



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

INGENIERO INDUSTRIAL

ESTUDIO DEL IMPACTO DE LAS RESTRICCIONES DE EMISIONES DE CO₂ EN EL AÑO 2030

Autor: Miriam Martín Nieto
Director: Susana Ortiz Marcos

Madrid
Diciembre de 2016

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. Miriam Martín Nieto

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: Estudio del impacto de las restricciones de emisiones de CO2 en el año 2030, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor CEDE a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.

- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 15 de Diciembre de 2016

ACEPTA



Fdo Miriam Martín Nieto

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Estudio del impacto de las restricciones de emisiones de CO2 en el año
2030

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2016-2017 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Miriam Martín Nieto

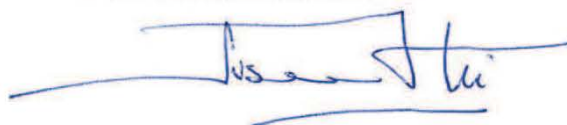
Fecha: 12/12/2016

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Susana Ortiz Marcos

Fecha: 12/12/ 2016



Vº Bº del Coordinador de Proyectos

Fdo.: Jose Ignacio Linares

Fecha: 15/12/2016



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

INGENIERO INDUSTRIAL

ESTUDIO DEL IMPACTO DE LAS RESTRICCIONES DE EMISIONES DE CO₂ EN EL AÑO 2030

Autor: Miriam Martín Nieto
Director: Susana Ortiz Marcos

Madrid
Diciembre de 2016

ESTUDIO DEL IMPACTO DE LAS RESTRICCIONES DE EMISIONES DE CO₂ EN EL AÑO 2030

Autor: Martín Nieto, Miriam

Director: Ortiz Marcos, Susana

Entidad Colaboradora: ICAI- Universidad Pontificia de Comillas.

RESUMEN

Introducción

El Cambio Climático es la variación de los patrones meteorológicos debido a causas naturales y agravadas por la acción del ser humano. La creciente preocupación ha llevado a la Unión Europea a establecer políticas energéticas y climáticas para reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero y de esta forma, lograr la descarbonización de la economía.

Una de las medidas que ha tomado la Comisión Europea, es la creación Sistema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea (EU ETS, Emissions Trading System). El ETS se basa en la imposición de un límite de emisiones de gases de efecto invernadero, o CAP, que pueden emitir las plantas eléctricas e industriales cada año. Este CAP se somete a una reducción anual.

Este sistema está enfocado en lograr en el año 2030 los siguientes objetivos:

- Reducir un 40% las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (respecto niveles de 1990). El CAP definido para el año 2030 es 1.556.932,725 kt CO₂.
- Un mix de generación con un 27% Energías Renovables.
- Mejorar la Eficiencia Energética en un 27%.

Se trata del primer y mayor sistema de comercio de derechos de emisiones de gases de efecto invernadero a nivel mundial. Actualmente cubre el 45% de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero procedentes de la Unión Europea. Este sistema clasifica a los sectores emisores en dos grupos:

- ETS: centrales de generación con carbón, fuel o gas natural, consumo de productos petrolíferos, industria del hierro, acero, metales no férreos y coque, industria de minerales no metálicos, industria del papel, pulpa e imprenta y aviación doméstica
- No ETS: agricultura, transporte, edificación y otra industria.

Por su parte, el IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) también se ha pronunciado en este aspecto, explicando que es necesario limitar el aumento de la temperatura media en el año 2050 por debajo de los 2°C fijando como límite peligroso un incremento de temperatura de 1,5°C, ambos respecto a niveles preindustriales. Se ha comprobado que existe una correlación entre la temperatura y las emisiones de CO₂ por lo que parece lógico dirigir los esfuerzos para reducir el calentamiento global en reducir las emisiones de CO₂.

En la 21st Conference of parties (COP21) que tuvo lugar en París en diciembre de 2015, la UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) anunció los requerimientos necesarios para lograr frenar el calentamiento global (limitar el incremento de temperatura por debajo de 2°C), que se recogió en el Acuerdo de París.

El objetivo de este proyecto es estimar el impacto de la limitación de emisiones que el ETS tiene en el precio de derechos de emisiones de CO₂, y por tanto, en el negocio de la electricidad. Así como un análisis del efecto de incluir sectores no ETS y un impuesto a las centrales de generación con carbón y con gas.

Para cumplir con este objetivo se han realizado dos supuestos:

- Comportamiento de Europa como nodo único en el mercado eléctrico. Este supuesto está respaldado por los planes de la ENTSO-E que en todas sus visiones plantea un mercado eléctrico europeo con alto nivel de interconexiones en 2030.
- Se han despreciado las pérdidas en el modelo ya que el flujo de energía se distribuirá de una forma mucho más eficiente al tratarse de una red sin restricciones en la interconexión.

Para cumplir con el objetivo es necesario:

- Modelizar la demanda de derechos de CO₂.
- Modelizar el mercado eléctrico europeo y el precio mayorista de electricidad.
- Establecer hipótesis de evolución de los mercados y crecimientos de los sectores.
- Construir la curva de abatimiento, definiendo los costes de abatimiento para las diferentes medidas de reducción de emisiones de CO₂.
- Determinar el orden de mérito de las tecnologías de generación en 2030.
- Análisis del impacto económico a través de la obtención de estimaciones de la evolución de los precios de derechos de emisiones de CO₂ y precios de la electricidad con respecto a las variables consideradas

Metodología

La curva de demanda de derechos de emisión para los sectores ETS generación se ha realizado a partir de la estimación de las emisiones en el sector a partir de los mix de generación establecido para cada país. Se corresponde con las emisiones procedentes de generación de electricidad a partir de carbón, fuel oil y gas natural.

En los sectores ETS no generación y No ETS se ha estimado con los datos de las emisiones en el sector a partir de la producción primaria. Para ello, se ha evaluado el consumo de energía primaria de cada uno de los sectores conforme a la previsión de crecimiento y la relación entre consumo y emisiones a partir de histórico de datos de EC, European Commission – Eurostat Database.

La necesidad de derechos de emisión se combate con la oferta de los mismos. Para ello, se han calculado las posibles medidas de reducción de emisiones de acuerdo a una valoración del volumen de emisiones que pueden evitar y la rentabilidad económica de cada proyecto (a través del cálculo de su Valor Actual Neto), para distintas tecnologías de generación bajas en carbono y proyectos de eficiencia energética.

La curva de abatimiento facilita una clasificación cuantitativa sobre las acciones más efectivas para reducir las emisiones y su coste de aplicación. El coste de abatimiento se define como la inversión que se debe realizar para compensar una tonelada de CO₂ emitida en un escenario con determinada proporción de hueco fósil y demanda energética.

El método de estimación del precio de la electricidad, necesario puesto que es un input para simular el precio de CO₂, tiene en cuenta un comportamiento de Europa sin restricciones estructurales al respecto. Por lo tanto, se ha simulado el comportamiento de Europa como nudo único, pudiéndose transportar electricidad entre países sin restricciones estructurales de interconexión, alcanzando un precio de la electricidad común para todos los países.

Los resultados se han obtenido a partir de los siguientes criterios:

- Demanda total de electricidad prevista para el año 2030 (3.963,045 TWh), manteniendo la generación con renovable y nuclear.
- Cubrir la demanda con generación siguiendo las siguientes pautas:
 - o Incrementar las horas equivalentes del hueco fósil
 - o En caso de ser necesario, aumentar también la capacidad de estas tecnologías.

Se han simulado seis escenarios posibles con distinto reparto del hueco fósil, en todos ellos se cubre la demanda energética y el CAP impuesto en el año 2030. En los seis escenarios se ha suprimido la generación con nuclear en Alemania y con carbón en Reino Unido, ya que sus planes nacionales así lo acuerdan. Los escenarios simulados son:

% Reparto	S1	S2	S3	S4	S5	S6
Carbón	100	80	60	40	20	0
Gas	0	20	40	60	80	100

Tabla 1: Proporción del hueco fósil en los escenarios simulados

Resultados

Los resultados obtenidos en las simulaciones se muestran en la siguiente tabla sin sectores difusos y sin penalización a la generación con carbón o gas:

	S1	S2	S3	S4	S5	S6
Necesidades de abatimiento [kt CO₂]	381.993	355.989	329.986	303.982	277.979	251.975
Precio CO₂ [€/tCO₂]	17,66	17,60	16,62	15,50	13,03	8,75
Precio electricidad [€/MWh]	41,74	42,16	42,46	42,46	42,17	41,16

Tabla 2: Resultados obtenidos en las simulaciones

Si se tienen en cuenta los sectores No ETS en la simulación, es necesario distinguir entre el CAP de los sectores ETS (1.556.933 kt CO₂) y el de los No ETS (1.672.511 kt CO₂). De esta forma se han obtenido los siguientes resultados:

	S1	S2	S3	S4	S5	S6
Necesidades de abatimiento [kt CO₂]	900.047	874.044	848.040	822.037	796.033	770.030
Precio CO₂ [€/tCO₂]	50,00	50,00	47,79	46,17	38,36	34,54
Precio electricidad [€/MWh]	41,14	41,50	41,37	41,36	40,91	40,65

Tabla 3: Resultado de las simulaciones con sectores No ETS

Conclusiones

Los beneficios mayores por orden decreciente son obtenidos por los siguientes escenarios:

- Escenario 3 (60% Carbón – 40% Gas): 56.898,28 M€
- Escenario 6 (0% Carbón – 100% Gas): 46.003,53 M€
- Escenario 4 (40% Carbón – 60% Gas): 34.500,97 M€

Aplicar un precio mínimo del carbón únicamente a las centrales de carbón (40 €/tCO₂) provoca que para precios menores de 23 €/tCO₂ y menores de 58 €/MWh, se modifique el orden de mérito, siendo más rentable la generación de electricidad con centrales de Ciclo Combinado que con carbón. Por otro lado, ocasiona:

- Sobrecoste a la generación con carbón de 4.246 M€ en el escenario 2 (80% Carbón – 20% Gas) y de 4.644 M€ en el escenario 5 (20% Carbón – 20% Gas).
- Beneficio al resto de centrales de generación de 16.042 M€ en el escenario 2 (80% Carbón – 20% Gas) y de 16.497 M€ en el escenario 5 (20% Carbón – 20% Gas).

En el caso de aplicar un precio mínimo a las emisiones tanto de las centrales de carbón como a las centrales de generación de Ciclo Combinado (40 €/tCO₂) se mantiene la misma orden de mérito. En este caso, permanece más rentable la generación con carbón que con gas para precios menores de 51 €/tCO₂ y menores de 74,07 €/MWh. Esta medida ocasiona:

- Sobrecoste a la generación con carbón de 721 M€ en el escenario 2 (80% Carbón – 20% Gas) y de 2.335 M€ en el escenario 5 (20% Carbón – 20% Gas).
- Beneficio a la generación con gas de 3.129 M€ en el escenario 2 (80% Carbón – 20% Gas) y de 3.858 M€ en el escenario 5 (20% Carbón – 20% Gas).
- Beneficio al resto de centrales de generación de 16.840 M€ en el escenario 2 (80% Carbón – 20% Gas) y de 16.477 M€ en el escenario 5 (20% Carbón – 20% Gas).

STUDY OF THE IMPACT OF RESTRICIONTS ON CO2 EMISSION IN THE YEAR 2030

Author: Martín Nieto, Miriam

Director: Ortiz Marcos, Susana

Collaborating Institution: ICAI- Universidad Pontificia de Comillas.

ABSTRACT

Introduction

Climate Change is the variation of the weather patterns due to natural causes and aggravated by actions of human being. The growing concern has led the European Union to establish energy and climate policies to reduce emissions of greenhouse gases and thereby achieve the decarbonization of the economy.

One of the measures taken by the European Commission is the creation of the European Emissions Trading System (EU ETS). The ETS is based on the imposition of a limit of emissions of greenhouse gases, or CAP, amount of emissions allowed to emit every year by electrical and industrial plants. This CAP is subject to an annual reduction.

ETS is focused on achieving in 2030 the following targets:

- Reduction greenhouse gas emissions by 40% (compared to 1990 levels). The CAP defined for the year 2030 is 1,556,932,725 kt CO₂.
- A generation mix with a share of 27% Renewable Energy.
- Improvement of energy efficiency by 27%.

ETS is the first and largest trading system for greenhouse gas emissions worldwide. It currently covers 45% of greenhouse gas emissions from the European Union. This system classifies the sectors which produce emissions into two groups:

- ETS: coal, oil or natural gas generation plants, petroleum products consumption, iron, steel, non-ferrous metals and coke industries, non-metallic mineral industry, paper industry, pulp and printing and domestic aviation
- Non ETS: agriculture, transport, building and other industry.

The IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) has also stated that it is necessary to limit the increase of the average temperature in 2050 below 2°C by setting as dangerous limit an increase of temperature of 1,5°C, both with respect to preindustrial levels. It has been found that there is a correlation between temperature and CO₂ emissions so it seems logical to direct efforts to reduce global warming in reducing CO₂ emissions.

At the 21st Conference of Parties (COP21) held in Paris in December 2015, the UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) announced the necessary requirements to curb global warming (limiting the temperature increase below 2°C), which was incorporated in the Paris Agreement.

The objective of this project is to estimate the impact of the emission limitation that the ETS has on the price of CO₂ emissions rights, and therefore, on the electricity business. As well as an analysis of the effect of including non-ETS sectors and a tax on coal and gas generation plants.

To fulfil this objective, two assumptions have been made:

- Behaviour of Europe as a single node in the electricity market. This assumption is backed by the ENTSO-E plans that in all its visions raises a European electricity market with high level of interconnections in 2030.
- Losses have been neglected in the model since the energy flow will be distributed much more efficiently because it is a network with no interconnection restrictions.

To meet the target it is necessary:

- Modelling CO₂ demand
- Modelling European electricity market and the wholesale price of electricity.
- Establishing hypotheses of market evolution and growth of sectors.
- Building the Marginal Abatement Cost Curve (MACC), defining the abatement costs for the different measures of reduction of CO₂ emissions.
- Defining merit order of generation technologies in 2030
- Analysis of the economic through estimations of the evolution of CO₂ emission and electricity price.

Methodology

The emission rights demand curve for ETS-generation sectors has been made from the estimation of the emissions in the sector from the generation mix established for each country. It corresponds to emissions from electricity generation from coal, fuel oil and natural gas.

In the non-generation and non-ETS sectors, the emissions data for the sector have been estimated from primary production. For this purpose, the primary energy consumption of each sector has been evaluated according to the forecast of growth and the relation between consumption and emissions using historical data from EC, European Commission - Eurostat Database.

The need for emission rights is combated by offering them. For this purpose, possible emission reduction measures have been calculated according to an assessment of the volume of emissions they can avoid and the economic profitability of each project (by calculating their Net Present Value) for different technologies which produce low rate of CO₂ and energy efficiency projects.

The abatement curve facilitates a quantitative classification of the most effective actions to reduce emissions and their application cost. The abatement cost is defined as the investment that must be made to compensate for one ton of CO₂ emitted in a scenario with a certain proportion of carbon and gas, taking into account energy demand.

The method of estimating the price of electricity, necessary because it is an input to simulate the price of CO₂, takes into account a behaviour of Europe without structural restrictions in the network. Therefore, Europe's behaviour as a single node has been simulated, being able to transport electricity between countries without structural interconnection restrictions, reaching a price of electricity common to all countries.

The following criteria has been used for the simulations:

- Total electricity demand forecast for 2030 (3,963,045 TWh), maintaining generation with renewable and nuclear.
- To meet the demand with generation using the following guidelines:
 - o Increase the equivalent hours of the fossil gap
 - o If necessary, also increase the capacity of these technologies.

Six scenarios have been simulated with different distribution of the fossil gap, all of them covered the energy demand and CAP imposed in 2030. In the six scenarios has been removed generation with nuclear in Germany and with coal in the United Kingdom, as it is established in their national plans. The simulated scenarios are:

% Proportion	S1	S2	S3	S4	S5	S6
Coal	100	80	60	40	20	0
Gas	0	20	40	60	80	100

Table 4: Proportion of fossil gap in the simulated scenarios

Results

The results obtained in the simulations are shown in the following table without Non-ETS sectors and without penalty to the generation with coal or gas:

	S1	S2	S3	S4	S5	S6
Abatement Needs [kt CO₂]	381,993	355,989	329,986	303,982	277,979	251,975
CO₂ Price [€/tCO₂]	17.66	17.60	16.62	15.50	13.03	8.75
Electricity Price [€/MWh]	41.74	42.16	42.46	42.46	42.17	41.16

Table 5: Results obtained in the simulations

If the non-ETS sectors are taken into account in the simulation, it is necessary to distinguish between the CAP for ETS sectors (1,556,933 kt CO₂) and for Non-ETS (1,672,511 kt CO₂) sectors. In this way the following results have been obtained:

	S1	S2	S3	S4	S5	S6
Abatement Needs [kt CO₂]	900.047	874.044	848.040	822.037	796.033	770.030
CO₂ Price [€/tCO₂]	50,00	50,00	47,79	46,17	38,36	34,54
Electricity Price [€/MWh]	41,14	41,50	41,37	41,36	40,91	40,65

Table 6: Simulation results taking into account Non-ETS sectors

Conclusions

The major benefits in decreasing order are obtained by the following scenarios:

- Scenario 3 (60% Coal - 40% Gas): € 56,898.28 million
- Scenario 6 (0% Coal - 100% Gas): € 46,003.53 million
- Scenario 4 (40% Coal - 60% Gas): € 34,500.97 million

Applying a minimum price for emissions only to coal-fired power plants (€ 40/tCO₂) means that for prices less than € 23/tCO₂ and less than € 58/MWh merit order will change. Therefore, electricity generation with gas plants will be more profitable than with coal. On the other hand, it will cause:

- Extra charge to the generation with coal of € 4,246.69 million in scenario 2 (80% Coal – 20% Gas) and € 4,644.82 million scenario 5 (20% Coal– 20% Gas).
- Benefit for the rest of generation plants of € 16,042 million in scenario 2 (80% Coal – 20% Gas) and € 16,497 million in scenario 5 (20% Coal– 20% Gas).

In the case of applying a minimum price for emissions of both coal and gas plants (€ 40/tCO₂), current merit order will be maintained in 2030. In this case, the generation with coal will be more profitable than with gas for prices lower than € 51/tCO₂ and less than € 74.07/MWh. Applying this measure will cause:

- Extra charge to the generation with coal of € 721 million in scenario 2 (80% Coal – 20% Gas) and € 2,335 million scenario 5 (20% Coal– 20% Gas).
- Benefit for gas generation plants of € 3,129 million in scenario 2 (80% Coal – 20% Gas) and € 3,858 million in scenario 5 (20% Coal– 20% Gas).
- Benefit for the rest of generation plants of € 16,840 million in scenario 2 (80% Coal – 20% Gas) and € 16,477 million in scenario 5 (20% Coal– 20% Gas).

ÍNDICE DE LA MEMORIA

Índice de la memoria.....	1
Índice de figuras	3
Índice de tablas	5
Capítulo 1.- Introducción y planteamiento del proyecto.....	7
Conference of the parties (COP)	12
Visión de la agencia internacional de la energía	14
Influencia del Brexit y gobierno de Trump en EE.UU.	16
Capítulo 2.- Descripción de la tecnología.....	21
Trabajos existentes.....	22
Situación empresarial	22
Curva de abatimiento	23
Comercio de emisiones de CO₂.....	24
Situación actual del comercio de derechos de emisión.....	29
Europa como nodo único	33
Capítulo 3.- Descripción del modelo desarrollado.....	39
Objetivos y especificación.....	40
Curva de demanda de derechos de emisiones	41
Curva de Abatimiento	44
Estimación del precio del mercado mayorista de electricidad	47
Curva de demanda de electricidad	49
Parámetros Curva de Abatimiento	52
Cálculo del Precio Óptimo de Abatimiento	57
CAP 2050.....	58
Capítulo 4.- Análisis de resultados	61
Resultados del caso base	62
Análisis de sensibilidad	67
Casos de estudio teniendo en cuenta los sectores No ETS	67
Precio mínimo de CO ₂ aplicado a las centrales de carbón	74

Precio mínimo de CO ₂ aplicado a las centrales de carbón y ccgt	76
Cambio en la orden de mérito	78
Carbon floor a las centrales de carbón 40 €/tCO ₂	80
Carbon floor a las centrales de carbón y gas	81
Capítulo 5.- Conclusiones.....	83
Conclusiones sobre la metodología	84
Conclusiones sobre los resultados	87
Evolución del precio diario de electricidad	93
Casos de estudio teniendo en cuenta los sectores No ETS	94
Precio mínimo de CO ₂ aplicado a las centrales de carbón	97
Precio mínimo de CO ₂ aplicado a las centrales de carbón y ciclo combinado	100
Recomendaciones para futuros estudios	104
Bibliografía	105
Anexo I: Mix de generación.....	107

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Países participantes en <i>Clean Energy Ministerial Initiatives and Campaigns</i> . Fuente: IEA.	7
Figura 2: Relación entre temperatura y emisiones de CO ₂ . Fuente: IPCC, 2013: Ch12	12
Figura 3: Evolución hacia el año 2050 manteniendo incremento de temperatura menor a 2°C. Fuente International Energy Agency (IEA)	14
Figura 4: Contribución por sectores a la descarbonización según el escenario 2DS	15
Figura 5: Mayores emisores de CO ₂ en el año 2015. Fuente: World Resources Institute	18
Figura 6: Emisiones históricas de CO ₂ y proyección a corto plazo. Fuente: Lux Reserach	19
Figura 7: Curva Abatimiento McKinsey	23
Figura 8: Comparativa del volumen de las subastas entre la plataforma común, Alemania y UK	27
Figura 9: Comparativa del precio de derechos de emisión entre la plataforma común, Alemania y UK	28
Figura 10: ENTSO-E TYDP 2014 – Mapa del Proyecto a largo plazo >2018	34
Figura 11: Visiones de TYNDP 2016	36
Figura 12: Necesidad de Abatimiento, derivada de demanda y CAP impuesto	39
Figura 13: Evolución del CAP y la Necesidad de Abatimiento, en un escenario de incremento de demanda	43
Figura 14: Tecnologías de Abatimiento consideradas	45
Figura 15: Iteración entre el precio mayorista de electricidad y precio de CO ₂	48
Figura 16: Comparativa Curva Demanda Francia y Europa	49
Figura 17: Comparativa Curva Abatimiento con/sin precio mínimo de CO ₂	50
Figura 18: Ejemplo Curva de Abatimiento	51
Figura 19: Curva de abatimiento y curva de demanda conjugadas; se observa la oferta y la demanda con el precio resultante	57
Figura 20: Curva de abatimiento del Escenario 1	62
Figura 21: Curva de Abatimiento del Escenario 2	63
Figura 22: Curva de abatimiento del Escenario 3	64
Figura 23: Curva de abatimiento del Escenario 4	64
Figura 24: Curva de abatimiento del Escenario 5	65
Figura 25: Curva de abatimiento del Escenario 6	66
Figura 26: Curva de abatimiento del Escenario 1 con sectores difusos	68

Figura 27: Curva de Abatimiento del Escenario 2 con sectores difusos	69
Figura 28: Curva de abatimiento del Escenario 3 con sectores difusos	70
Figura 29: Curva de abatimiento del Escenario 4 con sectores difusos	71
Figura 30: Curva de abatimiento del Escenario 5 con sectores difusos	72
Figura 31: Curva de abatimiento del Escenario 6 con sectores difusos	73
Figura 32: Curva de abatimiento del Escenario 2 con penalización a las centrales de carbón	74
Figura 33: Curva de abatimiento del Escenario 5 con penalización a las centrales de carbón	75
Figura 34: Curva de abatimiento del Escenario 2 con penalización a las centrales de carbón y de gas	76
Figura 35: Curva de abatimiento del Escenario 5 con penalización a las centrales de carbón y de gas	77
Figura 36: Comparativa entre CoS y LCOE de carbón, ciclo combinado y solar PV	79
Figura 37: Comparativa entre CoS y LCOE de carbón, ciclo combinado y solar PV con carbon floor en las centrales de carbón	80
Figura 38: Comparativa entre CoS y LCOE de carbón, ciclo combinado y solar PV con carbon floor en las centrales de carbón y CCGT	81
Figura 39: Al disminuir las necesidades de abatimiento, el precio de CO ₂ disminuye	85
Figura 40: Evolución del precio de CO ₂ y precio de electricidad al disminuir las necesidades de abatimiento	85
Figura 41: Relación entre el precio de electricidad (€/MWh) y el precio de CO ₂ (€/tCO ₂)	87
Figura 42: Beneficio en M€ para el escenario 1 por país y tecnología	88
Figura 43: Beneficio en M€ para el escenario 2 por país y tecnología	89
Figura 44: Beneficio en M€ para el escenario 3 por país y tecnología	89
Figura 45: Beneficio en M€ para el escenario 4 por país y tecnología	90
Figura 46: Beneficio en M€ para el escenario 5 por país y tecnología	90
Figura 47: Beneficio en M€ para el escenario 6 por país y tecnología	91
Figura 48: Evolución del beneficio en M€ para cada escenario	92
Figura 49: Evolución del precio medio del mercado diario de electricidad	93
Figura 50: Nuevas medidas de abatimiento para los sectores difusos	94
Figura 51: Aumento de las necesidades de abatimiento al introducir los sectores No ETS	95
Figura 52: Aumento del precio de emisiones de CO ₂ al introducir los sectores No ETS	95
Figura 53: Variación del precio de electricidad al introducir los sectores No ETS	96

