor

LCO = GOV * factor + RA * factor + HC * factor + GOPQ* factor

DO = GOV * factor + RA * + HC * factor + GOPQ* factor

Coque = GOV * factor + RA * factor + HC * factor + GOPQ* factor

HC

Hidrogeno consumido = GOV de alimentación a HC * factor

FG = GOV de alimentación a HC * factor

Propano = GOV de alimentación a HC * factor

Butano = GOV de alimentación a HC * factor

Nafta de HC = GOV de alimentación a HC * factor

Queroseno de HC = GOV de alimentación a HC * factor

Diésel de HC = GOV de alimentación a HC * factor

Residuo de HC= GOV de alimentación a HC * factor

Coker

FG = Destilación en vacío en coker * factor

Propano = Destilación en vacío en coker * factor

Butano = Destilación en vacío en coker * factor

Nafta = Destilación en vacío en coker * factor

GOLQ = Destilación en vacío en coker * factor

GOPQ = Destilación en vacío en coker * factor

Coque = Destilación en vacío en coker * factor

Productos

FG= Fuel Gas

LPG = propano + butano

Nafta = nafta ligera + nafta pesada

Gasolina = nafta reformada + butano+ nafta ligera

Jet fuel = 1ª extracción con azufre destinada a jet fuel + 1ª extracción desulfurada destinada a jet fuel

Diésel = 1ª extracción con azufre destinada a diésel + 2ª extracción desulfurada destinada a diésel + 3ª extracción con azufre a diésel + 1ª extracción desulfurada a diésel + 2ª extracción desulfurada + 3ª extracción sin azufre + diésel de HC

Fueloil = 4ª extracción y residuo atmosférico a fuel + total fueloil + producto DO + res. vacío a fueloil + residuo de HC a fueloil + GOPQ a fueloil

Flujos

FG destilación atmosférica + reforma FG + FG FCC + FG de HC + FG de coque = FG que entra a producto

Propano dest. atm. + propano ref. + propano FCC + propano HC + propano coque = Propano que entra a LPG

Butano dest. Atm. + butano ref. + butano FCC + butano HC + butano coque = butano que entra a LPG + butano gasolina

Nafta ligera destilación atmosférica = nafta + nafta ligera para gasolina

Nafta pesada destilación atmosférica + nafta FCC + nafta HC + nafta de coker = nafta + nafta ref.

1ª extracción= parte desulfurada + parte con azufre + 1ª a fueloil

1ª extracción con azufre= parte a jet fuel + diésel

1ª extracción desulfurado + jetfuel de HC = parte de jet fuel + 1ª a fueloil

2ªextracción = parte desulfurada + parte con azufre + 2ª a fueloil

3ª extracción + parte LCO +GOLQ = parte desulfurada + parte con azufre + 3ª a fueloil

4ª extracción + residuo atmosférico + 1ªext. + 2ªext. + 3ªext. - alimentación destilación en vacío – alimentación FCC = parte de fueloil

Hidrógeno producido total + Hidrógeno importado = Hidrógeno consumido + Hidrógeno sobrante

LCO total = LCO a 3ªextracción + LCO a fueloil

GOV destilación en vacío = GOV a FCC + GOV a HC

Residuo vacío = res. vacío a fueloil + res. a coker

Nafta de FCC = nafta a nafta pesada + nafta a 2ª extracción

3ª extracción desulfurada + diésel de HC = parte de gasóleo

Res de Hc = res a FCC + res a fueloil

GOPQ = alimentación a FCC +a fueloil

Fueloil total = FO autoconsumo + FO producto

2) Satisfacción de la demanda

La gasolina producida debe ser mayor o igual que la demanda

El combustible de aviación producido debe ser mayor o igual que la demanda

El diésel producido debe ser mayor o igual que la demanda

Fueloil producido deben ser mayor o igual que la demanda

3) Otros requisitos

Suministro destilación al vacío < residuo atmosférico

Gas para autoconsumo < combustible producido

4) Las capacidades máximas

Destilación atmosférica ≤ máx. capacidad

Destilación en vacío ≤ máx. capacidad

Reformada ≤. máx. capacidad

HDS1 ≤ máx. capacidad

HDS2 ≤ máx. capacidad

HDS3 ≤ máx. capacidad

HC ≤ máx. capacidad

Coker ≤ máx. capacidad

FCC ≤ máx. capacidad

5) El cumplimiento de las especificaciones

Azufre en diésel ≤ azufre máximo permitido

Densidad de diésel producido ≤ máxima densidad de diésel

Mínimo cetano en diésel ≤ cetano en diésel

El azufre en jet fuel ≤ máximo permitido

La densidad del combustible jet fuel ≤ densidad máxima permitida

Octanaje establecido en gasolina ≤ establecida

Azufre Gasolina <máximo permitido

Densidad Gasolina < máximo permitido

6) Consumo de Energía

Demanda de energía térmica en torre de dest. atm. < Energía proporcionada

Demanda de energía térmica para el reformado catalítico < Energía proporcionada

Demanda de energía térmica HDS1 < Energía proporcionada

Demanda de energía térmica HDS2 < Energía proporcionada

Demanda de energía térmica HDS3 < Energía proporcionada

Demanda de energía térmica destilación en vacío < Energía proporcionada

Demanda de energía térmica en FCC < Energía proporcionada

Demanda de energía térmica en HC < Energía proporcionada

Demanda de energía térmica Coker < Energía proporcionada

7) Emisiones de CO_2 <Emisiones BAU (1- factor de reducción)