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Clasificación de los sectores ETS y NO ETS	10
Tabla 2: Detalle subastas en la Plataforma Común. Fuente: EEX	26
Tabla 3: Detalle subastas en Alemania. Fuente: EEX	26
Tabla 4: Detalle subasta UK. Fuente: Uk Phase III Auction Plattform Report	27
Tabla 5: Características de las cuatro visiones de TYNDP 2016	37
Tabla 6: Precios marginales de cada tecnología	47
Tabla 7: Factor de emisión de las tecnologías fósiles	52
Tabla 8: Rendimiento útil de las tecnologías térmicas	52
Tabla 9: Horas de funcionamiento equivalentes al año	53
Tabla 10: Costes de inversión [€/MW] para cada tecnología	53
Tabla 11: Costes variables de funcionamiento de cada tecnología	54
Tabla 12: Años vida útil de cada tecnología	54
Tabla 13: WACC [%] de cada tecnología	55
Tabla 14: Potencial de instalación de cada tecnología en Europa	55
Tabla 15: Modificación de porcentajes de decrecimiento del CAP 2050	59
Tabla 16: Proporción del hueco fósil en los escenarios simulados	61
Tabla 17: Resultados simulación Escenario 1	62
Tabla 18: Resultados simulación Escenario 2	63
Tabla 19: Resultados simulación Escenario 3	63
Tabla 20: Resultados simulación Escenario 4	64
Tabla 21: Resultados simulación Escenario 5	65
Tabla 22: Resultados simulación Escenario 6	65
Tabla 23: Resultados simulación Escenario 1 con difusos	67
Tabla 24: Resultados simulación Escenario 2 con difusos	68
Tabla 25: Resultados simulación Escenario 3 con difusos	69
Tabla 26: Resultados simulación Escenario 4 con difusos	70
Tabla 27: Resultados simulación Escenario 5 con difusos	71
Tabla 28: Resultados simulación Escenario 6 con difusos	72
Tabla 29: Resultados simulación Escenario 2 con penalización a las centrales de carbón	74
Tabla 30: Resultados simulación Escenario 5 con penalización a las centrales de carbón	74

Tabla 31: Resultados simulación Escenario 2 con penalización a las centrales de carbón y de gas	76
Tabla 32: Resultados simulación Escenario 5 con penalización a las centrales de carbón y de gas	76
Tabla 33: Comparativa entre CoS y LCOE para el carbón, ciclo combinado y solar PV	79
Tabla 34: Comparativa entre CoS y LCOE para el carbón, ciclo combinado y solar PV con carbon floor en las centrales de carbón	80
Tabla 35: Comparativa entre CoS y LCOE para el carbón, ciclo combinado y solar PV con carbon floor en las centrales de carbón y CCGT	81
Tabla 36: Precios de CO ₂ y electricidad para cada escenario simulado	87
Tabla 37: Beneficio en M€ de cada escenario	92
Tabla 38: Tecnología que marcan el precio según intervalos de precio de electricidad y precio de emisiones	97
Tabla 39: Comparativa de precios al introducir Precio mínimo de 40€/tCO ₂ a las centrales de carbón	97
Tabla 40: Sobrecoste debido al <i>Carbon Floor</i> a las centrales de carbón	98
Tabla 41: Beneficio de las centrales eléctricas por la implantación del <i>Carbon Floor</i> a las centrales de carbón	99
Tabla 42: Balance final de las centrales de carbón cuando se les aplica <i>Carbon Floor</i>	99
Tabla 43: Tecnología que marcan el precio según intervalos de precio de electricidad y precio de emisiones	100
Tabla 44: Comparativa de precios al introducir Precio mínimo de 40€/tCO ₂ a las centrales de carbón y Ciclo Combinado	100
Tabla 45: Sobrecoste debido al <i>Carbon Floor</i> a las centrales de carbón y CCGT	101
Tabla 46: Beneficio de las centrales eléctricas por la implantación del <i>Carbon Floor</i> a las centrales de carbón y CCGT	102
Tabla 47: Balance final de las centrales de carbón y CCGT cuando se les aplica <i>Carbon Floor</i> en el escenario 2	103
Tabla 48: Balance final de las centrales de carbón y CCGT cuando se les aplica <i>Carbon Floor</i> en el escenario 5	103

Capítulo 1.- Introducción y planteamiento del proyecto

El Cambio Climático es la variación de los patrones meteorológicos debido a causas naturales y agravadas por la acción del ser humano. La creciente preocupación ha llevado a la Unión Europea a establecer políticas energéticas y climáticas para reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

El Cambio Climático tiene numerosas consecuencias, entre ellas, variaciones solares, corrientes oceánicas, pérdidas de especies animales, etc. Pero también tiene un gran impacto sobre el negocio del mercado energético.

Debido a la estrecha relación existente entre Cambio Climático y emisiones de CO₂, los mix de generación han empezado a cambiar durante los últimos años y se estima que este proceso de cambio y adaptación hacia tecnologías renovables se alargue durante los próximos años. Así lo muestra la Figura 1 en la que se muestran los países participantes en medidas llevadas a cabo por el Clean Energy Ministerial (CEM), creado en 2010. Actualmente, el CEM está formado por 24 países y la Comisión Europea.

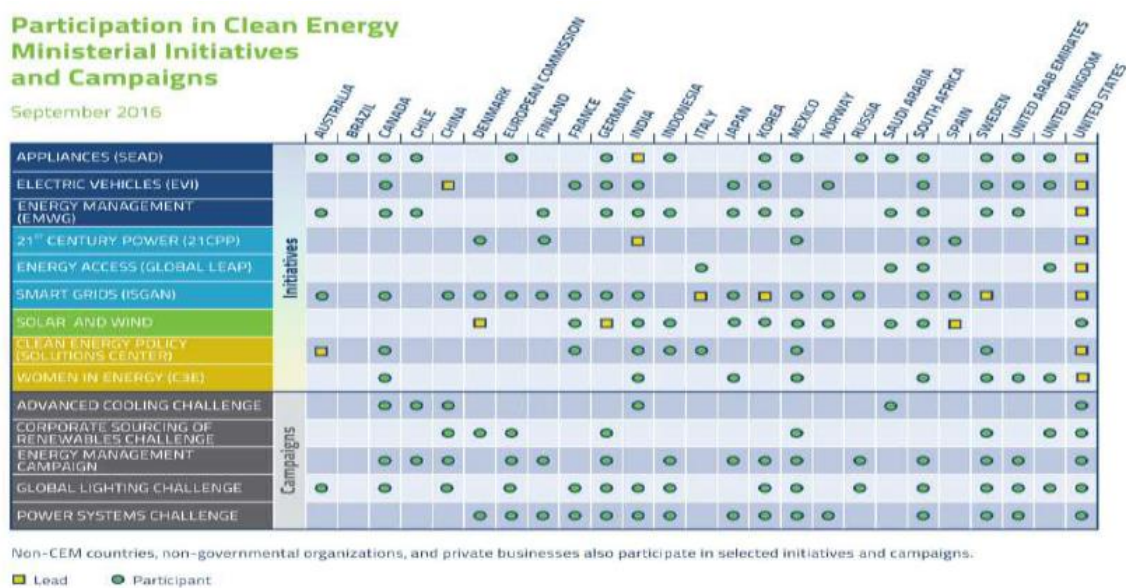


Figura 1: Países participantes en Clean Energy Ministerial Initiatives and Campaigns. Fuente: IEA.

La preocupación por el Cambio Climático y su relación con las emisiones de CO₂ ha llevado a la Unión Europea (UE) a crear en 2005 el Sistema de Comercio de Emisiones (EU ETS, Emissions Trading System). El objetivo de este sistema es luchar contra el Cambio Climático a través de la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero de forma eficaz y económica. Esta reducción se ve acompañada de forma natural por la implementación de medidas para sustituir centrales de generación con combustibles fósiles por generación limpia y medidas de eficiencia energética.

El sistema ETS se basa en la imposición de un límite de emisiones de Gases de Efecto Invernadero, conocido como CAP, que pueden emitir las plantas eléctricas e industriales cada año. Este CAP está sometido a una reducción anual.

El CAP define el número de derechos de emisión que recibe cada industria cada año. Cada derecho de emisión permite emitir una tonelada de dióxido de carbono, o la cantidad equivalente de Gases de Efecto Invernadero, principalmente óxido nítrico o compuestos perfluorocarbonados.

Uno de los objetivos establecidos es que las emisiones procedentes de los sectores incluidos en este mecanismo en el año 2020 sean inferiores en un 21% a las que se produjeron en 2005. Según informes de la Comisión Europea, en 2015, la UE fue responsable del 10% de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero. La UE ha conseguido reducir las emisiones en un 22% entre los años 1990-2015, mientras que la economía creció un 50% durante el mismo período.

La Comisión Europea ha planteado lograr en el año 2030 los siguientes objetivos:

- Reducir un 40% las emisiones de Gases de Efecto Invernadero respecto niveles de 1990.
 - o 43% para los sectores incluidos en el sistema ETS.
 - o 30% sectores No ETS (difusos).
- Un mix de generación con un 27% Energías Renovables.
- Mejorar la Eficiencia Energética en un 27%.

Estas reducciones se reflejan en el CAP del 2030. Las medidas de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero pretenden su continuidad para, en el 2050 lograr la reducción en un 80-95% respecto a los niveles de 1990. El objetivo de reducir las emisiones lleva asociado de manera intrínseca la ampliación de generación con energías renovables y medidas de eficiencia energética.

Este proyecto tiene como objetivo estimar el impacto de la limitación de emisiones que el sistema ETS tiene en el precio de derechos de emisiones de CO₂, y por tanto, en el negocio de la electricidad. Así como el efecto de incluir sectores no ETS y un impuesto a las centrales de generación con carbón y con gas.

El ETS, es el primer y mayor sistema de comercio de derechos de emisiones de Gases de Efecto Invernadero a nivel mundial. Actualmente cubre el 45% de estas emisiones de la Unión Europea. El ETS, en estos momentos, cubre más de 11.000 plantas eléctricas e industriales intensivas en el uso de energía y unas 5.000 empresas en 31 países, así como las emisiones procedentes de la aviación entre los países participantes.

El ETS afecta a los 28 países de la Unión Europea, junto con los tres países de la EEA-EFTA (Islandia, Liechtenstein y Noruega). En total, el Sistema de Comercio de Emisiones afecta al conjunto de los siguientes países: Alemania, Austria, Bélgica, Bulgaria, Chipre, República Checa, Croacia, Dinamarca, Eslovaquia, Eslovenia, España, Estonia, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Irlanda, Islandia, Italia, Letonia, Liechtenstein, Lituania, Luxemburgo, Malta, Noruega, Países Bajos, Polonia, Portugal, Reino Unido, Rumanía y Suecia.

Este sistema actualmente contempla los siguientes sectores y gases cuyas emisiones pueden ser medidas y verificadas con precisión:

- Dióxido de carbono (CO₂): procedentes de las centrales eléctricas y la generación de calor, así como sectores intensivos en energía: refinerías de petróleo, siderurgia, producción de hierro, aluminio y otros metales, cemento, cal, cristal, cerámica, papel, cartón y pulpa, ácido y compuestos químicos, así como la aviación
- Óxido nítrico (N₂O), procedente de la producción de ácido nítrico, adípico y glioxílico

- Compuestos perfluorocarbonados (PFCs), procedentes de la producción de aluminio.

La participación de las compañías de estos sectores en el esquema de comercio de emisiones es obligatoria, aunque en algunos sectores las compañías de menor tamaño pueden quedar excluidas, si se toman medidas fiscales o de otro tipo que permitan reducir las emisiones en una cantidad similar.

Para lograr estos objetivos, el sistema ETS ha sido separado en cuatro fases:

Fase 1 (2005-2007):

- El ETS únicamente cubría las emisiones de CO₂ de los generadores de energía y las industrias de uso intensivo de energía
- Casi todas las asignaciones de derechos de emisión se concedían gratuitamente a las empresas.
- La sanción por incumplimiento era de 40 euros por tonelada de emisión.
- Se estableció un precio para el carbono.
- Libre comercio de derechos de emisión en toda la UE
- Se creó la infraestructura necesaria para monitorear, reportar y verificar las emisiones de los negocios cubiertos.
- En ausencia de datos fiables sobre emisiones, se establecieron límites máximos de fase 1 sobre la base de estimaciones. Como resultado, el importe total de los derechos de emisión emitidos superó las emisiones y, con una oferta que excedió considerablemente la demanda, en 2007 el precio de los derechos se redujo a 0€/tCO₂.

Fase 2 (2008-2013)

- Reducción del CAP, estableciendo un límite de emisiones de 6,5% por debajo de la cantidad emitida en 2005.
- Se unieron al sistema ETS: Islandia, Liechtenstein y Noruega.
- La proporción de asignación gratuita se redujo al 90%.
- Varios países celebraron subastas
- La sanción por incumplimiento fue aumentada a 100 €/tCO₂
- A las empresas se les permitió comprar créditos internacionales por un total de alrededor de 1.400 millones de toneladas de CO₂ equivalente
- Dado que los datos anuales verificados sobre las emisiones procedentes de la fase experimental estaban disponibles, el límite máximo de los derechos de emisión se redujo en la fase 2, sobre la base de las emisiones reales. Sin embargo, la crisis económica de 2008 llevó a reducciones de emisiones que fueron mayores de lo esperado. Esto dio lugar a un gran excedente de derechos de emisión y créditos, que pesaron en gran medida en el precio del carbono durante la fase 2.

Fase 3 (2014-2020)

- Reducción del CAP anual 1,74% para los sectores ETS
- Subastas de derechos de emisiones.
- En 2020 se espera que sólo el 30% de los derechos de emisión se entreguen de forma gratuita.

Fase 4: (2021-2030)

- Reducción del CAP anual 2,2% para los sectores ETS
- Revisión del mecanismo en 2025
- Eliminación de la gratuidad en la entrega de derechos de CO₂ en 2027. A partir de ese momento, todos los derechos se obtendrán mediante subastas.
- Tras la ratificación de la COP 21, los objetivos para los sectores No ETS se quieren endurecer durante este periodo, para ello, la UE quiere incluir el uso de la tierra y la silvicultura.

La Tabla 1 muestra la clasificación de los sectores ETS y No ETS.

Sectores ETS	Sectores No ETS
Centrales de generación con carbón, fuel o gas natural	
Consumo productos petrolíferos	Agricultura
Industria del hierro, acero, metales no férreos y coke.	Transporte
Industria de minerales no metálicos.	Edificación
Industria del papel, pulpa e imprenta	Industria
Aviación doméstica	Otros

Tabla 1: Clasificación de los sectores ETS y NO ETS

En octubre de 2013 la Organización de la Aviación Civil Internacional (ICAO) acordó desarrollar un esquema de comercio de derechos a nivel global que deberá empezar a aplicarse en 2020. Por otro lado, la Unión Europea decidió que, hasta el año 2016, el esquema de comercio a nivel europeo cubriese, para los vuelos internacionales, sólo la parte que se produce sobre el Espacio Económico Europeo (EEE), considerándose como aviación doméstica.

Cabe destacar, que la aviación no doméstica se ha comprometido de forma voluntaria a reducir sus emisiones de CO₂ hasta el 2026, año en el cual la limitación de las emisiones adquiere carácter obligatorio.

Los sectores No ETS, también conocidos como sectores difusos, no tienen aplicado el mismo CAP anual que los sectores ETS. Sin embargo, la Unión Europea fija como objetivo la reducción de sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero en 30% para el año 2030 respecto a niveles del

2005. La reducción de los sectores difusos se ha establecido a nivel individual para cada país, distribuyendo los objetivos según el nivel económico.

Esta distribución se ha traducido para España, en una reducción del 26%, objetivo descrito como “ambicioso” por Valvanera Ulargui (Directora general de la Oficina Española de Cambio Climático).

El CAP correspondiente a centrales eléctricas e instalaciones industriales, en 2013 y para los 28 miembros de la Unión Europea y los 3 países de la EEA-EFTA, era de 2.084.301.856 derechos, decreciendo cada año 1,74%.

Las plantas que reduzcan sus emisiones y puedan tener un exceso de derechos de emisión, podrán vender estos derechos a otras plantas que no hayan implantado medidas de eficiencia energética. De esta forma se crea un fuerte incentivo económico para reducir las emisiones: la planta que no las reduzca tendrá que comprar derechos a sus competidores más eficientes.

Al acabar el año, cada planta debe tener suficientes derechos como para cubrir sus emisiones, de lo contrario se le impondrá una multa. Si le sobran derechos, puede venderlos a compañías que no tengan suficientes derechos, o bien guardarlos para cubrir necesidades de años futuros. Por otra parte, esta flexibilidad permite asegurar que la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero se centre en los sectores donde es más económico, en favor de la competitividad de todos los participantes involucrados.

CONFERENCE OF THE PARTIES (COP)

El IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) ha informado sobre el impacto que tiene el calentamiento global, explicando que es necesario limitar el aumento de la temperatura media en el año 2050 por debajo de los 2°C respecto a la época preindustrial, fijando como límite peligroso un incremento de temperatura de 1,5°C. Científicos han establecido ese límite como el umbral a partir del cual las consecuencias del calentamiento global serían demasiado perjudiciales.

Por ello en la 21st Conference of parties (COP21) que tuvo lugar en París en diciembre de 2015, la UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) anunció los requerimientos necesarios para lograr frenar el calentamiento global (limitar el incremento de temperatura por debajo de 2°C), entonces se estableció el Acuerdo de París, cuya principal característica es su carácter dinámico, debido a revisiones constantes.

La Figura 2 muestra la relación existente entre la evolución anual de la temperatura y las emisiones de CO₂ desde el año 1850. En la figura se puede observar que existe una correlación entre ambas variables, por ello si se quiere limitar el incremento de temperatura, es lógico que se tome como referente la limitación de emisiones de CO₂ a la atmósfera.

En la Figura 2 se puede observar que actualmente nos encontramos aproximadamente en 1,2°C por encima del nivel preindustrial, por lo que, para cumplir el objetivo de la COP21 es necesario implementar medidas eficaces de manera estricta y efectiva.

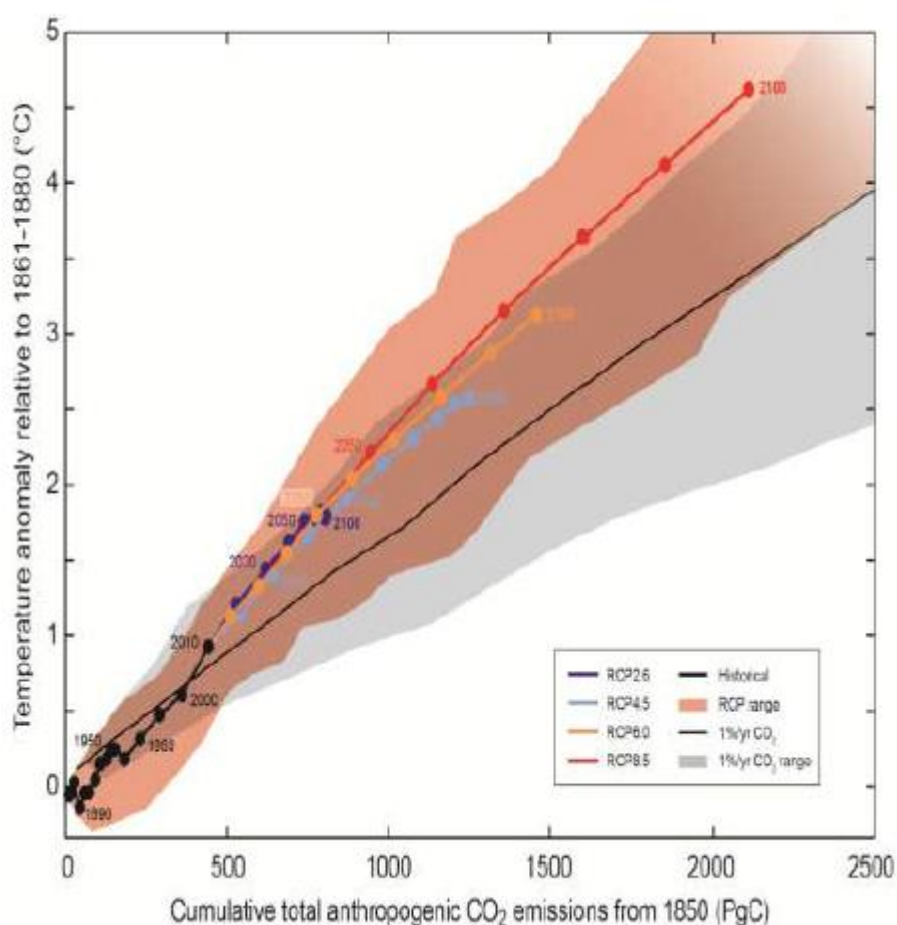


Figura 2:
Relación entre
temperatura y
emisiones de
CO₂. Fuente:
IPCC, 2013: Ch12

La COP 21 ha sido ratificada, tan sólo diez meses después de su celebración, el 4 de noviembre de 2016 por 111 países. La ratificación tuvo lugar unos días antes de la celebración de la COP 22 celebrada en Marrakech.

Durante la COP22 se reunieron representantes de casi 200 países, unos 20.000 expertos, consultores y funcionarios para definir las reglas del acuerdo: cómo se controlarán y contabilizarán las emisiones mundiales y cómo se va a compensar a los países menos desarrollados para que todos reduzcan sus emisiones. En Marrakech se fijaron las guías para lograr los objetivos establecidos en el Acuerdo de París, entre ellas, la revisión cada cinco años de los objetivos establecidos para cada país. Durante estas revisiones, se establecerán nuevos objetivos en función de la evolución que se haya llevado a cabo durante el último lustro. La COP 22 ha propuesto las medidas necesarias tomar para que en diciembre de 2018 sea posible la implementación del Acuerdo de París.

Para que los objetivos marcados por el Acuerdo de París puedan llevarse a cabo se ha considerado necesaria la participación de, al menos, 55 países y que estos cubran al menos el 55% de las emisiones globales. En diciembre de 2016, el Acuerdo de París ha sido ratificado por 115 países de los 193 que lo firmaron en 2015 y cubre el 77% de las emisiones de CO₂. Estados Unidos ratificó el Acuerdo el 3 de septiembre de 2016, cuando aún B. Obama ocupaba la presidencia del país.

VISIÓN DE LA AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA

Por su parte, la Agencia Internacional de la Energía (IEA) plantea cuatro posibles escenarios sobre la evolución del sector energético desde el año 2013 hasta 2050 mostrados en La Figura 3:

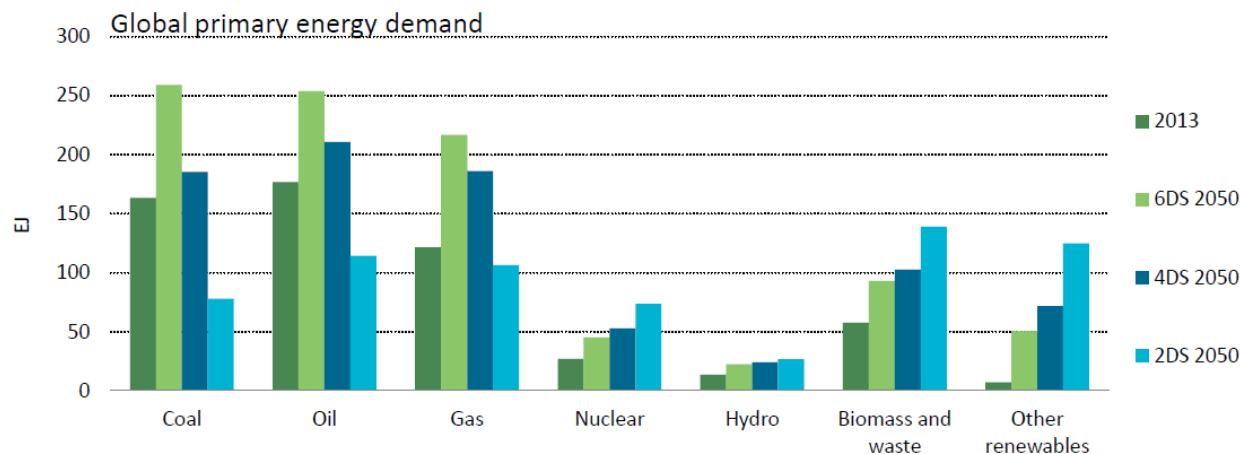


Figura 3: Evolución hacia el año 2050 manteniendo incremento de temperatura menor a 2°C. Fuente International Energy Agency (IEA)

Los escenarios mostrados en la Figura 3 son:

- **2013:** Evolución que seguirían las tecnologías si desde el año 2013 no se implementase ninguna medida de mitigación de las emisiones.
- **6DS 2050:** Es en gran medida una extensión de las tendencias actuales. La demanda de energía primaria y las emisiones de CO₂ aumentarían en un 60% entre 2013 y 2050, con alrededor de 1.700 GtCO₂ de emisiones acumuladas.

En ausencia de esfuerzos para estabilizar la concentración atmosférica de gases de efecto invernadero, se prevé que el aumento medio de la temperatura global sea de 5,5°C a largo plazo y casi 4°C a finales de este siglo, por encima de los niveles preindustriales.

- **4DS 2050:** Evolución que se estima con las tendencias tecnológicas que actualmente se están llevando a cabo. Tiene en cuenta las promesas recientes de los países de limitar las emisiones y mejorar la eficiencia energética, lo que ayuda a limitar el aumento de la temperatura a largo plazo a 4°C.

En muchos aspectos, el 4DS es considerado como un escenario ambicioso, debido a que requiere cambios significativos en la tecnología y políticas que actualmente se están llevando a cabo. Además, la limitación del aumento de la temperatura a largo plazo a 4°C requiere importantes reducciones adicionales de las emisiones en el período posterior a 2050.

- **2DS 2050:** Escenario en el que los esfuerzos tecnológicos y económicos logran no superar un incremento de temperatura en 2050 de 2°C con al menos, un 50% de probabilidad.

El escenario 2DS limita el total de las emisiones acumuladas de CO₂ relacionadas con el sector energético entre 2015 y 2100 a 1.000 GtCO₂. El 2DS reduce las emisiones de CO₂ (incluidas las emisiones procedentes de la combustión y las emisiones de procesos y materias primas en la industria) en casi el 60% en 2050 (referido a niveles de 2013), y se prevé que las emisiones de carbono disminuirán después de 2050 hasta que se alcance la neutralidad del carbono.

Por lo tanto, cumpliendo el objetivo de limitar el incremento de temperatura, en el año 2050, por debajo de 2°C respecto a niveles preindustriales (escenario 2DS 2050), la IEA estima que el mix energético pasará de tener el 81% de energía fósil al 40%.

La Figura 4 muestra la contribución de cada sector que será necesaria para lograr limitar el incremento de temperatura y, de esta forma, la descarbonización siguiendo el escenario 2DS entre los años 2013-2050.

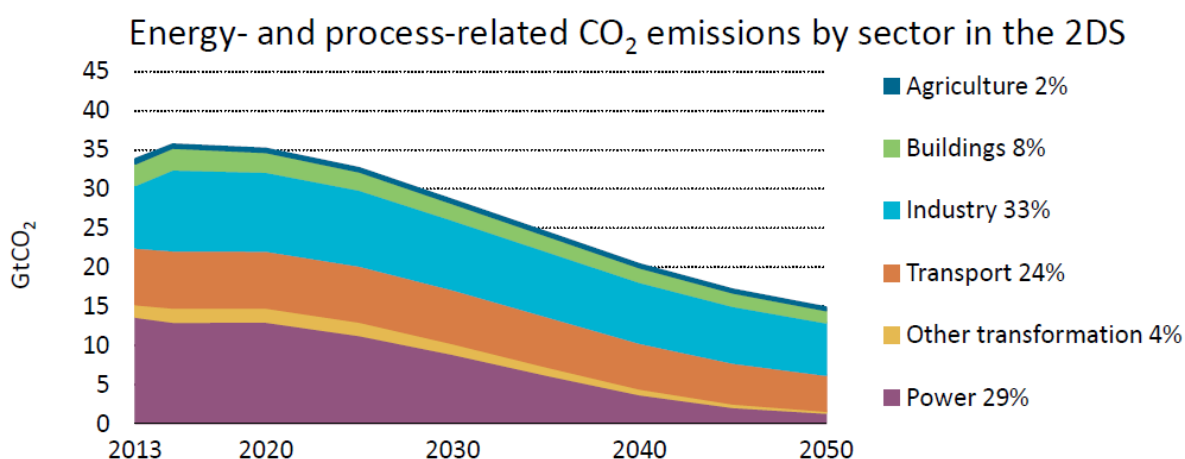


Figura 4: Contribución por sectores a la descarbonización según el escenario 2DS

La Figura 4 muestra que los sectores ETS contribuyen en un 70 % en lograr el objetivo marcado para la descarbonización del sector. Si bien es cierto, los sectores difusos o sectores No ETS, tienen también un papel importante para lograr la descarbonización de la economía.

Por este motivo, el sector aviación se ha comprometido de forma voluntaria a reducir sus emisiones de CO₂ hasta el 2026, año en el cual la limitación de las emisiones adquiere carácter obligatorio.

INFLUENCIA DEL BREXIT Y GOBIERNO DE TRUMP EN EE.UU.

En los últimos meses se han producido dos acontecimientos en materia política que podrían tener consecuencia en materia medioambiental, concretamente, en la reducción de las emisiones de CO₂.

BREXIT:

Por un lado, la salida del Reino Unido de la Unión Europea, comúnmente conocida como Brexit. El 23 de junio de 2016 se produjo un referéndum cuyo resultado fue favorable a la salida del país de la Unión Europea (52% de los votos).

Cuando la salida del Reino Unido de la Unión Europea se produzca, una opción para el Reino Unido será restablecer su propio ETS y seguir vinculado con el ETS de la UE. Las bases para ello existen de conformidad con la propia Ley de Cambio Climático del Reino Unido de 2008, que exige que el Gobierno establezca una serie de presupuestos de carbono para permitir al menos una reducción del 80% de los gases de efecto invernadero para 2050 en comparación con los niveles de 1990.

El ETS de la UE se encuentra actualmente en medio de su tercera fase, ésta expira el 31 de diciembre de 2020. El 1 de enero de 2021 es, por lo tanto, un punto de ruptura natural en cuanto a cualquier cambio en política de carbono por parte del Reino Unido. Una ruptura en medio de una fase sería compleja y difícil de manejar por los países que sigan formando parte del ETS.

Teniendo en cuenta el apoyo que el Reino Unido ha dado al ETS, se espera que, tras su salida de la Unión Europea, siga manteniendo algún tipo de vinculación con el ETS.

La vinculación entre el Reino Unido y el sistema ETS podría ser siguiendo alguno de los siguientes modelos:

- El modelo de Noruega: el Reino Unido se uniría al Espacio Económico Europeo y a la Asociación Europea de Libre Comercio (AELC), dándole acceso al mercado único y sometiéndolo a las normas y reglamentos de la UE sin mucha capacidad para influir en ellos.
- El modelo suizo: el Reino Unido se uniría a la AELC y negociaría acuerdos bilaterales que rigen el acceso al Reino Unido sector por sector.
- El modelo FTA: el Reino Unido firmaría un acuerdo de libre comercio con la UE que incluiría en sus términos disposiciones relativas al ETS de la UE.

En todos los modelos, excepto el noruego, es probable que el Reino Unido tenga que establecer primero su propio sistema de comercio de derechos de emisión, que podría ser muy similar en cuanto a su funcionamiento a la forma en que opera actualmente el ETS de la UE.

Las negociaciones en relación con la fase 4 del ETS ya están en curso. Legalmente, hasta su fecha de salida de la UE, los representantes del Reino Unido en el Parlamento y el Consejo de Ministros pueden participar en esas negociaciones sin restricciones. Sin embargo, dado que el Reino Unido puede necesitar seguir una política de separación selectiva, también es difícil ver la viabilidad política de que el Reino Unido tenga una voz persuasiva en las negociaciones de la fase 4 (aunque todavía tendrá voto).

El Acuerdo de París obliga a las Partes en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) a presentar sus contribuciones determinadas a nivel nacional para noviembre de 2016. El Reino Unido no presentó su propio *National Determine Contribution* (NDC), ya que su presentación fue incluida dentro de la realizada por la UE en nombre de sus Estados miembros. Dado que el Reino Unido habrá dejado de formar parte de la UE en el momento del inicio del Acuerdo de París (2018), el Reino Unido tendrá que presentar su propia petición a la CMNUCC en virtud del Acuerdo de París.

También habrá repercusiones sobre la forma en que la UE gestiona la distribución de los acuerdos de reparto de esfuerzos (para las emisiones de gases de efecto invernadero de sectores No ETS) de los Estados miembros de la UE a la hora de cumplir los objetivos marcados para el segundo período de cumplimiento del Protocolo de Kioto en el caso que el Reino Unido no forme parte de la UE el 31 de diciembre de 2020.

Para garantizar la menor interrupción posible, se prevé que el Reino Unido y la UE negociarán la salida del Reino Unido de la UE en paralelo con el acuerdo sobre su relación futura. Sin embargo, para hacerlo probablemente extenderá la fecha de salida y prolongará así el período de incertidumbre en el ETS de la UE.

Aunque es demasiado pronto para hacer predicciones determinantes sobre lo que puede suceder en el futuro, el escenario más probable es que habrá una continuación de los acuerdos de comercio de carbono del Reino Unido con el ETS de la UE. Si éste es el caso, la verdadera pregunta será sobre el momento y la manera en que esto se logre. En base a esto, hasta que se conozca la fecha de salida del Reino Unido, las entidades de cumplimiento del Reino Unido, así como los participantes activos del Reino Unido deben continuar tal como están, cumpliendo con las restricciones del sistema ETS y, en caso contrario, siendo penalizados.

GOBIERNO DE TRUMP:

Tras la victoria en las elecciones del 9 de noviembre de 2016, Donald Trump se convertirá en el nuevo presidente de Estados Unidos.

Según informa la BBC, Trump prometió dismantelar el Acuerdo de París en sus primeros 100 días como presidente.

"Vamos a cancelar el Acuerdo de París y parar todos los dólares estadounidenses que van a los programas de la ONU contra el calentamiento global".

También manifestó que eliminaría el Departamento de Protección Medioambiental.

Sin embargo, tal como se muestra en la Figura 5, Estados Unidos ocupa el segundo puesto en la lista de países que más emisiones producen. Si EEUU abandonase las acciones para reducir el efecto del Cambio Climático tendría gran impacto a nivel mundial.

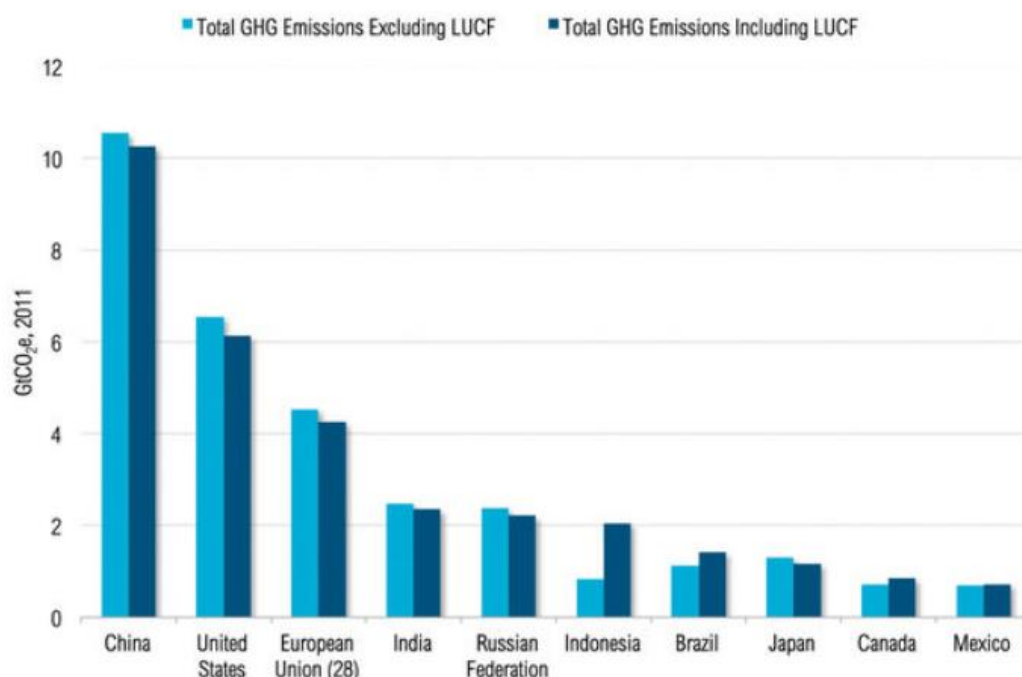


Figura 5: Mayores emisores de CO₂ en el año 2015. Fuente: World Resources Institute

Donald Trump no se ha limitado en menospreciar los efectos del Cambio Climático, sino que su política energética está enfocada en quemar carbón de manera indefinida. De esta forma se espera que proteja a las compañías más contaminantes y, por lo tanto, se frenará el desarrollo de energías sostenibles, acelerando el calentamiento global de manera incontenible.

La consultora Lux Research hizo una proyección del impacto de las políticas de Trump si llegara a ser presidente, alcanzando una cifra de 3.400 millones de toneladas extra de emisiones de CO₂.

En la Figura 6, los esfuerzos realizados en política medioambiental durante el mandato de Obama se esperan que queden a un lado con la llegada de Trump en la Casa Blanca. Sin embargo, la tendencia de emisiones decreciente que se llevó a cabo con el anterior presidente habría sido continuada con el mandato de Hilary Clinton.

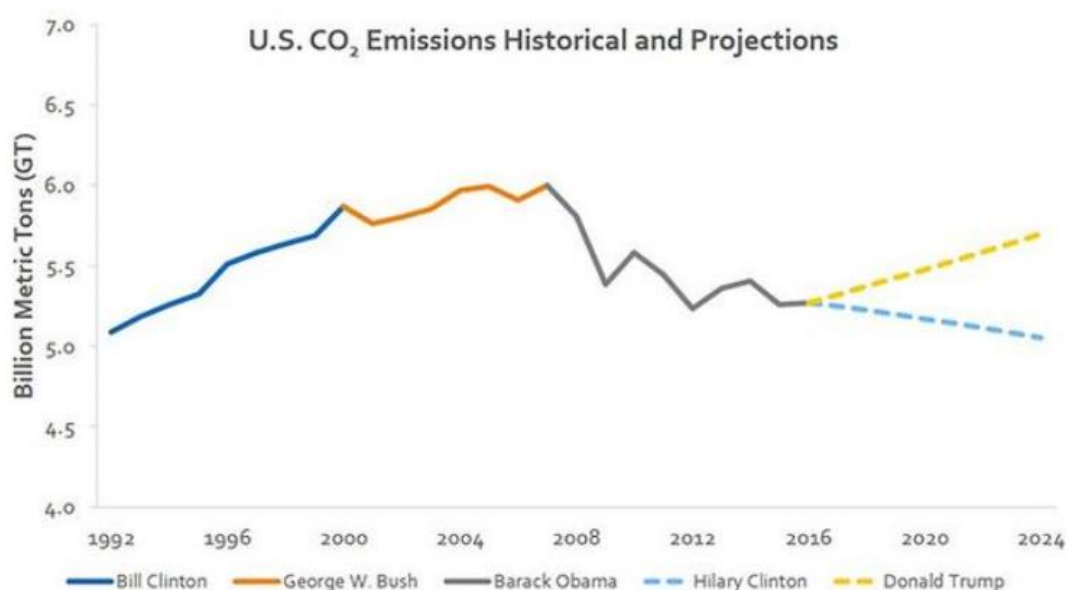


Figura 6: Emisiones históricas de CO₂ y proyección a corto plazo. Fuente: Lux Reserach

A pesar de todas las declaraciones realizadas por Trump, es necesario aclarar los procedimientos necesarios para salir de los tratados medioambientales:

- Para salir de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), es necesario que sea el Senado de EEUU quien haga la solicitud. Una vez realizada dicha solicitud, el proceso tardaría un año, esta salida implica salir de todos los tratados/convenios internacionales que mantiene EEUU.
- Salir del Acuerdo de París, es una decisión presidencial que actualmente corresponde a Donald Trump. Sin embargo, para salir del tratado es necesario que hayan pasado tres años desde su ratificación, esto sería noviembre de 2019, coincidiendo con la etapa final del mandato de Trump

Lo que sería más factible que ocurriese es que EEUU no saliera del Acuerdo de París, pero, en cambio, no cumpliera con su compromiso (aportar 2.500 millones de euros) lo que ocasionaría un grave problema financiero para lograr el objetivo establecido.

A pesar de que EEUU saliese del Acuerdo de París, éste seguiría vigente ya que se mantendrían los requisitos mínimos: 55 países y 55% de emisiones. En el caso de que EEUU dejase de formar parte, se trataría de 114 países cubriendo el 59% de las emisiones globales.

CAPÍTULO 2.- DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA

Este capítulo se va a centrar en explicar el recorrido y estado actual del Sistema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea.

Para ello, se va a hacer una comparativa de los trabajos existentes, tanto a nivel empresarial como a nivel teórico, con el presente. Se va a explicar la característica principal que diferencia la herramienta de simulación utilizada en este proyecto del resto.

Por otro lado, se va a detallar el mecanismo de reparto de derechos de emisión, Comercio de emisiones de CO₂ y el mecanismo de las subastas.

En el desarrollo del proyecto se han realizado dos supuestos que también se van a justificar en este capítulo:

- Funcionamiento del mercado eléctrico europeo como nodo único.
- Se han despreciado las pérdidas en la distribución.

TRABAJOS EXISTENTES

SITUACIÓN EMPRESARIAL

Una de las consecuencias de la pasada COP21 celebrada en París, es que el Cambio Climático se ha convertido en una preocupación seria para las principales empresas, haciéndose presente en su día a día, así como en los proyectos de inversión que llevan a cabo, debido a los riesgos que envuelve en el medio y largo plazo. Otros agentes motores de la concienciación de las empresas sobre el Cambio Climático, son la presión regulatoria, las exigencias verdes de los inversores, las oportunidades de negocio que ofrece este escenario y la mayor conciencia ecológica.

Según recoge el informe *Embedding a Carbon Price into business strategy*, publicado por la organización sin ánimo de lucro Carbon Disclosure Project (CDP), en 2016, 1.249 compañías del mundo incorporaron, o lo harán en el corto plazo, un mecanismo interno de fijación de precio al carbono en su estrategia empresarial, un aumento del 23% con respecto a 2015. Un valor que oscila entre 0,9 céntimos y 726 euros por tonelada. De ese monto, 517 lo utilizan como una variable de riesgo. Además, 732 compañías planean implementar una herramienta similar durante 2018.

Actualmente, 147 empresas lo tienen en cuenta tanto en las operaciones como en la estrategia, “de manera profunda”, informa el estudio, que entrevista a 5.759 empresas. Pero los esfuerzos son aún insuficientes frente a las altas temperaturas, advierte el estudio.

Entre las europeas figuran 37 empresas españolas de los sectores de infraestructuras (Abengoa, Acciona, Ferrovial, OHL), aéreo (IAG), acero (Acerinox), farmacéutico (Ercros), textil (Inditex), energético (Enagás, Endesa, Gas Natural Fenosa, Iberdrola, Cepsa, Repsol), distribución (Grupo Logista) y financiero (Banco Popular, CaixaBank y Banco Cooperativo). Todas ellas ya estiman el precio que tendrá el CO₂ en su estrategia.

La multinacional Inditex ha invertido en los pasados cinco años más de 700 millones en la renovación de sus centros logísticos. En el año 2015, construyó edificios con certificación Leed sostenible como el de Cabanillas (Guadalajara), las medidas de eficiencia (uso de bombillas led), producción de energía renovable (47 millones de kWh en 2015) y la optimización de procesos bajaron un 19% la huella por prenda, hasta los 548,38 gramos de CO₂, según informes de la compañía. Inditex ha fijado como meta que sus 3.778 tiendas sean ecoeficientes en 2020. Su precio de referencia es de 27,2€/tCO₂.

También Iberdrola busca la neutralización en carbono en el año 2050. Por eso, el 33% de su inversión de 24.000 millones en 2020 irá a instalaciones renovables. De hecho, el 66% de su capacidad mundial instalada (44.241MW) está libre de emisiones, afirma la empresa. Su precio de emisiones es de 30,7€/tCO₂, revela el informe publicado por CDP.

CURVA DE ABATIMIENTO

Varias empresas han realizado estudios para medir el riesgo de su negocio debido a la imposición anual de reducción de emisiones, para ello, muchas utilizan Curvas de Abatimiento. Estas curvas muestran una base cuantitativa sobre las acciones más efectivas en reducir las emisiones y su coste. Proporcionan un mapa global de las oportunidades para reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero clasificado en sectores y regiones.

La Figura 7 muestra la Curva de Abatimiento de McKinsey para un horizonte temporal estimado al año 2030. Los ejes de la curva representan:

- El eje vertical de la curva presenta el coste en euros de abatir una tonelada equivalente de CO₂.
- El eje horizontal representa al potencial de abatimiento, medido en gigatoneladas de CO₂ por año.

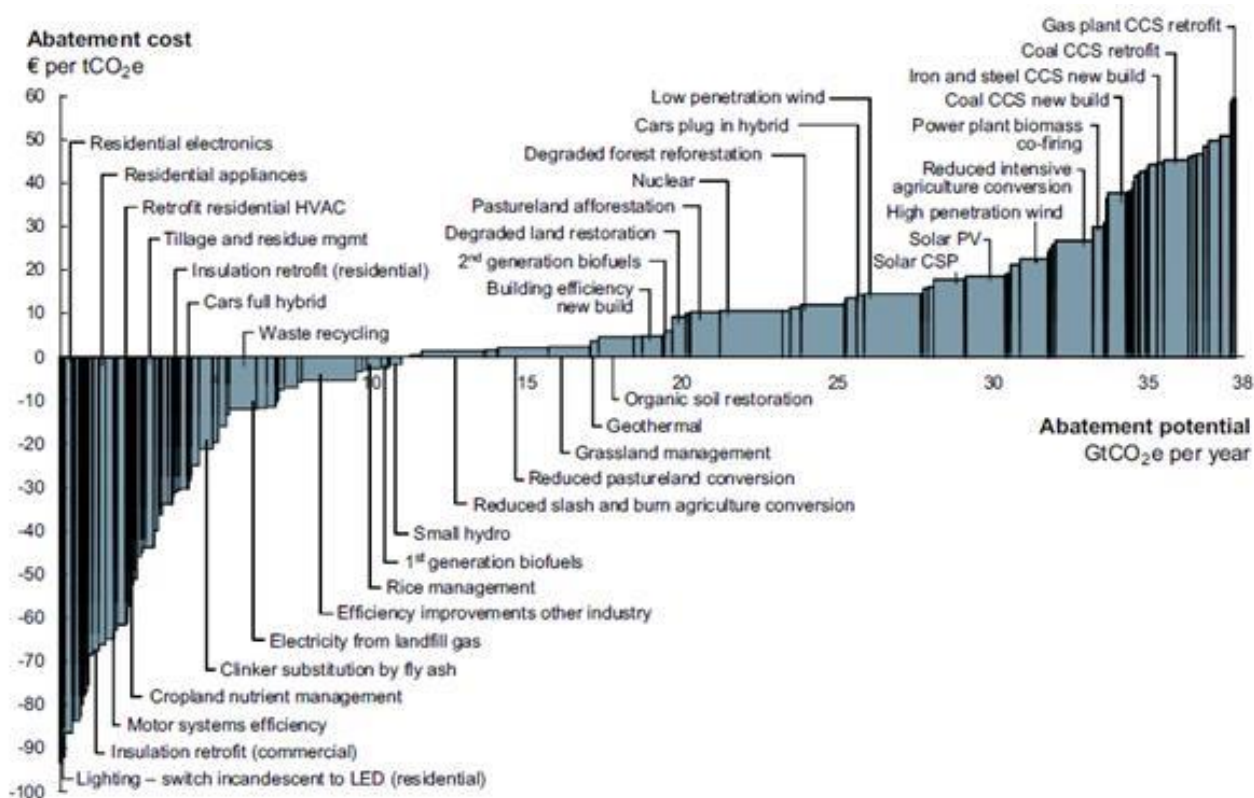


Figura 7: Curva Abatimiento McKinsey

Las curvas de abatimiento existentes, como la de McKinsey o la que utiliza el National Renewable Energy Laboratory muestran las soluciones de abatimiento ordenadas, pero sin diferenciar las tecnologías por países. Es una de las diferencias importantes con respecto a este trabajo, ya que la curva que se va a utilizar en las simulaciones, se ha construido diferenciando las tecnologías por países. Parece obvio que la energía solar de Noruega tiene distinto potencial de abatimiento y coste que la energía solar de España. Sin embargo, ambas tecnologías contribuyen a abatir las emisiones de forma global para lograr cumplir con la restricción del CAP debido al planteamiento que hace ENTSO-E de una Europa sin restricciones estructurales de interconexión.