2.5 Azulejos

1) Demanda (azulejos de pasta roja, azulejos de pasta blanca, gres de pasta roja, gres de pasta blanca y porcelánico y baldosas extruidas) **≥** Producido + Importado

2) Cantidad de combustible consumido * factor energético del combustible **≥** consumo energético de cada instalación (directo y a través de cogeneración)

3) Consumo energético de cada instalación (directo y a través de cogeneración) **≥**

necesidades de cada instalación (en función de la cantidad de producto)

– Ahorro prehorno

– Ahorro recuperación de calor

– Ahorro por uso de wollastonita

– Otras medidas de ahorro

4) Producción ≤ capacidad instalada + nueva capacidad

5) Cantidad de wollastonita utilizada ≤ Máxima cantidad de wollastonita disponible

6) Cantidad de materia prima necesaria:

Materias primas habituales **≥** Requeridas

Esmaltes y fritas (en función del m^2 producido) **≥** Requeridas

Wollastonita **≥** Requerida

7) Aporte energético de los quemadores del atomizador y secador ≥ consumo energético total del atomizador y secador * % mínimo de aporte energético de los quemadores

8) Consumo eléctrico ≥ Cantidad de producto procesado en cada parte de la instalación * consumo eléctrico de cada instalación

9) Electricidad producida = Electricidad autoconsumida + Electricidad vendida

10) Energía máxima producida en cogeneración ≤ Potencia de cogeneración actual + nueva inversión en capacidad *factor de capacidad

2.6 Ladrillos

1) Demanda de productos de cerámica industrial (ladrillos de muro, ladrillos cara vista, tejas, otros) **≥** Producido + Importado

2) Cantidad de combustible consumido * factor energético del combustible **≥** consumo energético de cada instalación (directo y a través de cogeneración)

3) Consumo energético de cada instalación (directo y a través de cogeneración) **≥**

necesidades de cada instalación (en función de la cantidad de producto)

– Ahorro prehorno

– Ahorro recuperación de calor

– Otras medidas de ahorro

4) Producción ≤ capacidad instalada + nueva capacidad de producción

5) Cantidad de producción con recuperación de calor en secadero ≤ Cantidad de producción en hornos

6) Cantidad de materia prima necesaria:

Cantidad de materia prima arcillosa (según contenido en carbonatos y localización) **≥** Requerida

Uso residuos papeleros (según localización) **≥** Requeridos

Uso de orujo (según localización) **≥** Requerido

7) Aporte energético de los quemadores del secador **≥** consumo energético total del secador * % mínimo de aporte energético de los quemadores

8) Consumo eléctrico **≥** Cantidad de producto procesado por instalación * consumo eléctrico de cada instalación

9) Electricidad producida = Electricidad autoconsumida + Electricidad vendida

10) Energía máxima producida en cogeneración ≤ Potencia de cogeneración actual + nueva inversión en capacidad *factor de capacidad

2.7 Sector eléctrico

1) Balance de demanda: potencia generada = Potencia demandada

2) Producción eólica = Potencia eólica instalada y la producción por MW basada en series históricas

3) Disponibilidad de potencia instalada: potencia generada ≤ potencia instalada * factor de utilización)

4) La potencia instalada de centrales no intermitentes ≥ demanda pico * índice de cobertura

5) Potencia hidráulica generada ≤ Energía disponible en los embalses y centrales fluyentes

6) Equilibrio bombeo-turbinación: Energía generada en bombeo ≤ Energía bombeo * rendimiento

7) Energía generada en bombeo ≤ Energía máxima de bombeo

8) Potencia nueva instalada ≤ Máxima potencia instalada en el último período para las centrales nuevas (para reflejar una limitación en el potencial de instalación)

9) Limitación del nivel de emisiones de SO_2 NO_x y partículas

10) Máxima potencia instalada de las tecnologías renovables

11) Limite anual de instalación de nuevas centrales CCGT

12) Limite anual de instalación de nuevas centrales CSC

13) Máxima potencia instalada anual de las tecnologías renovables

14) Máxima potencia instalada de nuclear

15) Mínima producción anual en centrales que utilizan gas