COMERCIO DE EMISIONES DE CO₂

Inicialmente, gran parte de los derechos de emisión fueron otorgados de manera gratuita por los gobiernos, pero a partir del año 2013 la subasta ha pasado a ser el método de asignación de los mismos. En ese año más de 2.000 millones de derechos fueron destinados a ser subastados. Esto significa que las empresas tienen que comprar una proporción creciente de sus derechos de emisión a través de subasta. La legislación de la Unión Europea ha establecido como objetivo la exclusión de la asignación gratuita, para ello se irá reduciendo anualmente el número de derechos que se entregan sin coste. De este modo, La UE quiere conseguir que en el año 2020 se asignen de forma gratuita el 30% de los derechos y, finalmente llegar a la total eliminación de la gratuidad en 2027.

La subasta es el mecanismo más transparente de la asignación de derechos y pone en práctica el principio de que quien contamina, paga. De esta forma se ha puesto fin a la práctica que realizaban algunos sectores, acostumbrados a repercutir sobre sus clientes el coste teórico de los derechos que, a pesar de haberlos recibido gratuitamente, recibían ganancias inmerecidas.

Los encargados de llevar a cabo las subastas son los Estados miembros. El reparto de los derechos de subasta se ha realizado siguiendo el siguiente esquema:

- 88% de los derechos de emisión subastados se han otorgado a los Estados siguiendo una relación de su porcentaje de emisiones verificadas de la UE en 2005.
- 10% se han asignado a los países más pobres de la UE, como una fuente adicional de ingresos para ayudar a invertir en la reducción de la intensidad de carbono de sus economías y la adaptación al Cambio Climático. Esto es, con el fin potenciar el crecimiento de los países con menor PIB, reforzando su capacidad financiera para invertir en tecnologías respetuosas con el clima y medioambiente.
- El 2% restante se ha otorgado como un "Kyotobonus" a nueve estados miembros de la UE, que en 2005 habían reducido sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero en al menos un 20% respecto a los niveles del año en que se firmó el Protocolo de Kyoto (1997). Estos son Bulgaria, República Checa, Estonia, Hungría, Letonia, Lituania, Polonia, Rumania y Eslovaquia.

Las subastas se llevan a cabo por las empresas designadas por los gobiernos nacionales, sujetas a las reglas del mercado interior, pero están abiertas a los compradores de cualquier país que participen en el ETS de la UE. La mayoría de los gobiernos utilizan una plataforma común para sus subastas, excepto Alemania, Polonia y Reino Unido que han optado por utilizar las suyas propias. El Reglamento de Subastas estipula que si el precio final obtenido es demasiado bajo, la subasta será cancelada.

Tras un proceso público de licitación, la Comisión y los Estados Miembros nombraron a la EEX (European Energy Exchange) de Leipzig y el ECC (European Commodity Clearing) como plataforma común para los Estados Miembros.

Por su parte, Reino Unido, ha designado a la plataforma ICE Futures Europe de Londres como su plataforma de subastas; Alemania también ha escogido a EEX como plataforma propia, pero funciona de manera separada a la común para Europa. Por el momento, Polonia aún no ha

seleccionado ninguna plataforma propia, por lo que está participando en la plataforma común EEX hasta que designe una propia.

En noviembre de 2012 empezaron las denominadas subastas tempranas, realizadas a través de la plataforma EEX, que se realizan los martes y los jueves. La primera, del 13 de noviembre, cerró a un precio de 8,49 euros por derecho. Ese mismo día, la cotización en la bolsa de CO₂ se situó en 8,41 euros.

Sin embargo, ocho de los Estados miembros que se han unido a la Unión Europea desde 2004 (Bulgaria, Chipre, República Checa, Estonia, Hungría, Lituania, Polonia y Rumanía) han hecho uso de una disposición que les permite continuar con la concesión de un número limitado de derechos de emisión gratuitos a las actuales plantas de energía hasta el año 2019. A cambio, deberán invertir, al menos la misma cantidad del valor de los derechos de emisión gratuitos obtenidos, en la modernización de su sector energético.

Dado el peso significativo de la generación de energía en el ETS de la Unión Europea, e incluso con la asignación gratuita parcial en los ocho estados miembros más del 40% de los derechos en el régimen fue subastado en 2013 y esta proporción aumentará progresivamente en los años siguientes.

De acuerdo con el ETS UE, las instalaciones tienen el deber de comunicar cada año las emisiones verificadas a los registros de los Estados miembros. Los datos correspondientes a 2014 fueron publicados el 1 de abril de 2015 en el Diario de Transacciones de la Unión Europea (DTUE). A partir del 4 de mayo de 2015, el DTUE recoge también información sobre si las instalaciones han cumplido sus obligaciones de entregar una cantidad de derechos igual al volumen de emisiones verificadas del año anterior.

Desde el 31 de marzo de 2015¹ no se pueden intercambiar en el ETS EU los créditos expedidos respecto a las reducciones de emisiones realizadas durante el primer período de compromiso del Protocolo de Kyoto (denominados «créditos PC1»). El número total de «créditos PC1» intercambiados a 31 de marzo de 2015 ascendía a 384,29 millones.

Las Tabla 2, Tabla 3 y Tabla 4 muestran los detalles de las subastas de derechos de emisión:

¹ Fuente: Comisión Europea, Comunicado de prensa: “Comercio de derechos de emisión: los datos de 2014 muestran una reducción de las emisiones”. Bruselas, 18 mayo 2015

Auctions by the transitional common auction platform			
	April 2016	May 2016	June 2016
Auction Volume	44.626.000	30.825.000	48.932.500
Revenue (€)	254.493.440	181.251.000	273.801.625
Price (€)*²	5,7	5,9	5,6
Bid volumen	93.734.000	56.918.000	119.140.000
Cover ratio*	2,1	1,9	2
Bidders*	69	69	68
Successful bidders*	24	26	29

Tabla 2: Detalle subastas en la Plataforma Común. Fuente: EEX

Auctions for Germany				
	April 2016	May 2016	July 2016	August 2016
Auction Volume	17.475.000	13.980	17.475.000	6.990.000
Revenue (€)	97.790.100	82.936.350	78.392.850	33.254.925
Price (€)*³	5,6	5,93	4,49	4,76
Bid volumen	35.332.000	28.628.000	36.267.000	25.743.500
Cover ratio*	2,02	2,05	2,08	3,69
Bidders*	17	16	16	16
Successful bidders*	14	13	13	7

Tabla 3: Detalle subastas en Alemania. Fuente: EEX

² *Average

³ *Average

Auctions for United Kingdom			
	August 2016	September 2016	October 2016
Auction Volume	1.744.500	3.489.500	3.489.500
Revenue (€)	8.260.207,5	14.167.370,00	19.506.305
Price (€)*	4,7	4,06	5,59
Bid volumen	5.654.750	7.156.000	8.150.500
Cover ratio*	3,25	2,05	2,34
Bidders*	13	15	15
Successful bidders*	7	12	11

Tabla 4: Detalle subasta UK. Fuente: Uk Phase III Auction Plattform Report

A continuación, en la Figura 8 se muestra una comparativa entre los volúmenes de derechos de emisión subastados en el año 2016 diferenciando entre los países que utilizan la plataforma común, Alemania y UK.

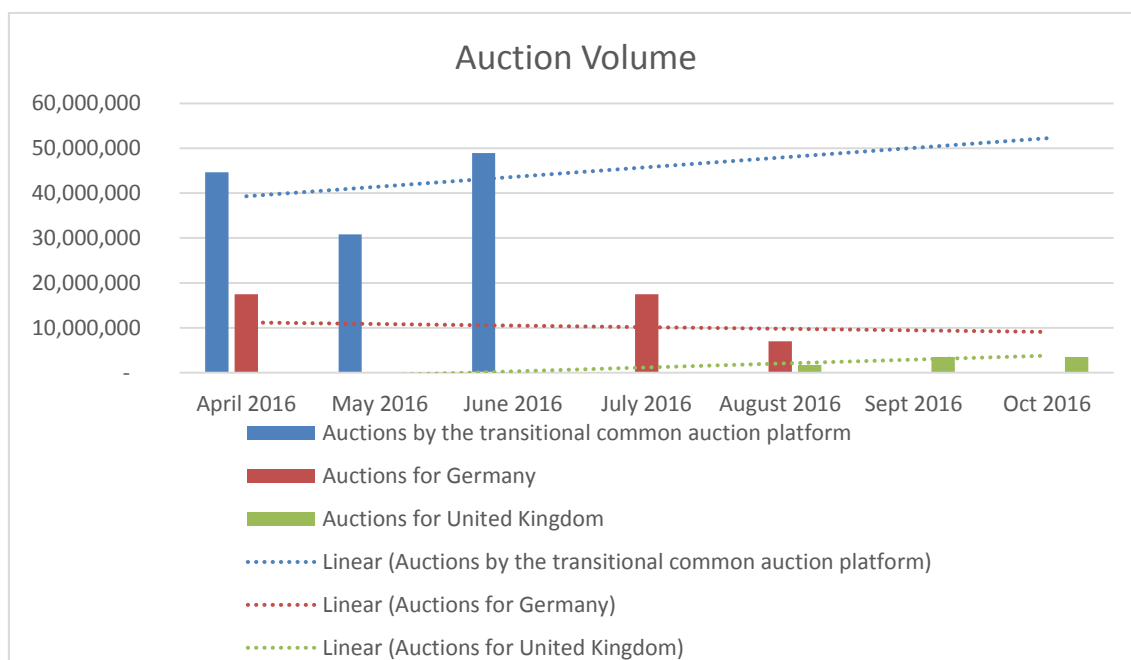


Figura 8: Comparativa del volumen de las subastas entre la plataforma común, Alemania y UK

En la Figura 9 se muestra una comparativa entre el precio de derechos de emisión obtenido a través de las subastas realizadas en el año 2016 para los países que utilizan la plataforma de subastas común, Alemania y UK.

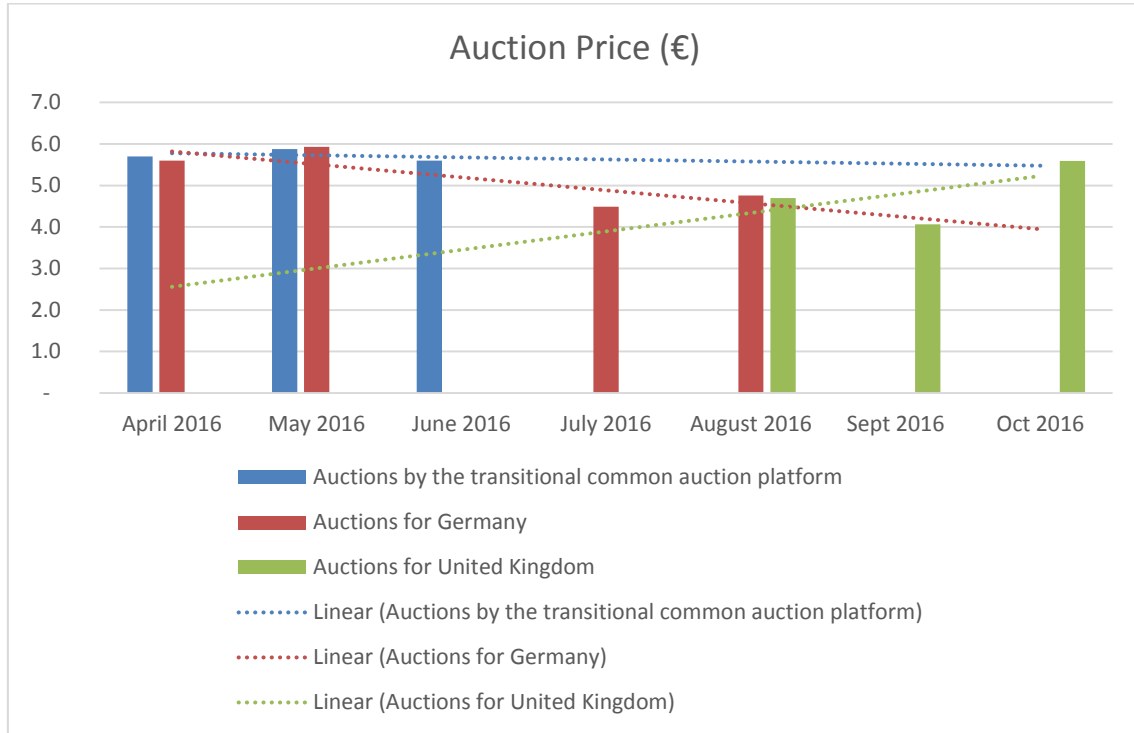


Figura 9: Comparativa del precio de derechos de emisión entre la plataforma común, Alemania y UK

SITUACIÓN ACTUAL DEL COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN

En el período 2008-2012, no más del 4% de los derechos de emisión fueron subastados debido a la crisis económica que se vivió en Europa. Este hecho ha producido en los últimos años un exceso de derechos de emisión que ha provocado la bajada del precio del CO₂. En el inicio de la fase 3 había un exceso de 2.100 millones de derechos de emisión que se redujo a 1.780 millones en 2015 como consecuencia de retirar derechos de emisión de las subastas. Los precios de los derechos han caído considerablemente, por lo que existe el riesgo de que no ayuden a mejorar la eficiencia de los procesos.

El mercado de emisiones funciona desde 2005 en Europa, pero con fallos. José María González, director general de la Asociación de Empresas de Energías Renovables afirmó en octubre de 2016:

“Es ineficiente. Hemos pasado de 22 euros la tonelada en 2007 a cerca de 5 euros el año pasado, por la caída del volumen de las emisiones tras la crisis, derivada de la menor actividad industrial. Ahora contaminar es mucho más barato. Tampoco incluye al transporte y residencial, cuando debería actuar sobre toda la economía”

En esta línea, Reino Unido se pronunció ya en 2014, fijando un precio mínimo para las emisiones CO₂, 18€/tCO₂ procedentes de cualquier tecnología. De esta forma, al asignar un valor económico a las emisiones de gases de efecto invernadero, se consigue que el Cambio Climático adquiera relevancia en los balances económicos de las compañías, y deba ser tenido en cuenta en la planificación. Esto sirve de aliciente para invertir en tecnologías limpias y bajas en emisiones de gases de efecto invernadero.

Por su parte, el IIGCC (Institutional Investors Groupon Climate Change) insiste en que el mercado de emisiones es una herramienta esencial para disminuir la quema de combustibles fósiles y favorecer la inversión en tecnologías limpias. Para conseguirlo, reclaman un precio alto que garantice el cambio de rumbo.

En línea con la declaración de José María González, el gobierno francés también se ha pronunciado en junio 2016. A la espera de una reforma más profunda del régimen de comercio de derechos de emisión de CO₂ (ETS) que evite precios demasiado bajos a las emisiones y por lo tanto, distorsionando su finalidad. El gobierno francés planteó introducir un precio mínimo, “Carbon Floor”, en 2017 de alrededor de 30€/tCO₂ sobre las emisiones del sector eléctrico. Aceptado de manera unilateral por parte de Francia, existen dos marcos posibles:

- Con la introducción de este precio mínimo en Francia a todas las emisiones, independientemente de su origen, el precio de la electricidad en el mercado mayorista francés se incrementaría entre 2,6 - 3,4 €/MWh. Esta subida del precio de la electricidad, se debería a que el uso de las centrales francesas se reduciría a favor de las plantas extranjeras, ya que la capacidad del país de sustituir generación con carbón por gas en el suministro interno es limitada. Esto daría lugar a una disminución de las emisiones nacionales de entre 3,5 - 9,7 Mt de CO₂.

Si este esfuerzo por parte de Francia no va de la mano de una modificación del límite del CAP europeo, la disminución de las emisiones de la red eléctrica francesa podría

causar un ligero debilitamiento en el precio de los derechos y el aumento de las emisiones de los países no afectados por el *Carbon Floor* impuesto, anulando así el beneficio ambiental previsto.

En el caso de la introducción de un Carbon Floor a nivel europeo, el precio de la electricidad en el mercado mayorista se incrementaría en 12 €/MWh. En ese caso, la generación de energía térmica francesa sería más competitiva, aumentando ligeramente, lo que permitiría la reducción de emisiones del país.

A nivel europeo, la caída de las emisiones podría ascender a 124 millones de toneladas por año, lo que provocaría un descenso del precio de los derechos a cero. El sistema de mercado se convertiría en un dispositivo pseudo-impuesto sobre la generación de un beneficio ambiental neto de alrededor de 50 millones de toneladas menos de CO₂ al año durante el periodo 2017-2020.

Por lo tanto, ante la implantación de un *Carbon Floor* aplicado a todas las tecnologías del sector eléctrico para lograr beneficios ambientales, tendrá que ir acompañado de una de las siguientes medidas:

- Reforma profunda del mecanismo de precios europeo del carbono
- Gestión dinámica de la oferta de derechos de emisión de CO₂
- Modificando el sistema de impuestos de las emisiones.

Finalmente Francia presentó la propuesta en Julio de 2016 en TaskForce sobre la reforma del "*French Carbon Price Floor*" cuyos aspectos más destacados son:

- Únicamente las plantas de carbón serán objeto del impuesto sobre el CO₂ y no las de gas, siendo de 40€/tCO₂
- Argumentan que si se incluyeran a las centrales de gas podría verse afectada la seguridad de suministro eléctrico en Francia.

"Las centrales de gas son necesarias algunos años más porque aportan la flexibilidad necesaria al sistema que por un lado incrementa la generación con renovables y por otro contempla el cierre de algunas nucleares".

- La tasa se empezaría a aplicar a partir de 1 de enero de 2017.
- Actualmente Francia tiene una tasa al consumo de carbón la TICC, pero en lugar de incrementar esa tasa se ha decidido por implantar una nueva, en línea con el modelo existente en UK, la CCL (Climate Change Levy)
- Según los autores del informe el impacto de estas medidas en los mercados vecinos será menor, comentan que el caso de Alemania que debido a las elecciones del 2017 es poco probable que se implante.

La evolución de los precios parece impredecible, pero siguen lejos, no sólo de los 29,7€/ tCO₂ de su máximo histórico, en abril de 2006, sino también de los 20€/tCO₂ con los que se estimaba inicialmente que se movería el mercado de emisiones.

La crisis ha disminuido la actividad industrial, lo que se ha traducido en una reducción de las emisiones, pero también en un aumento de la oferta de derechos de emisión por parte de empresas que los tienen asignados y no van a hacer uso de ellos (su venta está ayudando a sanear las cuentas de resultados de algunas industrias, según los expertos).

Francia está convencida de que el precio mínimo de las emisiones debe afectar a todos los países europeos. Por ello, está estimulando medidas para que el precio de las emisiones de CO₂ en los sectores ETS esté por encima de 20€/tCO₂ en 2020.

Al fijar un precio mínimo a la generación con carbón se traduce en:

- Precios de electricidad más altos
- Cambio del orden de mérito. A precios más altos del carbón, se cambia el equilibrio competitivo impulsando la generación con gas (CCGT).
- Mayores márgenes de generación de CCGT, debido a un menor factor de emisión del gas.

La Comisión Europea también es consciente de las deficiencias del ETS, por ello, ha establecido medidas a corto plazo, para aumentar el precio de CO₂ y contrarrestar los excedentes de derechos provocados por la crisis europea. La Comisión aplazó la subasta de 900 millones de derechos de emisión hasta 2019-2020. Esta "retirada" de los volúmenes de subastas no reduce el número total de derechos de emisión que se subastarán durante la fase 3, sino la distribución de las subastas durante el período.

El volumen de subastas se redujo de la siguiente manera:

- 400 millones de derechos de emisión en 2014
- 300 millones en 2015
- 200 millones en 2016.

La retirada de derechos de emisión en el mercado, se llevó a cabo mediante una modificación del Reglamento de Subastas de la ETS de la UE, que entró en vigor el 27 de febrero de 2014.

Algunas soluciones que propone la Comisión para la revisión del sistema EU ETS para aplicar a largo plazo para estabilizar el mercado de CO₂ son:

- Hacer frente al excedente de derechos de emisión
- Mejorar la estabilidad del sistema mediante el ajuste de la oferta de derechos a través de subastas
- Transferir los 900 millones de derechos de emisión procedentes de 2014-2016 junto con los derechos no asignados a la reserva en vez de subastarlos en 2019-2020
- Reducir más rápidamente la tasa anual de emisiones.
- Introducir cambios para reformar el régimen de comercio de derechos de emisión estableciendo una reserva estable del mercado a partir de 2018. La reserva comenzará a operar en enero de 2019.

Las asignaciones de derechos de emisión no asignadas también se transferirán a la reserva. La cantidad exacta sólo se conocerá en 2020. Sin embargo, los analistas de mercado estiman que alrededor de 550 a 700 millones de derechos de emisión podrían mantenerse sin asignar para 2020.

EUROPA COMO NODO ÚNICO

El interés por reducir las emisiones de CO₂ que llevó a Europa a crear la normativa sobre el CAP, es el mismo que está empujando a la creación de un sistema eléctrico que funcione como nodo único.

La creación del plan para crear un sistema europeo con más interconexiones es objeto de ENTOSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). Desde 2009, ENTOSO-E está encargado de hacer un plan de desarrollo de la red europea basado en planes nacionales e incluye planes específicos de inversión regional. Este plan europeo es necesario porque la disposición de sistemas de generación locales capaces de dar respuesta a la demanda, almacenamiento y eficiencia energética jugarán un importante papel para cumplir los objetivos definidos para 2030.

Cada TYNDP lleva dos años en completarse. La primera edición se publicó en 2010, le siguió TYNDP 2014 y la última, hasta la fecha, es TYNDP 2016, publicada en junio de 2016.

Tanto TYNDP 2014 como TYNDP 2016 fijan objetivos para el año 2020, pero principalmente se centran en el año 2030. Se tratan de objetivos ambiciosos para Europa sobre energías renovables, eficiencia energética, descarbonización e interconexión.

Los estudios demuestran que la extensión de la red actual es necesaria para permitir el flujo de grandes cantidades de energía renovable hacia los principales puntos de consumo. En el TYNDP 2016 se estima una inversión cercana a 150 billones de euros para crear la infraestructura de red que apoye a 200 proyectos de transmisión y almacenamiento de energía. Con este proyecto, se pretende alcanzar un mercado energético con las siguientes características:

- 45-60% de la demanda abastecida por energía renovable.
- Reducción en un 40% las horas en las que las líneas están saturadas.
- Reducción del precio de la electricidad 1,5-5€/MWh.
- Reducirán de emisiones de CO₂ en un 50% - 80% en 2030 respecto niveles de 1990.
- Reducción a menos de 1% de la oferta total el desperdicio por la red. 30-90 de TWh RES a nivel mundial se dejarán de desaprovechar al facilitar la circulación por la red. Se corresponde con producción de electricidad a partir de RES que se restringe es decir, que actualmente no llegan al consumidor debido a las limitaciones de la red.

El hecho de tener un enfoque europeo de la planificación de la red global garantiza la coherencia y eficiencia de costes. Además de ser capaz de adaptar la red a la evolución de la demanda y la generación, asegurando así un suministro de energía asequible para los clientes en las próximas décadas.

Sin un mercado eléctrico que funcione correctamente, una legislación adaptada y la infraestructura adecuada, Europa no puede garantizar la descarbonización de la economía, el desarrollo de su mercado interior de la energía y la seguridad del suministro. El TYNDP es por lo tanto clave para muchos de los objetivos económicos, climáticos y energéticos de Europa, entre ellos la normativa de reducción de emisiones a través del ETS.

La Comisión Europea ha establecido objetivos de ampliación de las interconexiones en Europa: como mínimo el 40% de la demanda podría ser atendida por importaciones en 2020 en los Estados Miembros, y el 15% en 2030.

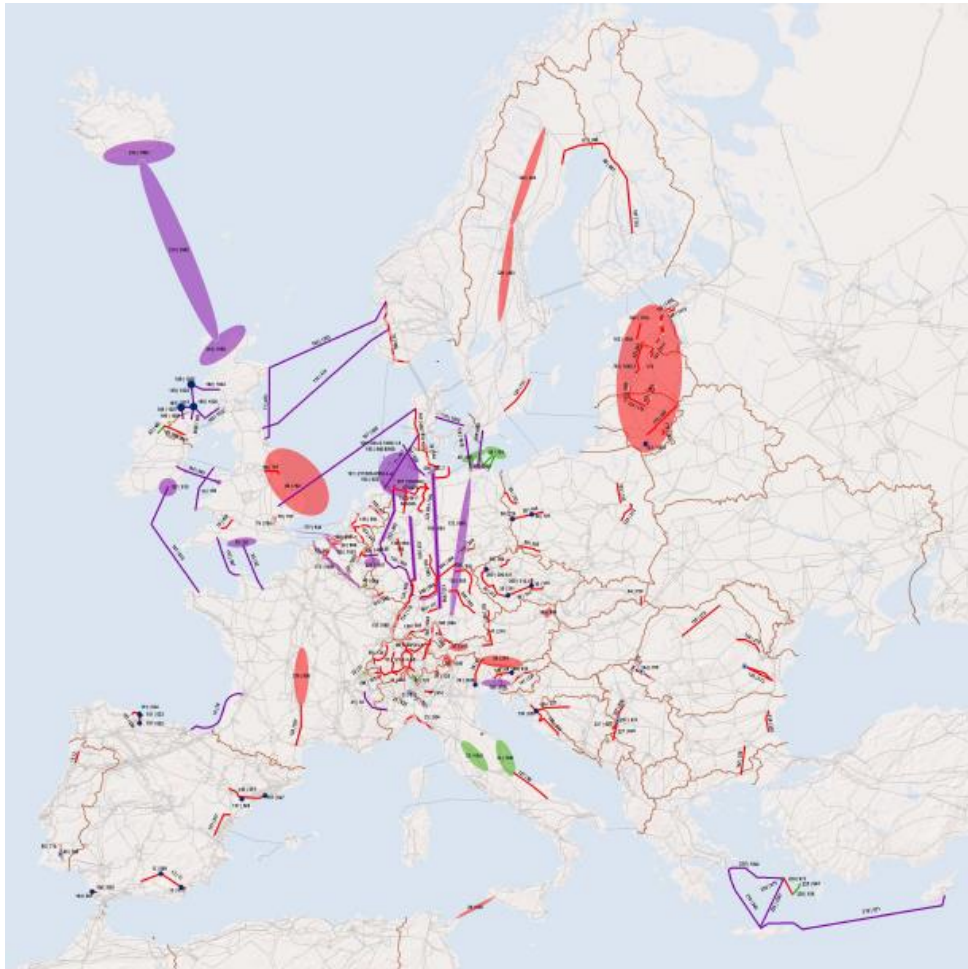


Figura 10: ENTSO-E TYDP 2014 – Mapa del Proyecto a largo plazo >2018

Las diez principales barreras para los intercambios de energía y, por lo tanto, los desafíos de interconexión son:

1. El desarrollo de la energía eólica en Irlanda y Gran Bretaña creará grandes variaciones de potencia en las dos islas, lo que invitará a una interconexión más fuerte entre ellas.
2. Interconexión de Irlanda y Gran Bretaña con el almacenamiento hidráulico escandinavo o con Europa continental.
3. La conexión de Europa continental con Irlanda y Gran Bretaña representa la salida de los excedentes para Europa y, en cambio para las islas representa una gran reserva de capacidad.

⁴Fuente: TYNDP 2016, Scenario Development Report, ENTSO-E

4. La interconexión con los países nórdicos y su almacenamiento hidráulico con Europa continental para mitigar las variaciones de generación que produce el viento en la costa del Mar del Norte (4) y Mar Báltico (5).
5. La interconexión de los estados del Báltico a Europa, con el fin de asegurar su suministro desde Occidente.
6. Interconexión sur y este de Polonia con Alemania, República Checa y Eslovaquia, con el fin de aumentar la capacidad de mercado.
7. La interconexión de la Península Ibérica con Europa continental, creando sinergias adecuadas entre los sistemas de energía de España y Portugal, donde se encuentra la mayor parte del potencial solar de Europa, así como un potencial eólico significativo.
8. Interconexión de Italia con los países vecinos: para vincular la capacidad RES y carga italiana con el hidro-almacenaje alpino en las fronteras del norte, y para conectar el sistema italiano y las islas principales en el corazón del mercado europeo, a los Balcanes y el norte países africanos.
9. Interconexión de Europa sudoriental con Europa central, para permitir el apoyo mutuo hoy en día obstaculizado por una baja capacidad.
10. Además de interconexión a través de la península de los Balcanes, aprovechando el alto potencial de las energías renovables del este (por ejemplo, el viento rumano, la energía solar griega) para el suministro de los centros de carga en Occidente, a través de Serbia Montenegro a Italia.

ENTSO-E en su TYNDP 2016 plantea cuatro visiones para analizar el horizonte temporal del año 2030, éstas han sido elaboradas siguiendo dos ejes:

- **Eje vertical: representa las ambiciones y objetivos europeos** para reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero a 80-95% por debajo de los niveles de 1990 para el año 2050. Los ejes proporcionan un espectro del avance, con el objetivo de evaluar el impacto del progreso o retraso en la descarbonización de la energía durante el desarrollo que la red necesita para el año 2030. Los dos resultados seleccionados proporcionan visiones lo suficientemente extremas para dar lugar a diversos patrones en la red:
 - La primera visión, representa un estado en el que Europa está en buen camino para lograr el objetivo de descarbonización de la energía en 2050.
 - La segunda visión muestra un estado en el que Europa avanza más allá de los objetivos de 2020, para alinearse en 2030 con los objetivos previstos de las energías renovables. Se entiende que el 27% de generación cubierto por energías renovables se traduce en que el 40% del consumo de energía eléctrica procede de energía renovable⁵.

⁵ EC, A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030 [COM(2014) 15], <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0015&from=EN>

- El segundo eje se refiere a la perspectiva de medidas para la descarbonización del sistema energético. Esto puede hacerse siguiendo dos visiones:
 - o Un sólido marco europeo en el que las políticas nacionales serán más eficaces, pero no impide a los Estados miembros el desarrollo de las opciones que mejor se adecuen a sus circunstancias.
 - o Un marco europeo más relajado que resulta efectiva en los sistemas nacionales paralelas.

La Figura 11 muestra las cuatro visiones en función de los dos ejes explicados.

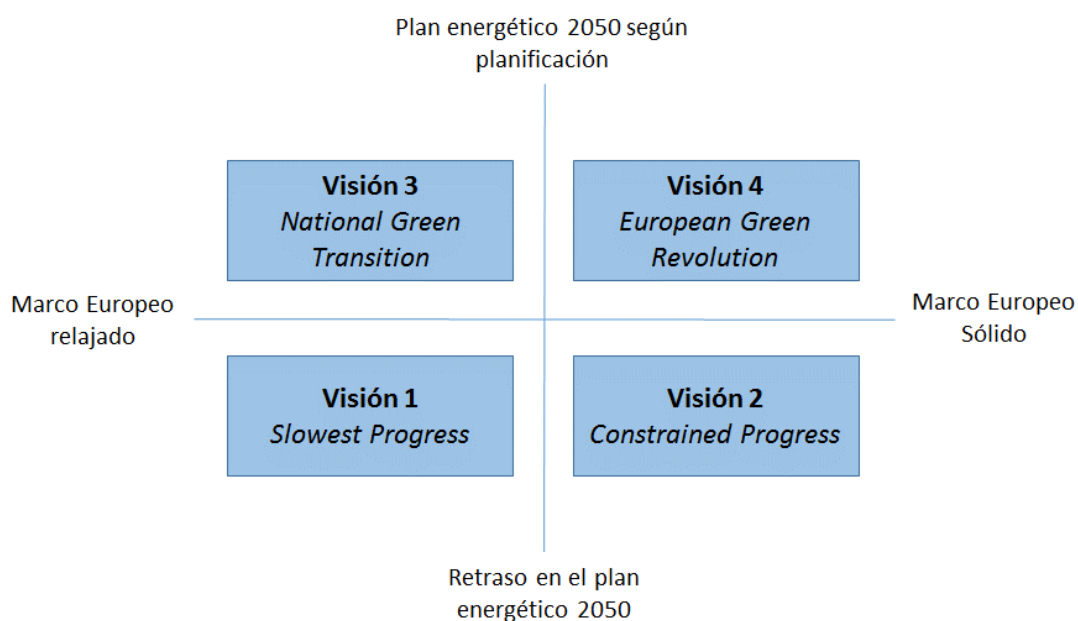


Figura 11: Visiones de TYNDP 2016

La Tabla 5 muestra el enfoque que cada visión del TYNDP 2016 da a ocho características.

	Visión 1 <i>Slowest Progress</i>	Visión 2 <i>Constrained Progress</i>	Visión 3 <i>National Green Transition</i>	Visión 4 <i>European Green Revolution</i>
Condiciones económicas	Bajo	Medio	Alto	Muy alto
Enfoque europeo en política energética y esfuerzos en I+D	Bajo	Bajo	Muy alto	Muy alto
Interés RES	Medio	Alto	Muy alto	Muy alto
Demanda eléctrica	Alto	Medio	Medio	Muy alto
Apoyo a vehículos eléctricos	Bajo	Medio	Alto	Muy alto
Dimensión europea de la evaluación del progreso	Medio	Muy alto	Medio	Muy alto
Esfuerzos descarbonización	Medio	Medio	Muy alto	Muy alto
Mejora del almacenamiento	Bajo	Bajo	Medio	Alto

Tabla 5: Características de las cuatro visiones de TYNDP 2016

Debido a que ENTSO-E plantea, en todas sus visiones, un mercado eléctrico europeo con alto nivel de interconexiones en 2030, el modelo creado para el estudio del impacto del ETS, se ha creado simulando un sistema eléctrico con interconexiones infinitas, permitiendo el flujo de electricidad entre los países si restricciones estructurales.

Las pérdidas se minimizarán debido a que el flujo de energía se distribuirá de una forma mucho más eficiente al tratarse de una red sin restricciones en la interconexión. De este modo, los picos de carga se reducirán y los niveles de tensión se controlarán dentro de los márgenes de seguridad. Por ello, las pérdidas no se han tenido en cuenta en la herramienta, ya que serán mínimas.

CAPÍTULO 3.- DESCRIPCIÓN DEL MODELO DESARROLLADO

Debido a la necesidad de ajustar las emisiones de Gases de Efecto Invernadero por debajo de unos niveles decrecientes anualmente, es necesario que los países afectados y sus compañías energéticas modelicen tanto el comportamiento de la demanda energética como el mercado de derechos de CO₂ para poder definir así sus planes estratégicos y modelos de negocio de los próximos años.

En este proyecto se ha estimado la demanda energética⁶ en los próximos años a partir de fuentes públicas y cálculo de regresiones.

La evolución de la demanda del consumo y producción hace prever un incremento de las emisiones generadas de todos los sectores (ETS generación, ETS no generación y No ETS). Este escenario combinado con la progresiva reducción anual del CAP, incrementa las necesidades de abatimiento de emisiones de CO₂ como se muestra en la Figura 12:

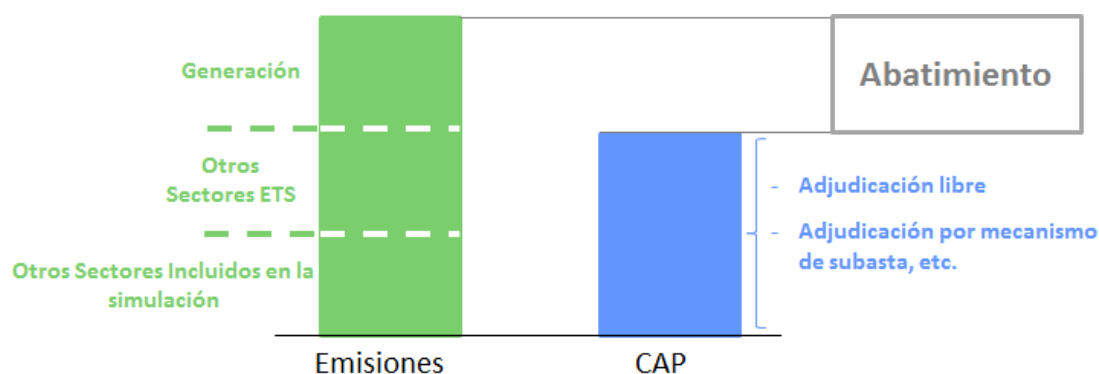


Figura 12: Necesidad de Abatimiento, derivada de demanda y CAP impuesto

Al restar el CAP anual a las emisiones procedentes de los tres sectores (ETS generación, ETS no generación y No ETS), se obtienen las necesidades de abatimiento. Es decir las emisiones que no son adjudicadas por ningún mecanismo. Este abatimiento es necesario para cumplir el objetivo marcado por la Comisión Europea.

⁶ Fuentes: de EC, European Commission - Eurostat Database, The Economist – Intellinet, Energy Sector in Poland- Polish Information and Foreign Investment Agency, Digest of UK Energy Statistics 2015, UK government

OBJETIVOS Y ESPECIFICACIÓN

El objetivo de este proyecto es estimar el impacto de la limitación de emisiones que el sistema ETS tiene en el precio de derechos de emisiones de CO₂, y por tanto, en el negocio de la electricidad. Así como un análisis del efecto de incluir sectores No ETS y un impuesto a las centrales de generación con carbón y con gas.

Para cumplir con este objetivo se han realizado dos supuestos:

- Comportamiento de Europa como nodo único en el mercado eléctrico. Este supuesto está respaldado por los planes de la ENTSO-E que en todas sus visiones plantea un mercado eléctrico europeo con alto nivel de interconexiones en 2030.
- Se han despreciado las pérdidas en el modelo ya que el flujo de energía se distribuirá de una forma mucho más eficiente al tratarse de una red sin restricciones en la interconexión.

Para cumplir con el objetivo es necesario:

- Modelizar la demanda de derechos de CO₂.
- Modelizar el mercado eléctrico europeo y el precio mayorista de electricidad.
- Establecer hipótesis de evolución de los mercados y crecimientos de los sectores.
- Construir la curva de abatimiento, definiendo los costes de abatimiento para las diferentes medidas de reducción de emisiones de CO₂.
- Determinar el orden de mérito de las tecnologías de generación en 2030 y ante diferentes variables, identificar los cambios en el orden.
- Análisis del impacto económico a través de la obtención de estimaciones de la evolución de los precios de derechos de emisiones de CO₂ y precios de la electricidad con respecto a las variables consideradas.

CURVA DE DEMANDA DE DERECHOS DE EMISIONES

La demanda está compuesta por cualquier emisión de Gases de Efecto Invernadero (CO₂ equivalente: CO₂, N₂O y PFCs) que producida por los sectores de ETS generación, ETS No generación y los sectores difusos (Agricultura, Transporte, Residencial e Industria) incluidos en la herramienta.

Los sectores demandantes de derechos de emisión y que han sido considerados en el estudio realizado son:

Sectores ETS:

Generación mediante centrales cuyo consumo sea carbón, fuel o gas natural. La curva de demanda de estos sectores se ha realizado a partir de la estimación de las emisiones en el sector a partir de los mix de generación establecido para cada país. Se corresponde con las emisiones procedentes de generación de electricidad a partir de:

- Carbón
- Fuel oil
- Gas natural.

Los parámetros definidos en la herramienta para la estimación de emisiones de CO₂ a partir de los datos de generación (sectores ETS generación), son:

- Mix de generación eléctrica de Alemania, Francia, Reino Unido, Italia, España, Polonia, Holanda, Suecia y grupo de Resto (países restantes de la EU28 y EEA-EFTA), por tecnologías (Nuclear, Carbón, Fuel Oil, Gas natural, Biomasa y Residuos, Hidráulica, Eólica, Solar y Geotérmica). Esto permite calcular las emisiones debido al consumo de combustibles fósiles en la generación de electricidad.

Los mix de generación de cada país se encuentran en el Anexo I: Mix de generación.

En los escenarios simulados se introducen los incrementos de capacidad instalada y horas de funcionamiento respecto al escenario base considerado, esto es, el mix de generación del año 2013.

Sectores ETS No generación:

Incluye a sectores industriales intensivos en consumo energético, como refinerías de petróleo, acerías y producción de hierro, sinterizado de minerales metálicos, cemento, cerámica e industria del vidrio, pulpa y papel y la aviación comercial. Estos sectores han sido considerados según la siguiente agrupación:

- Consumo de productos petrolíferos
- Hierro, acero, metales no férreos y coque

-
- Minerales no metálicos
 - Papel, pulpa e imprenta
 - Aviación

Sectores No ETS:

Sectores No ETS (difusos), incluido de cara a anticiparse a posibles modificaciones futuras de la política europea en materia de emisiones. Con el objetivo de facilitar la simulación de un posible incremento aumento del alcance del esquema ETS planteado por la Comisión Europea. Se trata de cuatro sectores:

- Agricultura
- Transporte
- Residencial
- Industria (no incluida en ETS).

La curva de demanda en los sectores ETS no generación y No ETS se ha estimado con los datos de las emisiones en el sector a partir de la producción primaria. Para ello, se ha evaluado el consumo de energía primaria de cada uno de los sectores conforme a la previsión de crecimiento y la relación entre consumo y emisiones a partir de histórico de datos de EC, European Commission – Eurostat Database.

$$Emisiones CO_2eq = \alpha + \beta \cdot Consumo Energía Primaria$$

Para la estimación de emisiones de CO₂ de los sectores ETS no generación y No ETS, a partir del consumo de energía primaria, son configurables:

- Los consumos de energía fósil (carbón, fuel y gas natural) por sectores.
- Las previsiones de crecimiento del consumo de energía fósil para cada uno de los sectores, porcentaje de crecimiento anual previsto para el consumo (Compounded Average Annual Rate, CAAGR(%)).
- Relación entre el consumo de energía primaria fósil en sectores ETS no generación y No ETS y Emisiones de CO₂ (α, β).

Las emisiones del conjunto de los sectores considerados en la simulación representa el total de derechos de emisión demandados. Tras considerar el CAP en 2030, 1.556.932,725 kt CO₂, permitido por la Comisión Europea, el remanente constituye el total de las necesidades de abatimiento de Gases de Efecto Invernadero, como se muestra en la Figura 13.

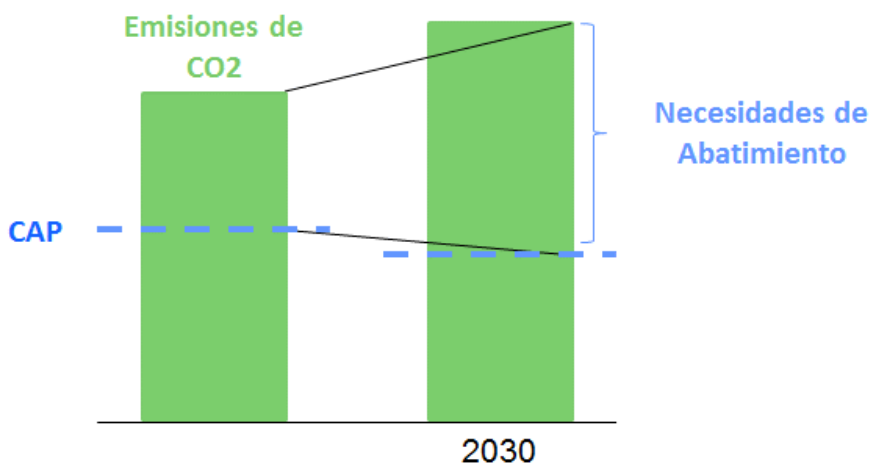


Figura 13: Evolución del CAP y la Necesidad de Abatimiento, en un escenario de incremento de demanda

La demanda de emisiones de CO₂ es prácticamente inelástica a su precio. Esto es, para variaciones de precio moderadas, la demanda permanece invariante al precio de cada tonelada de CO₂ emitida, dependiendo de otros factores.

CURVA DE ABATIMIENTO

La curva de abatimiento facilita una clasificación cuantitativa sobre las acciones más efectivas para reducir las emisiones y su coste de aplicación. El coste de abatimiento se define como la inversión que se debe realizar para compensar una tonelada de CO₂ emitida en un escenario con determinada proporción de hueco fósil y demanda energética.

La necesidad de derechos de emisión se combate con la oferta de los mismos. Se han calculado las posibles medidas de reducción de emisiones de acuerdo a una valoración del volumen de emisiones que pueden evitar y la rentabilidad económica de cada proyecto (a través del cálculo de su Valor Actual Neto), para distintas tecnologías de generación bajas en carbono y proyectos de eficiencia energética.

Las soluciones de la curva de abatimiento tienen en cuenta:

- Costes de inversión y variables de cada tecnología, y su esquema de retribución previsto.
- Valor Actual Neto de la inversión realizada considerando los ingresos y costes del proyecto durante su vida útil, así como la WACC exigida al proyecto.
- Potencial de abatimiento: volumen de emisiones sustituidas por energía generada de origen renovable, nuclear o CCGT (GWh), o derivadas de la reducción de consumo de energía, para proyectos de eficiencia energética. En caso de proyectos de tecnologías de generación, sustituyen a generación fósil, cuyo factor de emisión es proporcional al del hueco fósil del mix inicial definido, y superior al de la nueva tecnología de generación introducida como solución.

Todas las tecnologías de generación abaten con respecto al factor de emisión del mix inicial, excepto el CCGT, que lo hará con respecto al diferencial de factores de emisión, teniendo en cuenta así sus propias emisiones generadas.

Los proyectos evaluados son:

- Tecnologías de generación de electricidad con un menor factor de emisión

Las medidas que se introducen como soluciones de abatimiento incluyen el desarrollo de tecnologías de generación de electricidad que producen bajas emisiones con respecto a los mixes de cada país. Entre ellas, energías renovables, nuclear o ciclo combinado de gas natural.

Se han evaluado un total de 81 posibilidades, correspondientes a las 9 tecnologías de generación consideradas, en cada uno de los 9 países:

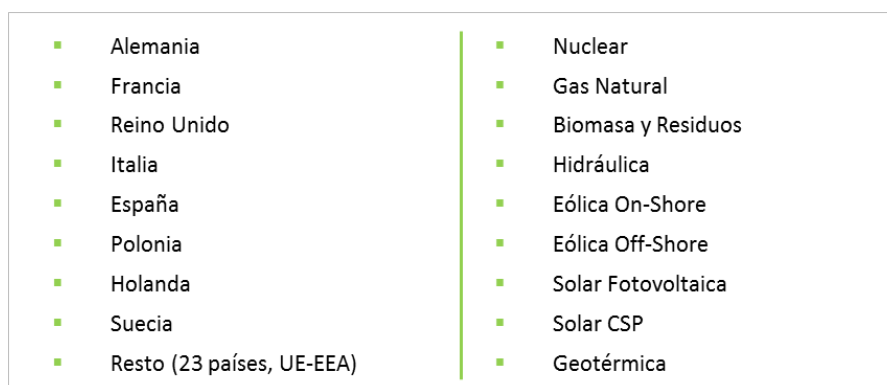


Figura 14: Tecnologías de Abatimiento consideradas

- Medidas de eficiencia energética, enfocadas a la reducción del consumo de electricidad, tales como el uso de bombillas de bajo consumo (LEDs, etc.) o la sustitución de electrodomésticos con mayor eficiencia.

Para los sectores No ETS, se han introducido una serie de medidas procedentes de “Effort Sharing Decision” (ESD) que afecta a los sectores no incluidos en el ETS.

Asimismo, captura y almacenamiento de dióxido de carbono, y otras medidas que afectan a las industrias intensivas en el uso de la energía: refinerías de petróleo, siderurgia y metalurgia, industria cementera, del vidrio y cerámica.

- Por otro lado, también se consideran medidas de mejora de la eficiencia en la agricultura, transporte, construcción, resto de la industria.⁷
- La herramienta cuenta con un total de más de 250 medidas de abatimiento evaluadas que pueden ser precargadas en la simulación, así como la posibilidad de introducir nuevas medidas por parte del usuario (definidas mediante dos parámetros: potencial de abatimiento [ktCO₂] y coste de abatimiento [€/tCO₂]).
- La evaluación del coste de abatimiento, en €/tonelada de CO₂, de cada una de estas soluciones se realiza analizando el Valor Actual Neto (VAN) del proyecto de inversión, es decir, analizando el coste de inversión y el beneficio anual aportado por la medida a lo largo de su vida útil, frente a las emisiones de CO₂ que evitará dicho proyecto.

Para ello, se tienen en cuenta factores como el precio de venta de electricidad en el mercado mayorista, la inversión a realizar, la vida útil de la instalación, las horas de funcionamiento, su factor de emisión, o la WACC exigida al proyecto. Para su valoración económica, se ha considerado que todos los proyectos correspondientes a las medidas anteriores se inician en el 2020.

El coste de abatimiento de cada tecnología se obtiene del siguiente modo:

⁷ Se han introducido 144 medidas correspondientes a los sectores difusos activables en caso de ser incluidos en la simulación.

$$\text{Coste de Abatimiento (€/t)} = \frac{-VAN (\text{€})}{\text{Emisiones evitadas (t de CO}_2\text{)}}$$

Uno de los parámetros fundamentales para el cálculo del coste de abatimiento (precio derechos emisiones CO₂) es el precio de la electricidad que reportará los ingresos al proyecto ejecutado, en el caso de las soluciones de generación de electricidad. El precio de la electricidad se calcula tratando a todos los países como nodo único, tal como plantea ENTSO-E.

Aplicando coste promedio ponderado del capital (WACC), se obtiene el coste de abatimiento correspondiente al año de instalación del proyecto (2020). Este precio se actualiza, según la inflación estimada, para el año 2016. De este modo, la curva de abatimiento refleja los costes de abatimiento correspondientes en dicho año.

ESTIMACIÓN DEL PRECIO DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

El método de estimación del precio de la electricidad, necesario puesto que es un input para simular el precio de CO₂, tiene en cuenta un comportamiento de Europa sin restricciones estructurales al respecto. Por lo tanto, se ha simulado el comportamiento de Europa como nudo único, pudiéndose transportar electricidad entre países sin restricciones estructurales de interconexión, alcanzando un precio de la electricidad común para todos los países.

En dicha simulación, se define un precio marginal para cada tecnología, y se realiza la casación horaria de la energía a nivel europeo como nudo único. La Tabla 6 muestra los precios marginales de cada tecnología. Las tecnologías del hueco fósil incluyen en su coste marginal un componente variable: el precio de CO₂, que junto con su factor de emisión, configuran una parte del coste marginal de la tecnología que es trasladado al mercado.

Tecnología	Precio marginal (€ ₂₀₁₆ /MWh)
Nuclear	6
Gas	49
Biomasa	25
Hidráulica	7
Eólica Onshore	18
Eólica Offshore	24
Solar PV	18
Solar CSP	20
Geotérmica	20

Tabla 6: Precios marginales de cada tecnología

Para las tecnologías de generación eólica y solar se han establecido perfiles de generación acordes al perfil de horas de registrado en 2015 en España⁸.

Para la generación hidráulica, el modelo calcula acorde a la capacidad disponible, el número de horas que dicha tecnología puede participar con el 100% de su capacidad en horas de mayor demanda, en donde alcanzará una mayor retribución, se establece un precio marginal un 1% menor que la última tecnología que casa en las horas de mayor demanda para dicha tecnología, y se repite el ejercicio de casación horaria de la energía. Debido a que la capacidad de los embalses es limitada sólo se utiliza en los picos de demanda al 100%.

La Figura 15 muestra la relación entre el precio mayorista de electricidad (para todos los países de la UE) y el precio de las emisiones de CO₂.

⁸ Perfiles de generación medidos y publicados por Red Eléctrica de España.

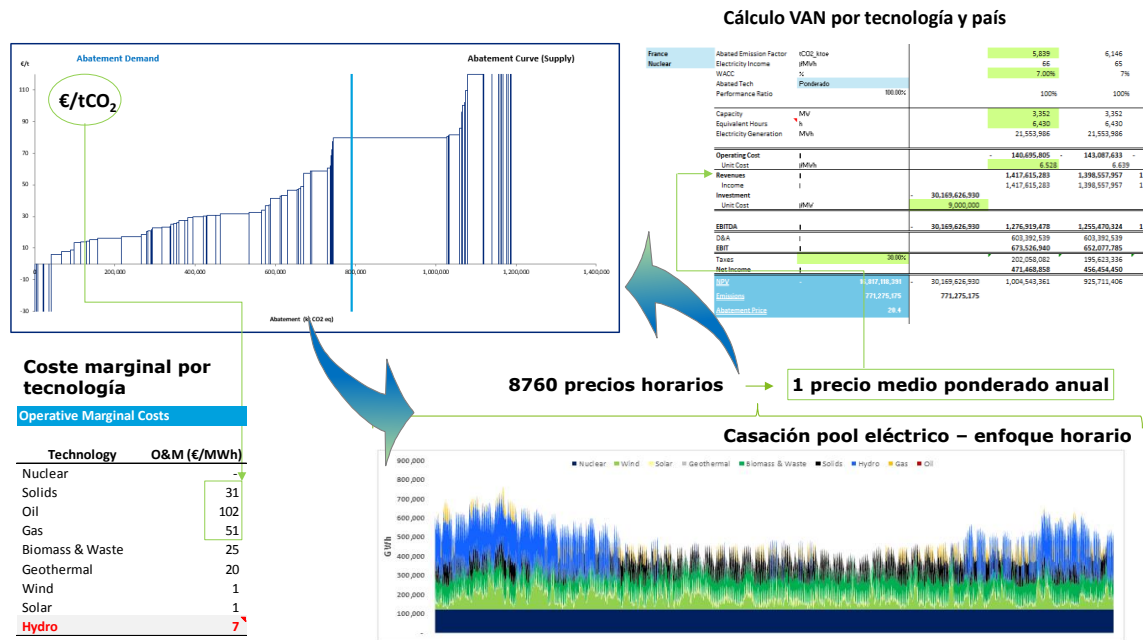


Figura 15: Iteración entre el precio mayorista de electricidad y precio de CO₂

CURVA DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD

La curva de demanda se ha creado siguiendo el perfil de la demanda actual en Francia. Se ha utilizado este país porque por su tamaño y localización se considera representativo para Europa. La Figura 16 muestra la correlación entre la demanda de Francia y la europea.

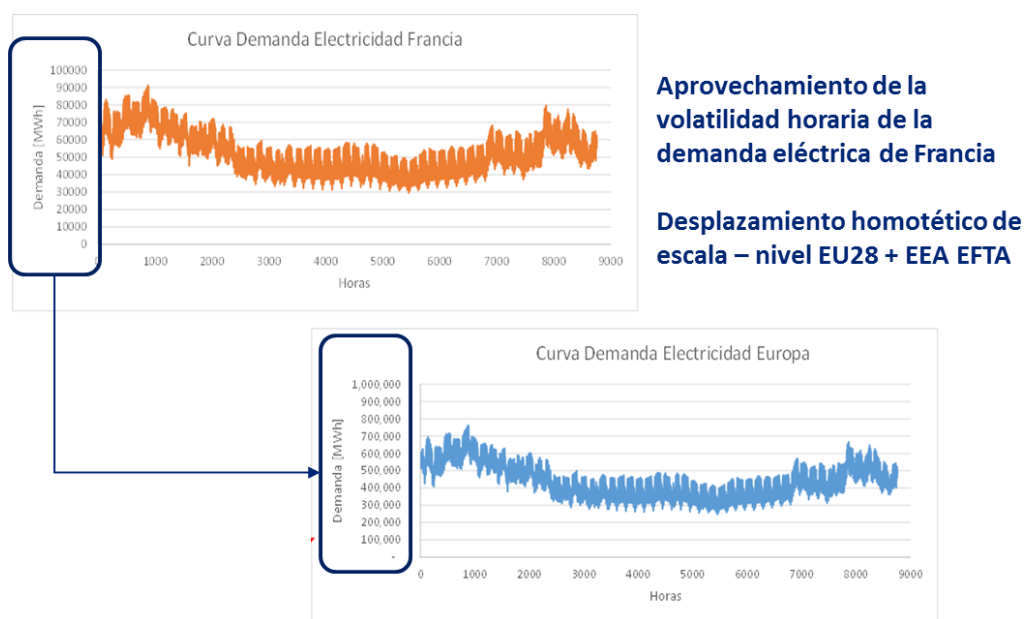


Figura 16: Comparativa Curva Demanda Francia y Europa

El hecho de que resulte un VAN negativo para el proyecto es indicativo de que el propio proyecto de instalación y operación de dicha central de generación, etc., necesita de la retribución en forma de compra de derechos de emisión de CO₂ por parte de las instalaciones demandantes para conseguir rentabilidad. El precio de la tonelada de CO₂ se puede interpretar así como la prima que dichos proyectos necesitan para ser llevados a cabo con una mínima rentabilidad económica.

Algunas medidas de mejora de eficiencia energética presentan un coste de abatimiento de emisiones negativo (VAN > 0), indicando que son medidas aplicables que resultan rentables de por sí, independientemente de la retribución obtenida en el mercado de emisiones ETS. Estas medidas se ordenan en función de su coste para formar la curva de abatimiento.

El modelo permite la simulación de la posible decisión regulatoria de fijar un precio mínimo de CO₂, esto es así porque UK ha decidido establecer un precio mínimo de 18€/tCO₂ para todas las soluciones, no sólo para generación con carbón o gas. En la Figura 17 se muestra un ejemplo de la comparativa de curva de abatimiento que se obtiene tras la simulación con/sin un precio mínimo de CO₂ de 18€/tCO₂.

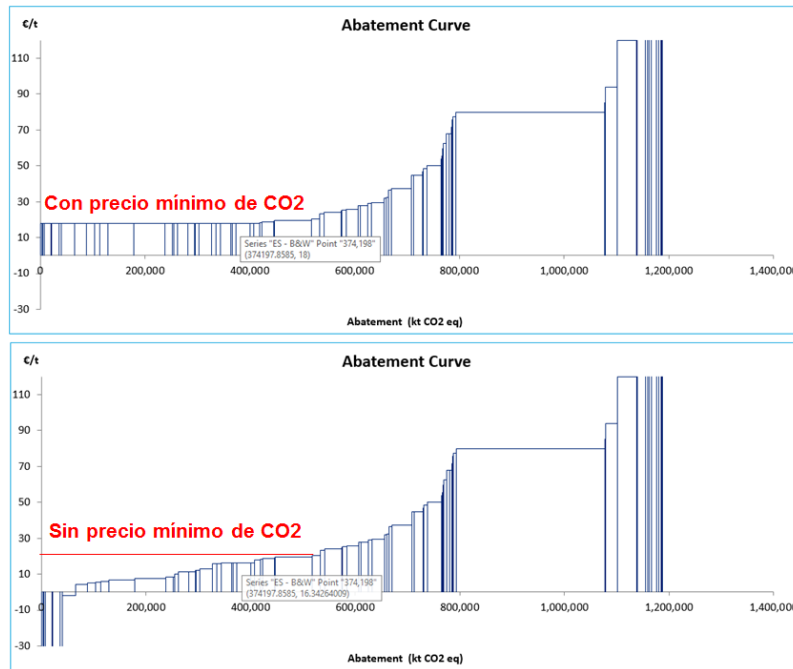


Figura 17: Comparativa Curva Abatimiento con/sin precio mínimo de CO₂

La Figura 18 muestra la curva de abatimiento sin la opción de precio mínimo, en la cual incluye todas las soluciones a nivel europeo que pueden ser tenidas en cuenta para combatir la necesidad de abatimiento. Como ejemplo, con una flecha se señala a la solución “Biomass&Waste en España”, la cual tiene un coste de abatimiento, para unas hipótesis planteadas a modo de ejemplo, de 16,34 €/ton de CO₂.

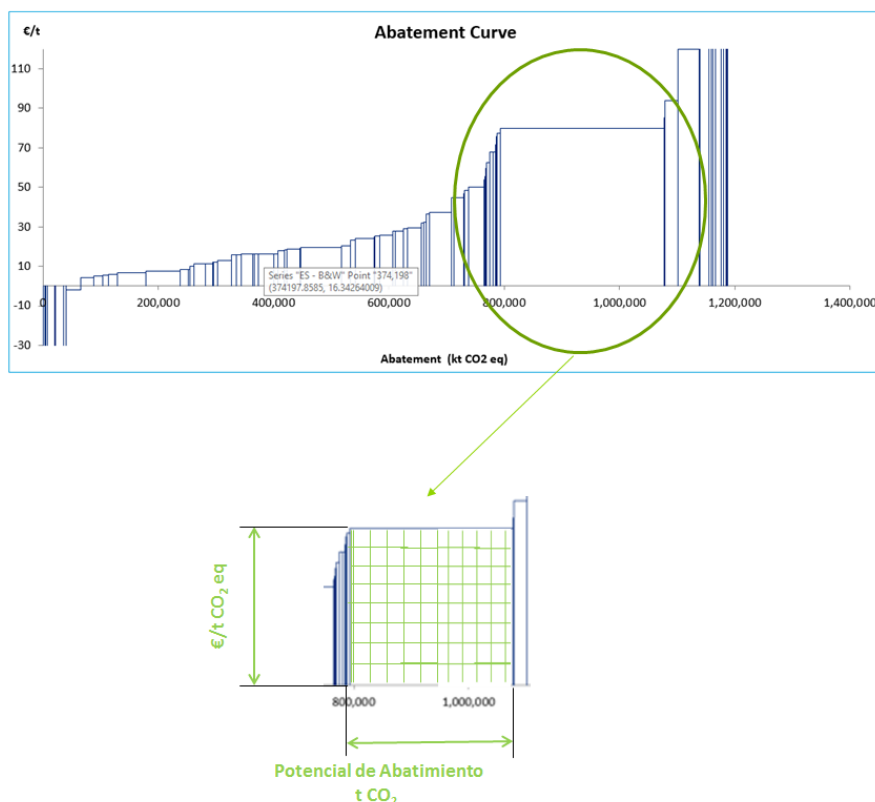


Figura 18: Ejemplo Curva de Abatimiento

Como se ha explicado, para cada una de las soluciones de abatimiento se ha obtenido el coste de abatir una tonelada de CO₂ a través de su implantación. Esta información se representa en el eje de ordenadas. La información del eje de abscisas representa el potencial de abatimiento que presenta cada tecnología, en función del país al que pertenece y el potencial de crecimiento de dicha tecnología en el país a considerar.

El resultado final de la intersección de la curva de la oferta y la demanda da a conocer la capacidad de energía renovable a instalar, que abatirá la correspondiente generación llevada a cabo por tecnologías emisoras de CO₂. Esta desinstalación se realiza, entre las tecnologías del hueco fósil, en función de los porcentajes de abatimiento indicados por el usuario, que guardan relación con el factor de emisión empleado en el cálculo del potencial de abatimiento de cada solución (dicho factor de emisión representa la tecnología a sustituir incluida en el cálculo).

Estas soluciones se integran a nivel europeo, conjugando las características de cada tecnología de abatimiento con las particularidades de cada país, coste de implantación, etc.).

PARÁMETROS CURVA DE ABATIMIENTO

A continuación se recoge una lista de los parámetros utilizados en la creación de la curva de abatimiento, definiendo así el nivel de detalle de la herramienta.

- Tecnologías de generación de electricidad con un bajo factor de emisión

Para la formulación de las soluciones de abatimiento a partir de tecnologías de generación renovables, nuclear o gas natural, se han establecido:

- Los ingresos por mercado de electricidad en cada país, precio mayorista de electricidad procedente de la casación del mercado eléctrico.
- La evolución de la inflación en Europa.
- Los siguientes parámetros técnico-financieros por cada tecnología de generación:
 - Factor de emisión de CO₂ [tCO₂/MWh]

Factor de emisión (pesos relativos de las tecnologías del hueco fósil de cada país que serán sustituidas) contra el que se calculan las toneladas de CO₂ evitadas por cada GWh generado con la tecnología ofertada.

Tecnología	Factor de emisión
Carbón	0,85 tCO ₂ /MWh
Oil	0,61 tCO ₂ /MWh
Gas	0,4 tCO ₂ /MWh

Tabla 7: Factor de emisión de las tecnologías fósiles

- Rendimiento útil [%]

Tecnología	Rendimiento útil
Carbón	38%
Oil	40%
Gas	55%
Nuclear	33%

Tabla 8: Rendimiento útil de las tecnologías térmicas

- Horas equivalentes de funcionamiento:

Tecnología	Horas equivalentes de funcionamiento
Carbón	4.676
Oil	1.260
Gas	3.160

Tabla 9: Horas de funcionamiento equivalentes al año

- Coste de inversión [€/MW]

Tecnología	Costes de inversión [€/MW]
Gas	650.000
Nuclear	9.000.000
Biomasa	2.500.000
Hidráulica	3.000.000
Eólica Onshore	1.000.000
Eólica Offshore	3.500.000
Solar PV	1.000.000
Solar CSP	3.150.000
Geotérmica	4.000.000

Tabla 10: Costes de inversión [€/MW] para cada tecnología

El coste de inversión para el carbón y el oil es función de la capacidad instalada y el precio de la electricidad (€/MWh). Por otro lado, los factores de emisión de estas dos tecnologías son los más altos, por lo tanto se abate sobre éstas, esto es, se genera menos energía con ellas, por lo que no tiene sentido el instalar más capacidad.

- Costes variables de funcionamiento [€/MWh]

Tecnología	Precio marginal (€₂₀₁₆/MWh)
Gas	49
Nuclear	6
Biomasa	25
Hidráulica	7
Eólica Onshore	18
Eólica Offshore	24
Solar PV	18
Solar CSP	20
Geotérmica	20

Tabla 11: Costes variables de funcionamiento de cada tecnología

- Vida útil [años]

Tecnología	Vida útil [años]
Gas	25
Nuclear	50
Biomasa	25
Hidráulica	60
Eólica Onshore	25
Eólica Offshore	24
Solar PV	25
Solar CSP	25
Geotérmica	25

Tabla 12: Años vida útil de cada tecnología

- Coste de Capital Promedio Ponderado (WACC [%])

Tecnología	WACC
Gas	7,8 %
Carbón	7,8 %
Nuclear	10 %
Biomasa	8 %
Hidráulica	8 %
Eólica Onshore	8 %
Eólica Offshore	8 %
Solar PV	8 %
Solar CSP	8 %
Geotérmica	8 %

Tabla 13: WACC [%] de cada tecnología

- Potencial de la tecnología a nivel europeo (límite máximo de potencia instalada [MW])

Tecnología	Potencial máximo [MW]
Gas	336.000
Nuclear	135.000
Biomasa	123.040
Hidráulica	245.000
Eólica Onshore	203.200
Eólica Offshore	50.800
Solar PV	171.000
Solar CSP	15.000
Geotérmica	6.000

Tabla 14: Potencial de instalación de cada tecnología en Europa

- Además se han creado escenarios con *Carbon Floor*, esto es, precio mínimo a las centrales de carbón y/o gas como una penalización a sus emisiones.
- También se puede considerar en la herramienta el *Set Aside*, la reducción en un momento dado de derechos de emisión disponibles, en caso de que el mecanismo ETS pierda efectividad para cumplir con sus objetivos.

CÁLCULO DEL PRECIO ÓPTIMO DE ABATIMIENTO

El precio óptimo de derechos de emisiones de CO₂, al cual se cumple con el objetivo de emisiones de Gases de Efecto Invernadero a 2030 a nivel europeo, se obtiene de la intersección entre las curvas de oferta y demanda. La Figura 19 muestra como ejemplo el resultado para un escenario obtenido en el simulador:

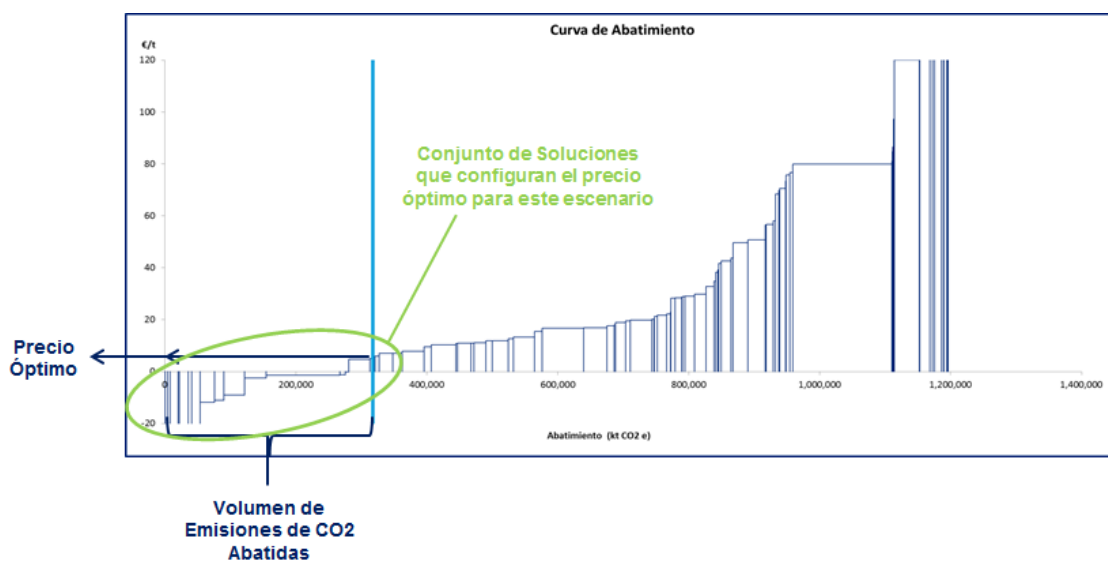


Figura 19: Curva de abatimiento y curva de demanda conjugadas; se observa la oferta y la demanda con el precio resultante

Este precio se calcula con el CAP conjunto para la Unión Europea y los países de la EEA-EFTA, y el conjunto de soluciones de abatimiento disponibles en todo el territorio considerado.

Una vez obtenido este precio, éste representa un input en los costes de generación a partir de tecnologías emisoras CO₂, y por lo tanto, influye en el precio de electricidad en el mercado, como ya se ha comentado. Dado que el precio de electricidad es, a su vez, un input para el cálculo del coste de abatimiento, el modelo realiza iteraciones sucesivas del cálculo del coste óptimo de abatimiento (€/tonelada de CO₂) hasta alcanzar un resultado final de equilibrio entre el precio del CO₂ y el resto de variables (precio de electricidad mayorista).

CAP 2050

Además de los objetivos para el año 2030, la Unión Europea con la intención de reducir los efectos del Cambio Climático ha planteado un Roadmap enfocado en el año 2050 para continuar con los esfuerzos de mitigar los efectos del Cambio Climático. De esta forma, lograr en el año 2050, la reducción en un 80-95% las emisiones de Gases de Efecto Invernadero respecto a los niveles de 1990.

Para cumplir con los objetivos fijados en 2050, la Unión Europea ha establecido seis escenarios de actuación⁹, en todos están determinados los porcentajes de reducción de emisiones anuales para los sectores ETS hasta 2050.

Se ha realizado un análisis de cómo se va a lograr el objetivo planteado para 2050. En el estudio, se ha estimado una reducción de las emisiones en 2030 del 57-75% y del 96-99% en 2050¹⁰, ambos respecto a valores de 2016. Se ha considerado que las emisiones se reducirán en 2030 un 57% respecto a 2016 y en 2050 un 39% respecto a 2030, con lo que se llegaría a una reducción del 96% respecto a 2016 (82% energía renovable, 14% energía nuclear, 4% fósil) en 2050, cumpliendo así con los objetivos de reducción de emisiones fijados por la Comisión Europea.

Se ha realizado un estudio para analizar la contribución de cada sector a la reducción del CAP, en el que se han seguido los siguientes pasos:

- Se han utilizado los porcentajes de decrecimiento para los sectores ETS (generación y no generación) proporcionado por la Comisión Europea. Posteriormente se han calculado las emisiones de CO₂ utilizando los factores de conversión (ktoe/GWh) y emisión actuales (tCO₂/ktoe).
- Partiendo de los datos de la CE, se ha estimado el mix de generación a 2050 (5.366.823,42 GWh) y las emisiones producidas.

De esta forma se ha estimado un CAP de 574.302,10 ktCO₂ con una aportación de 408.905,55 ktCO₂ de los sectores ETS-generación y de 48.975,28 ktCO₂ de los sectores ETS no generación.

Los seis escenarios definidos por la CE para lograr los objetivos en 2050 y sus correspondientes porcentajes de decrecimiento del CAP se muestran en la Tabla 15.

⁹ Fuente: Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Aut: European Commission. SEC(2011) 1565 Part 2/2.

¹⁰ Fuente: Energy Roadmap 2050, European Commission 2012

	2030-2040		2040-2050	
	CAAGR (%)	Kt CO ₂	CAAGR (%)	Kt CO ₂
Tendencia sin cambio	-4,7	935.551,22	-7,5	429.027,27
Eficiencia energética	-5,1	897.017,03	-7,9	410.831,63
Escenario de diversidad tecnológica	-4,9	916.101,79	-7,9	410.831,63
Elevada penetración de RES	-4,9	916.101,79	-7,5	429.027,27
GN y CCS	-5,5	859.917,23	-7,0	452.790,24
Baja tecnología nuclear	-4,9	916.101,79	-8,2	397.643,95

Tabla 15: Modificación de porcentajes de decrecimiento del CAP 2050

CAPÍTULO 4.- ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los resultados se han obtenido a partir de los siguientes criterios:

- Simulación del mercado eléctrico, para ello se ha introducido la demanda total de electricidad prevista para el año 2030, manteniendo la generación con renovable y nuclear.
- Cubrir la demanda con generación siguiendo las siguientes pautas:
 - o Incrementar las horas equivalentes del hueco fósil
 - o En caso de ser necesario, aumentar también la capacidad de estas tecnologías.

En las simulaciones se ha suprimido la generación con nuclear en Alemania y con carbón en Reino Unido, ya que sus planes nacionales así lo acuerdan.

La Tabla 16 muestra la proporción del hueco fósil en los seis escenarios simulados:

% Reparto	S1	S2	S3	S4	S5	S6
Carbón	100	80	60	40	20	0
Gas	0	20	40	60	80	100

Tabla 16: Proporción del hueco fósil en los escenarios simulados

La demanda de electricidad en los años 2016 y 2030 se ha calculado a con los mix de generación de los países obtenidos en Intellinet y Eurostat. A partir de estos, se ha obtenido la demanda en 2030 mediante cálculo de progresiones.

- 3.739,880 TWh en 2016
- 3.963,045 TWh en 2030

RESULTADOS DEL CASO BASE

A continuación se muestran los resultados de los escenarios simulados:

- i) Escenario 1: Reparto del hueco fósil: **100% carbón, 0% gas**

Escenario 1	
CAP	1.556.933 Kt CO ₂
Necesidades de abatimiento	381.993Kt CO ₂
Precio CO ₂	17,66 €/tCO ₂
Precio electricidad	41,74 €/MWh

Tabla 17: Resultados simulación Escenario 1

A continuación se muestra la curva de abatimiento para el escenario 1 en la Figura 20:

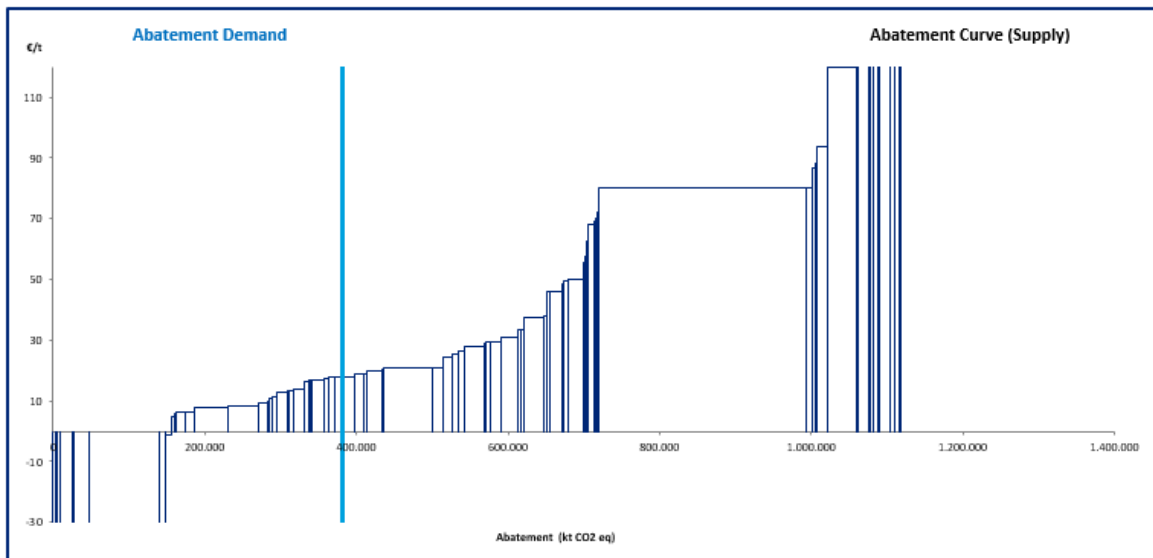


Figura 20: Curva de abatimiento del Escenario 1

ii) Escenario 2: Reparto del hueco fósil: **80% carbón, 20% gas**

Escenario 2	
CAP	1.556.933 Kt CO ₂
Necesidades de abatimiento	355.989Kt CO ₂
Precio CO₂	17,60 €/tCO ₂
Precio electricidad	42,16 €/MWh

Tabla 18: Resultados simulación Escenario 2

A continuación se muestra la curva de abatimiento para el escenario 1 en la Figura 21:

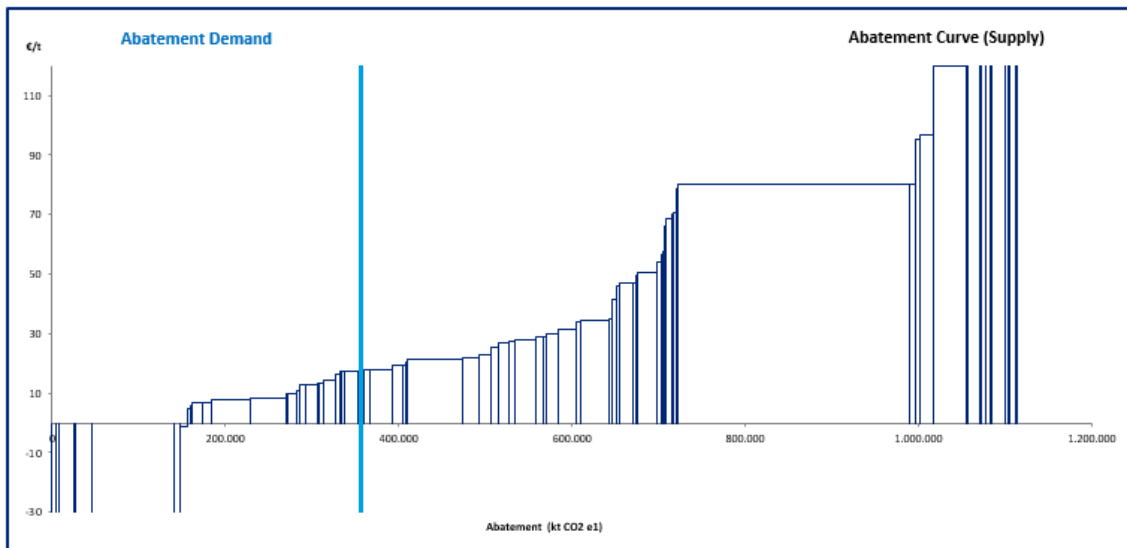


Figura 21: Curva de Abatimiento del Escenario 2

iii) Escenario 3: Reparto del hueco fósil: **60% carbón, 40% gas**

Escenario 3	
CAP	1.556.933 Kt CO ₂
Necesidades de abatimiento	329.986Kt CO ₂
Precio CO₂	16,62 €/tCO ₂
Precio electricidad	42,46 €/MWh

Tabla 19: Resultados simulación Escenario 3

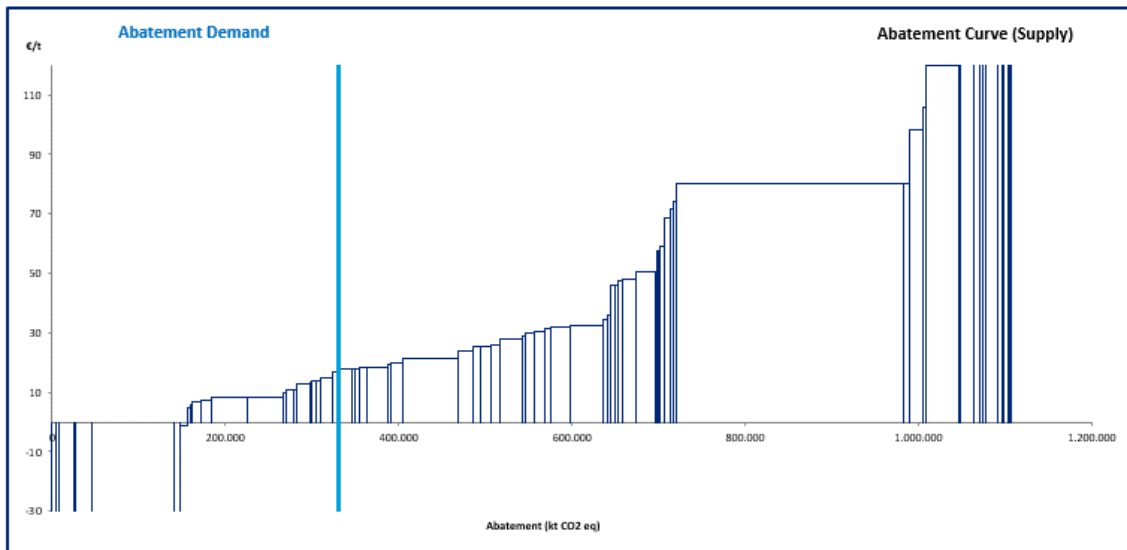


Figura 22: Curva de abatimiento del Escenario 3

iv) Escenario 4: Reparto del hueco fósil: **40% carbón, 60% gas**

Escenario 4	
CAP	1.556.933 Kt CO ₂
Necesidades de abatimiento	303.982Kt CO ₂
Precio CO ₂	15,50 €/tCO ₂
Precio electricidad	42,46 €/MWh

Tabla 20: Resultados simulación Escenario 4

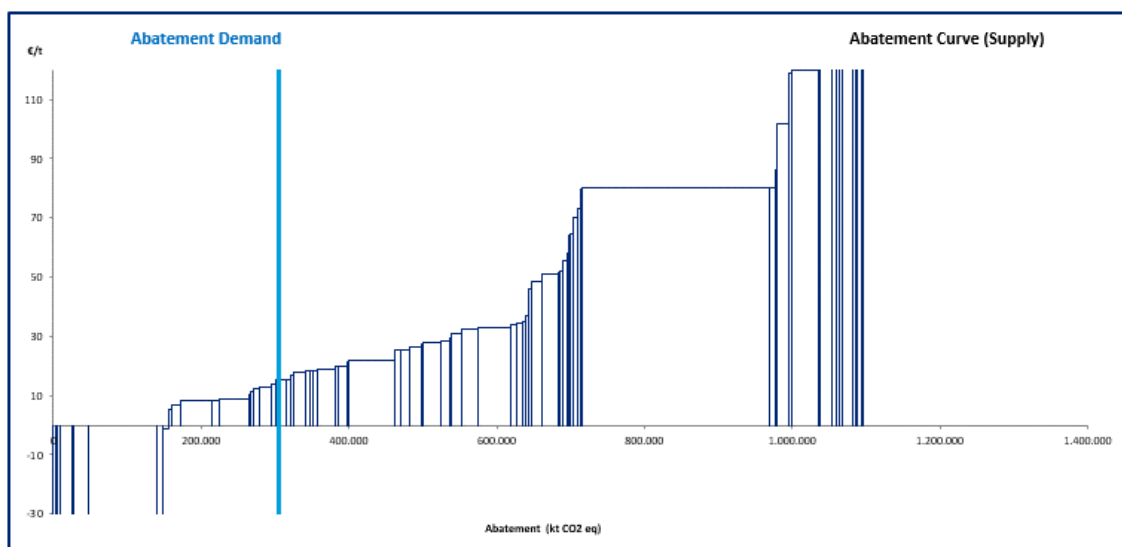


Figura 23: Curva de abatimiento del Escenario 4

v) Escenario 5: Reparto del hueco fósil: **20% carbón, 80% gas**

Escenario 5	
CAP	1.556.933 Kt CO ₂
Necesidades de abatimiento	277.979Kt CO ₂
Precio CO₂	13,03 €/tCO ₂
Precio electricidad	42,17 €/MWh

Tabla 21: Resultados simulación Escenario 5

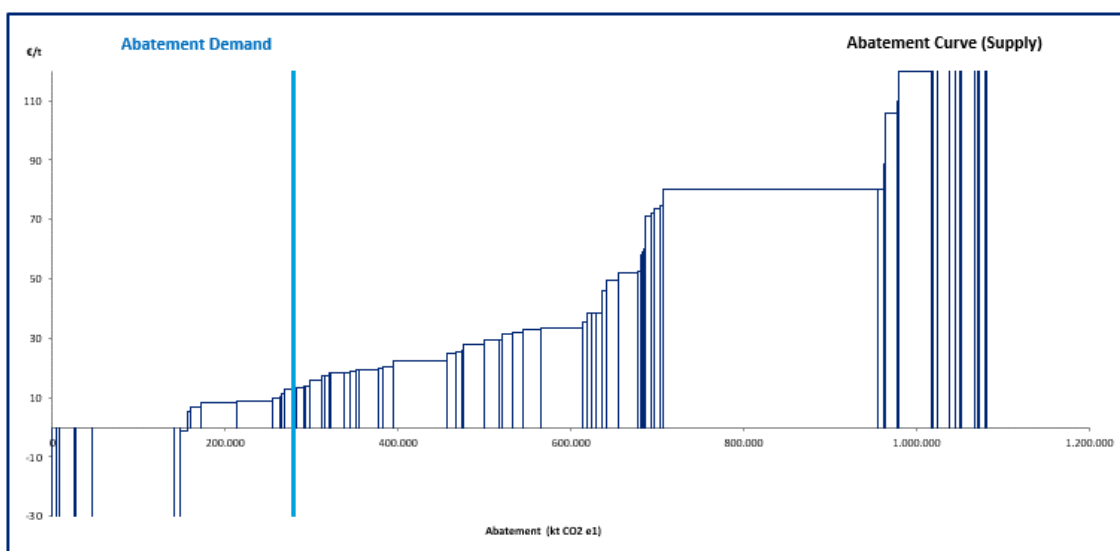


Figura 24: Curva de abatimiento del Escenario 5

vi) Escenario 6: Reparto del hueco fósil: **0% carbón, 100% gas**

Escenario 6	
CAP	1.556.933 Kt CO ₂
Necesidades de abatimiento	251.975Kt CO ₂
Precio CO₂	8,75 €/tCO ₂
Precio electricidad	41,16 €/MWh

Tabla 22: Resultados simulación Escenario 6

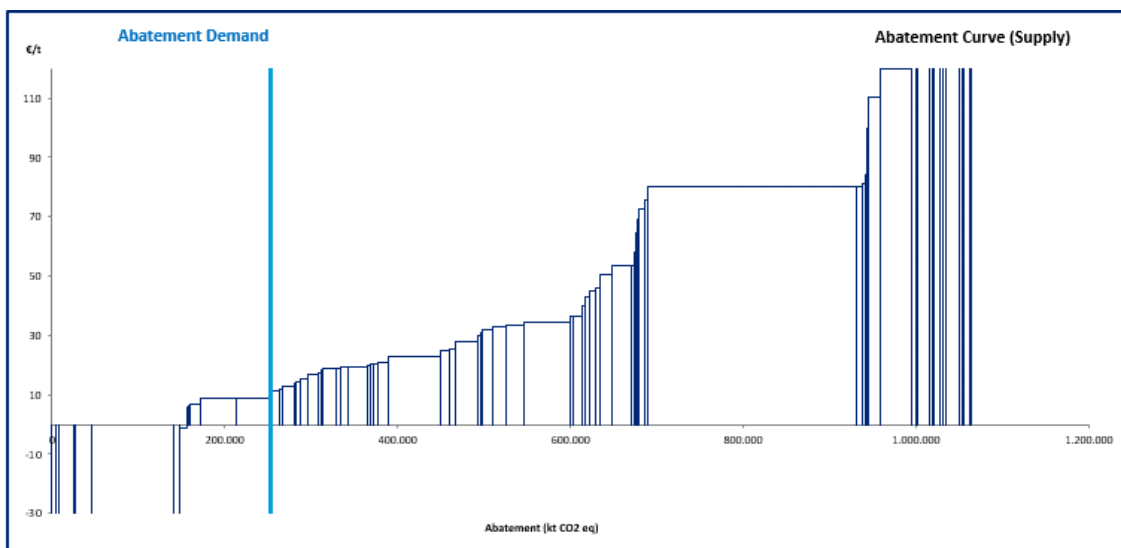


Figura 25: Curva de abatimiento del Escenario 6

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

CASOS DE ESTUDIO TENIENDO EN CUENTA LOS SECTORES No ETS

Al introducir los sectores No ETS en la herramienta, el CAP para el año 2030 de los sectores ETS se mantiene (1.556.933 kt CO₂), por su parte, los sectores No ETS tienen que cumplir con un CAP de 1.672.511 kt CO₂.

Al tener en cuenta los sectores difusos, se han introducido nuevas medidas de abatimiento en la curva, cuya fuente es Effort Sharing Decision publicado por la Comisión Europea en 2012. En este informe las medidas de abatimiento para los sectores difusos se encuentran escalonadas en franjas de precio de 0€/tCO₂, 25€/tCO₂, 50€/tCO₂ y 75€/tCO₂. Por ello las curvas de abatimiento mostradas a continuación tienen una apariencia distinta a los escenarios en los que no se tienen en cuenta los difusos.

A continuación se muestran los resultados de los escenarios simulados, en este caso teniendo en cuenta los sectores No ETS (Agricultura, Transporte, Edificación e Industria):

- vii) Escenario 1: Reparto del hueco fósil: **100% carbón, 0% gas**

Escenario 1	
CAP ETS	1.556.933 kt CO ₂
CAP Difusos	1.672.511 kt CO ₂
Necesidades de abatimiento	900.047 kt CO ₂
Precio CO₂	50 €/tCO ₂
Precio electricidad	41,14 €/MWh

Tabla 23: Resultados simulación Escenario 1 con difusos

A continuación se muestra la curva de abatimiento para el escenario 1 en la Figura 26:

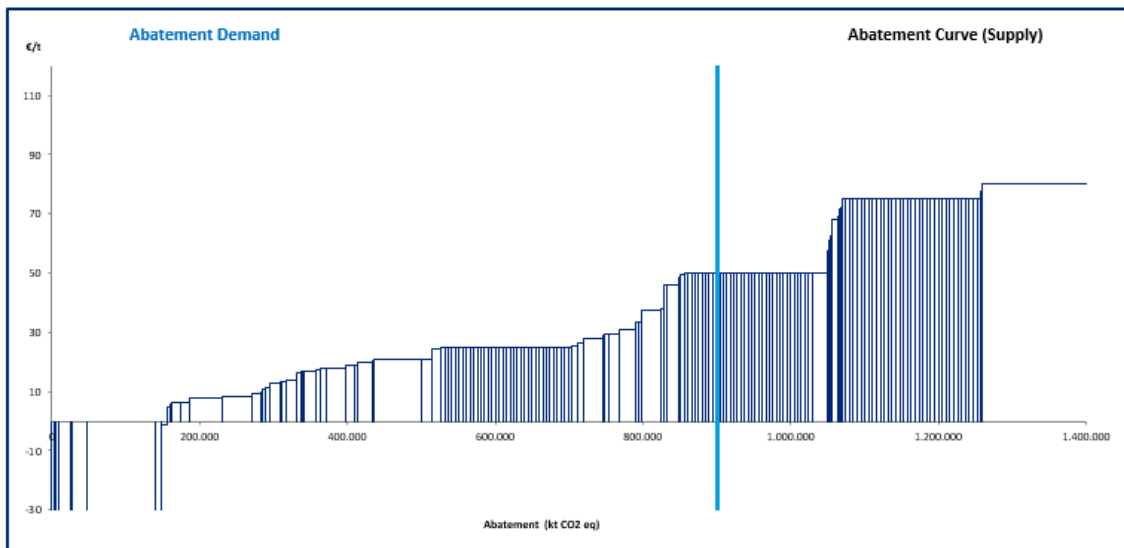


Figura 26: Curva de abatimiento del Escenario 1 con sectores difusos

viii) Escenario 2: Reparto del hueco fósil: **80% carbón, 20% gas**

Escenario 2	
CAP	1.556.933 Kt CO ₂
CAP Difusos	1.672.511 kt CO ₂
Necesidades de abatimiento	874.044 kt CO ₂
Precio CO₂	50,00 €/tCO ₂
Precio electricidad	41,50 €/MWh

Tabla 24: Resultados simulación Escenario 2 con difusos

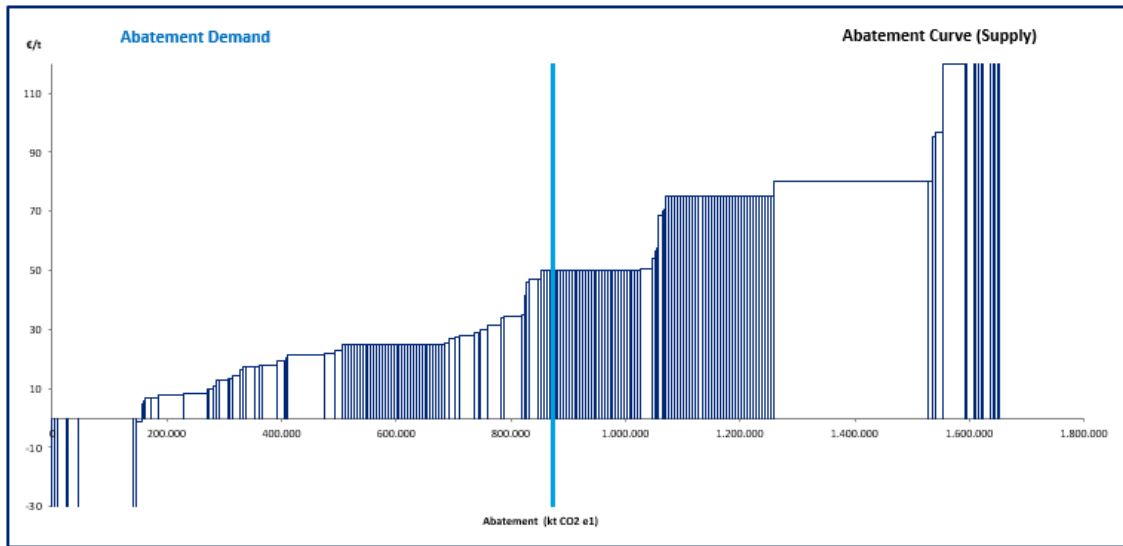


Figura 27: Curva de Abatimiento del Escenario 2 con sectores difusos

ix) Escenario 3: Reparto del hueco fósil: **60% carbón, 40% gas**

Escenario 3	
CAP	1.556.933 kt CO ₂
CAP Difusos	1.672.511 kt CO ₂
Necesidades de abatimiento	848.040 kt CO ₂
Precio CO₂	47,79 €/tCO ₂
Precio electricidad	41,37 €/MWh

Tabla 25: Resultados simulación Escenario 3 con difusos

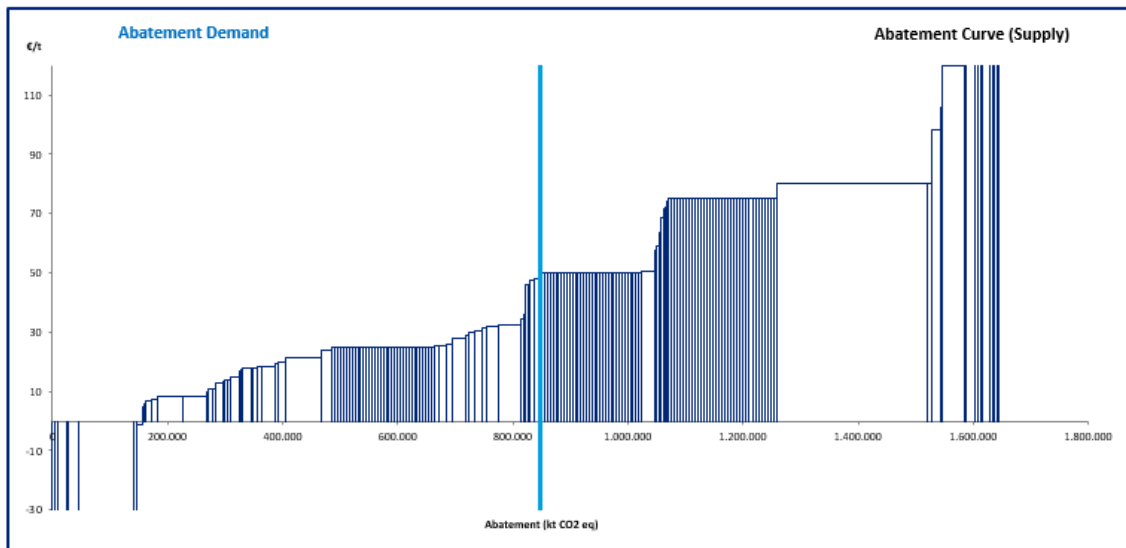


Figura 28: Curva de abatement del Escenario 3 con sectores difusos

x) Escenario 4: Reparto del hueco fósil: **40% carbón, 60% gas**

Escenario 4	
CAP ETS	1.556.933 kt CO ₂
CAP Difusos	1.672.511 kt CO ₂
Necesidades de abatemento	822.037 kt CO ₂
Precio CO₂	46,17 €/tCO ₂
Precio electricidad	41,36 €/MWh

Tabla 26: Resultados simulación Escenario 4 con difusos

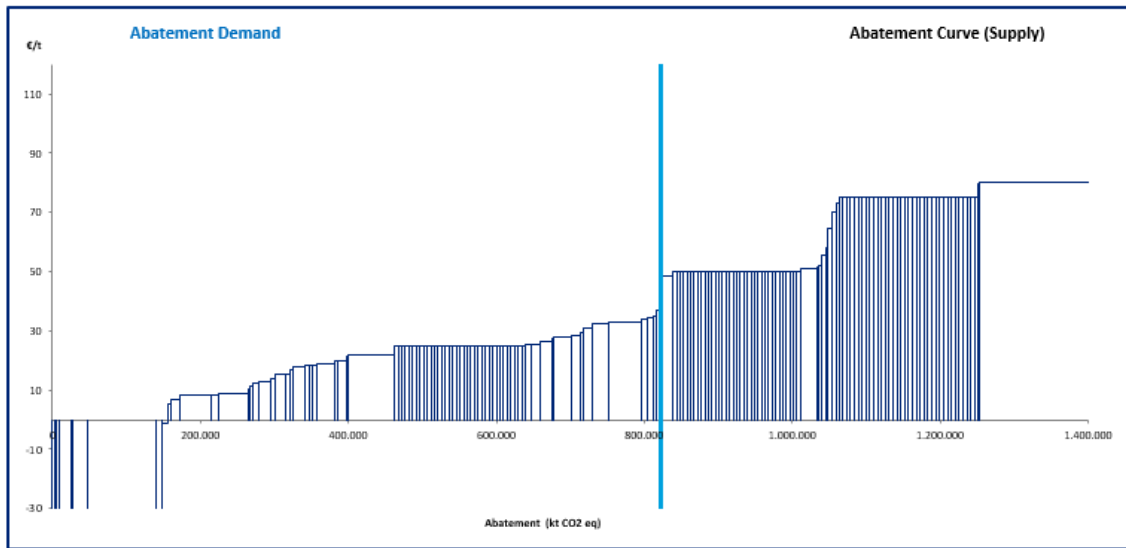


Figura 29: Curva de abatimiento del Escenario 4 con sectores difusos

xi) Escenario 5: Reparto del hueco fósil: **20% carbón, 80% gas**

Escenario 5	
CAP ETS	1.556.933 kt CO ₂
CAP Difusos	1.672.511 kt CO ₂
Necesidades de abatimiento	796.033 kt CO ₂
Precio CO₂	38,36 €/tCO ₂
Precio electricidad	40,91 €/MWh

Tabla 27: Resultados simulación Escenario 5 con difusos

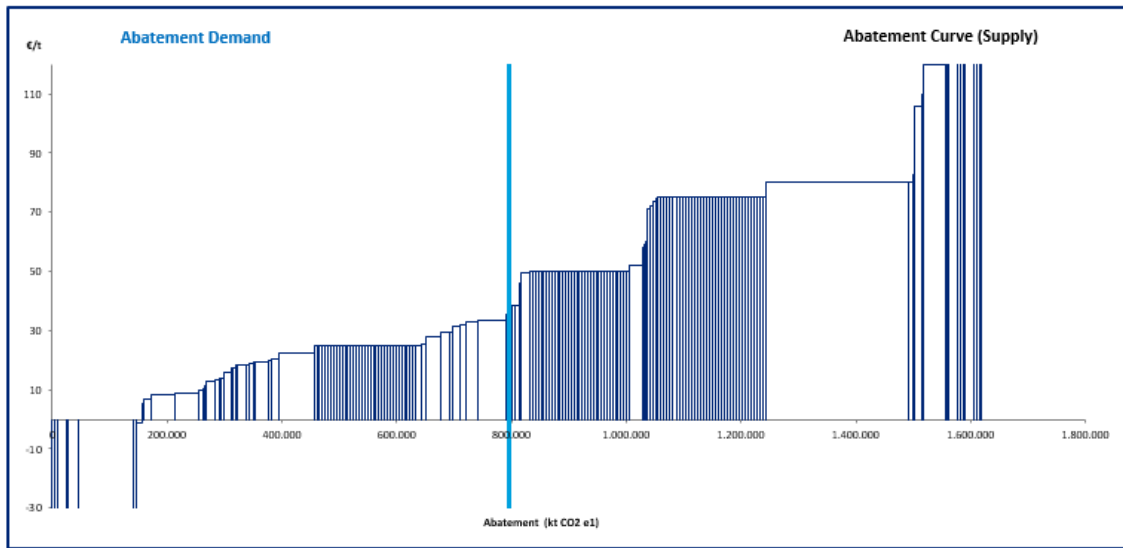


Figura 30: Curva de abatimiento del Escenario 5 con sectores difusos

xii) Escenario 6: Reparto del hueco fósil: **0% carbón, 100% gas**

Escenario 6	
CAP ETS	1.556.933 kt CO ₂
CAP No ETS	1.672.511 kt CO ₂
Necesidades de abatimiento	770.030 kt CO ₂
Precio CO₂	34,54 €/tCO ₂
Precio electricidad	40,65 €/MWh

Tabla 28: Resultados simulación Escenario 6 con difusos

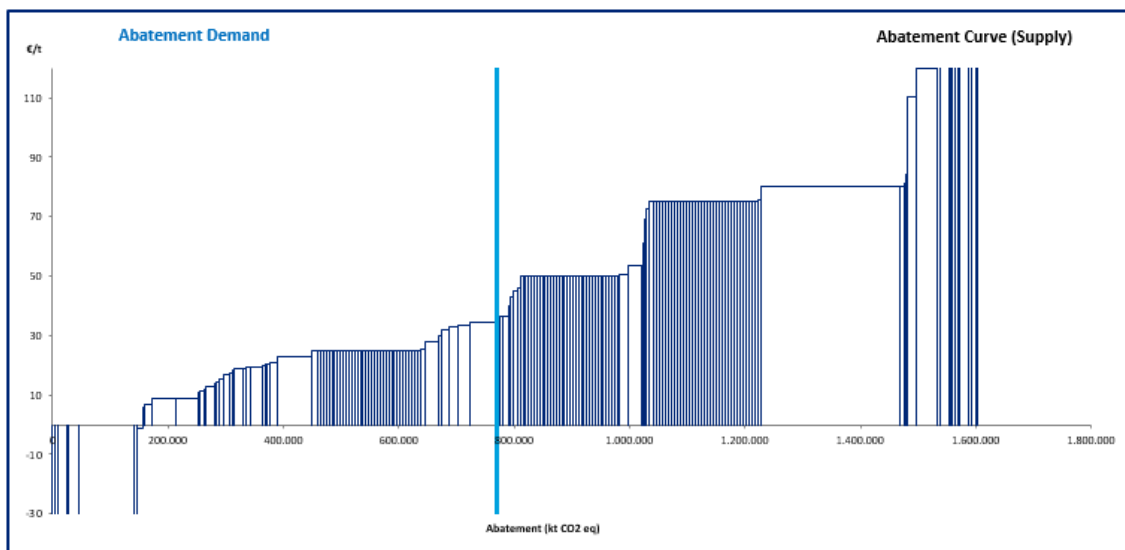


Figura 31: Curva de abatimiento del Escenario 6 con sectores difusos

PRECIO MÍNIMO DE CO₂ APLICADO A LAS CENTRALES DE CARBÓN

A continuación se muestran los resultados de los escenarios simulados:

- xiii) Escenario 2: Reparto del hueco fósil: **80% carbón, 20% gas**

Escenario 2	
CAP	1.556.933 Kt CO ₂
Necesidades de abatimiento	355.989Kt CO ₂
Precio CO₂	13,76 €/tCO ₂
Precio electricidad	45,62 €/MWh

Tabla 29: Resultados simulación Escenario 2 con penalización a las centrales de carbón

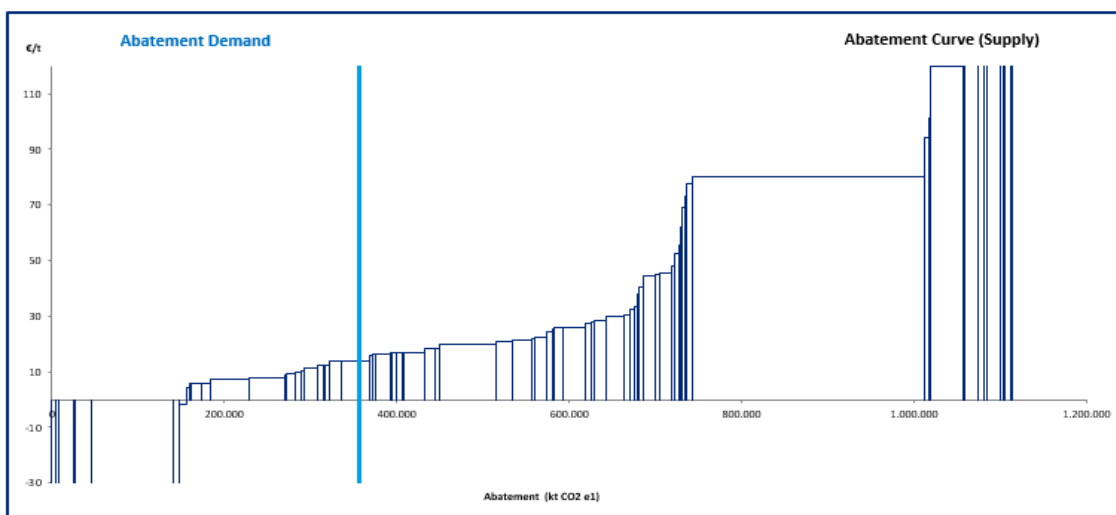


Figura 32: Curva de abatimiento del Escenario 2 con penalización a las centrales de carbón

- xiv) Escenario 5: Reparto del hueco fósil: **20% carbón, 80% gas**

Escenario 5	
CAP	1.556.933 Kt CO ₂
Necesidades de abatimiento	277.979Kt CO ₂
Precio CO₂	9,10 €/tCO ₂
Precio electricidad	46,49 €/MWh

Tabla 30: Resultados simulación Escenario 5 con penalización a las centrales de carbón

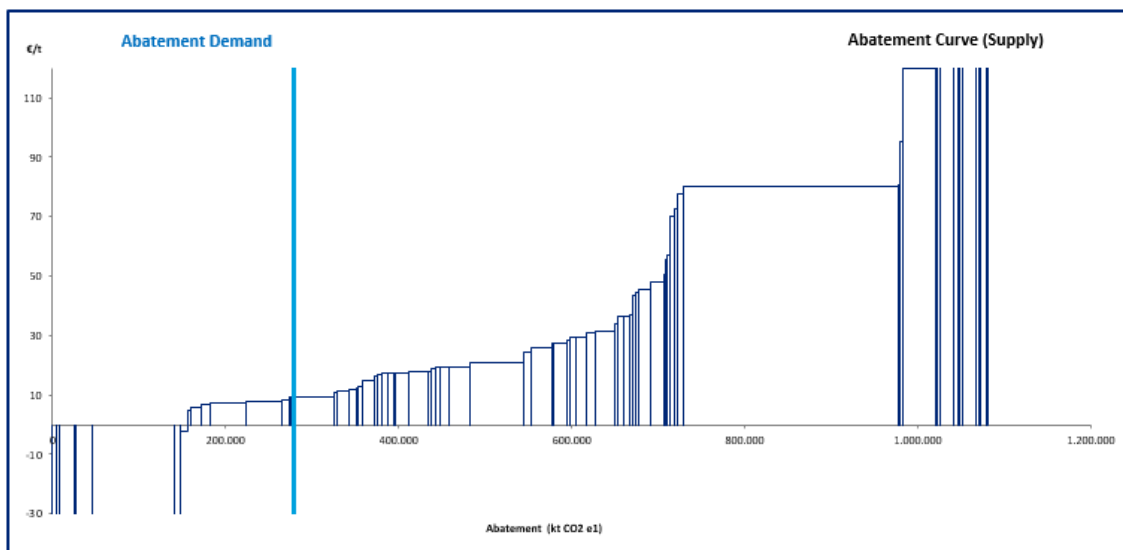


Figura 33: Curva de abatimiento del Escenario 5 con penalización a las centrales de carbón

PRECIO MÍNIMO DE CO₂ APLICADO A LAS CENTRALES DE CARBÓN Y CCGT

A continuación se muestran los resultados de los escenarios simulados:

xv) Escenario 2: Reparto del hueco fósil: **80% carbón, 20% gas**

Escenario 2	
CAP	1.556.933 kt CO ₂
Necesidades de abatimiento	355.989 kt CO ₂
Precio CO₂	12,90 €/tCO ₂
Precio electricidad	49,53 €/MWh

Tabla 31: Resultados simulación Escenario 2 con penalización a las centrales de carbón y de gas

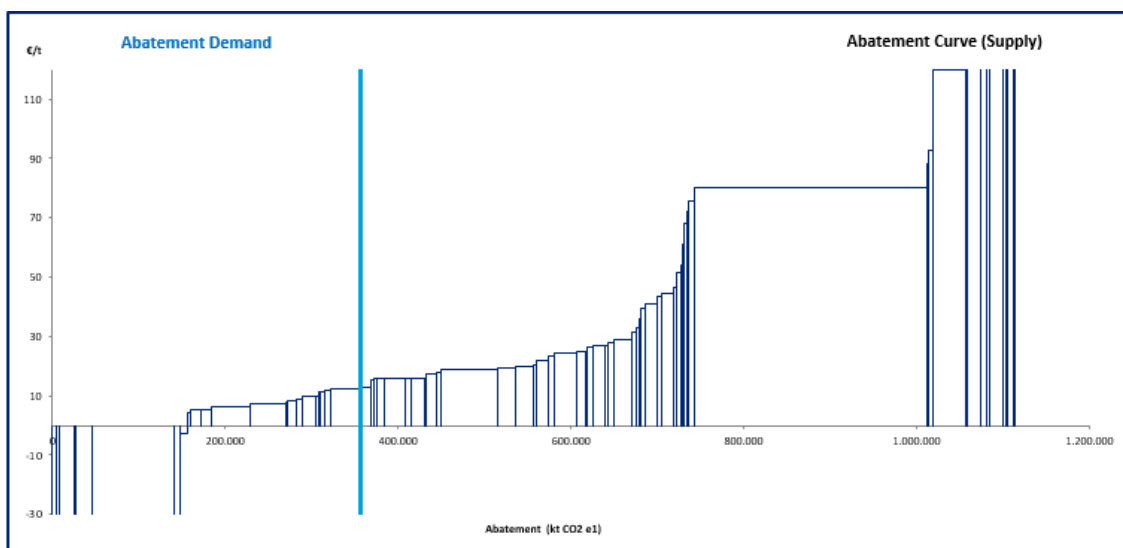


Figura 34: Curva de abatimiento del Escenario 2 con penalización a las centrales de carbón y de gas

xvi) Escenario 5: Reparto del hueco fósil: **20% carbón, 80% gas**

Escenario 5	
CAP	1.556.933 kt CO ₂
Necesidades de abatimiento	277.979 kt CO ₂
Precio CO₂	7,15 €/tCO ₂
Precio electricidad	49,81 €/MWh

Tabla 32: Resultados simulación Escenario 5 con penalización a las centrales de carbón y de gas

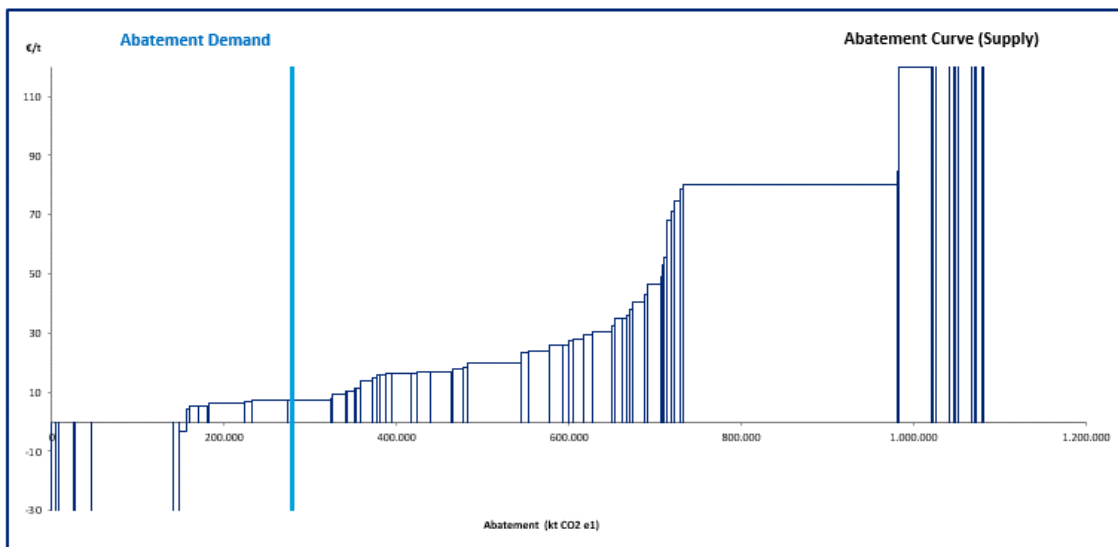


Figura 35: Curva de abatimiento del Escenario 5 con penalización a las centrales de carbón y de gas

CAMBIO EN LA ORDEN DE MÉRITO

La herramienta permite obtener el coste de sustitución entre diferentes tecnologías (carbón, gas y solar fotovoltaica), como resultado del precio de CO₂ que incorporan a su estructura de costes, para ambas situaciones:

- CoS (Cost of Service): coste en servicio de una tecnología, sin considerar costes de inversión.
- LCOE (Levelized Cost of Energy): para nueva instalación de una tecnología.

El LCOE es una de las principales métricas que utiliza la industria para estimar el coste de la electricidad producida por un generador. Se calcula mediante la contabilización de todos los costes esperados de un sistema (incluyendo construcción, financiamiento, combustible, mantenimiento, impuestos, seguros e incentivos), que posteriormente son divididos por la energía que se espera generar a lo largo de su vida útil.

Al realizar estimaciones de LCOE, las empresas eléctrica deben considerar los efectos de la inflación sobre el mantenimiento futuro de la planta, y debe estimar el precio del combustible para la planta décadas en el futuro. A medida que aumentan estos costes, se transmiten al contribuyente. Una planta de energía renovable, inicialmente tiene costes de inversión más elevados que las plantas de generación con combustible fósil; sin embargo, las centrales de generación con energía renovable, tienen costes de mantenimiento muy bajos, y carecen de coste de combustible, a lo largo de su vida útil (aproximadamente 20-30 años).

Sin embargo, las estimaciones LCOE para generación convencional de energía dependen de estimaciones de costes de combustible muy inciertas. Estas incertidumbres también deben tenerse en cuenta en las comparaciones LCOE entre diferentes tecnologías.

Como herramienta financiera, LCOE es muy valiosa para la comparación de diversas opciones de generación. Un LCOE relativamente bajo significa que la electricidad se produce a un bajo coste, con mayores rendimientos probables para el inversionista. Si el coste de una tecnología renovable es tan bajo como los costos tradicionales actuales, se dice que ha alcanzado la "Grid Parity"¹¹.

Se ha realizado un modelo económico de un proyecto con las tecnologías: carbón, CCGT y solar fotovoltaica según sus costes en servicio, costes de inversión, vida útil y precio de las emisiones, anteriormente definidos. El análisis recaba información del simulador en cuanto a los parámetros anteriores, y devuelve los costes de *switching* entre tecnologías obtenidos.

De estos proyectos se analiza el precio de electricidad (LCOE), retribución necesaria para que el proyecto alcance un VAN = 0, lo que permite obtener el precio de *switching* entre tecnologías, es decir, de acuerdo al precio de mercado de CO₂ qué opción alcanzaría una mayor rentabilidad, situando así las tecnologías por orden de rentabilidad para un determinado precio de CO₂ obtenido según las hipótesis introducidas en el modelo.

En la Tabla 33 se muestra la comparativa del CoS, LCOE para distintas tecnologías expresado en precio de emisiones (€/tCO₂ – eje de abscisas) y precio de electricidad (€/MWh – eje de

¹¹ <http://www.renewable-energy-advisors.com/learn-more-2/levelized-cost-of-electricity/>

ordenadas), como ejemplo de cálculo resultante de una de las pruebas realizadas con el simulador.

Cambio en la orden de mérito		€/tCO ₂	€/MWh
CoS	Carbón vs Ciclo Combinado	47,0	68,18
CoS vs LCOE	Carbón vs Ciclo Combinado	91,0	106,22
LCOE vs LCOE	Solar PV vs Ciclo Combinado	123,0	119,35
LCOE vs CoS	Solar PV vs Ciclo combinado	173,0	119,35

Tabla 33: Comparativa entre CoS y LCOE para el carbón, ciclo combinado y solar PV

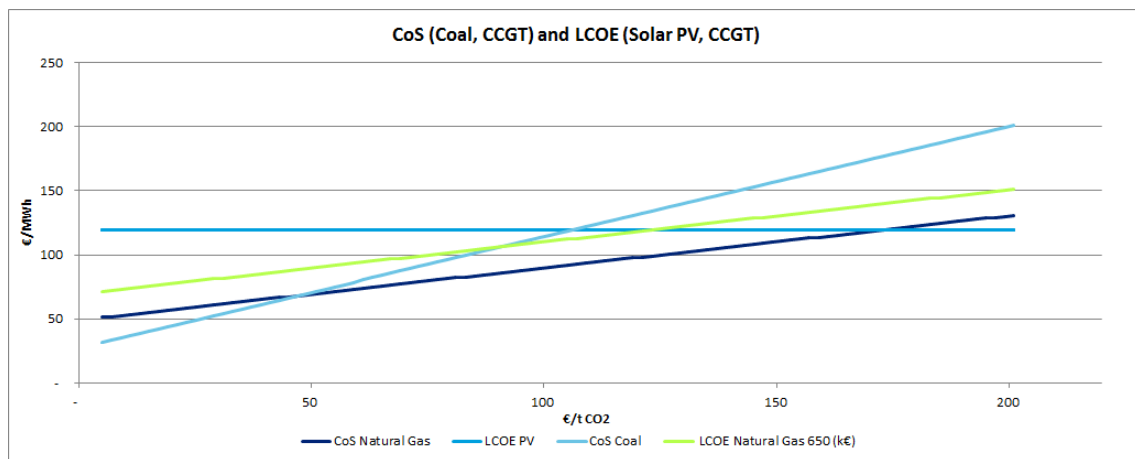


Figura 36: Comparativa entre CoS y LCOE de carbón, ciclo combinado y solar PV

CARBON FLOOR A LAS CENTRALES DE CARBÓN 40 €/tCO₂

Al introducir un precio mínimo del carbón únicamente a las centrales de carbón (40 €/tCO₂) provoca que para precios menores de 23 €/tCO₂ y menores de 58 €/MWh, se modifique el orden de mérito, siendo más rentable la generación de electricidad con centrales de Ciclo Combinado que con carbón tal como muestra la Tabla 34 y la Figura 37.

Cambio en la orden de mérito		€/tCO ₂	€/MWh
CoS	Carbón vs Ciclo Combinado	23,0	58,18
CoS vs LCOE	Carbón vs Ciclo Combinado	91,0	106,22
LCOE vs LCOE	Solar PV vs Ciclo Combinado	123,0	119,35
LCOE vs CoS	Solar PV vs Ciclo combinado	173,0	119,35

Tabla 34: Comparativa entre CoS y LCOE para el carbón, ciclo combinado y solar PV con carbon floor en las centrales de carbón

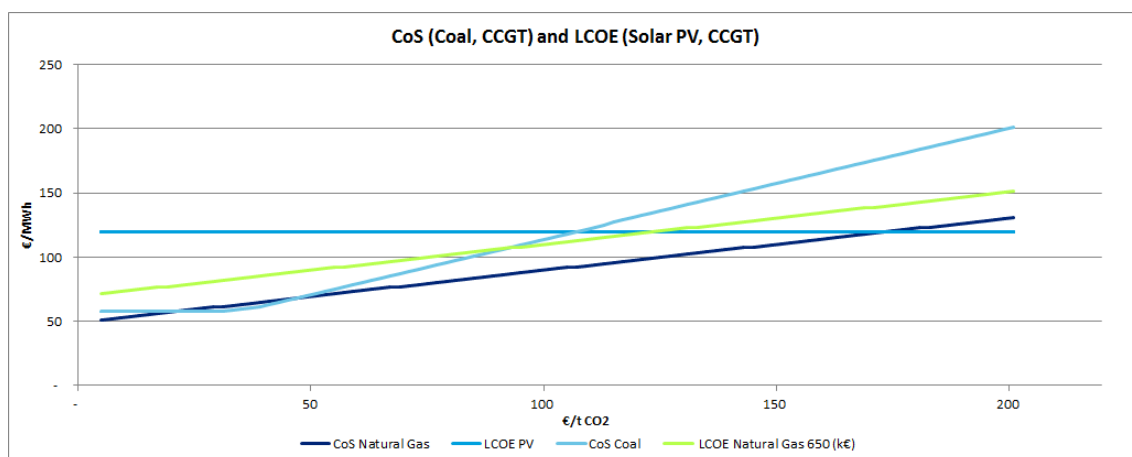


Figura 37: Comparativa entre CoS y LCOE de carbón, ciclo combinado y solar PV con carbon floor en las centrales de carbón

CARBON FLOOR A LAS CENTRALES DE CARBÓN Y GAS

Sin embargo, si se aplica un precio mínimo a las emisiones procedentes de centrales de carbón y de ciclo combinado, no se modifica la orden de mérito, siendo más rentable la generación con carbón hasta precios de 51 €/tCO₂ o 74,07€/MWh, así lo muestran la Tabla 35 y la Figura 38.

Cambio en la orden de mérito		€/tCO ₂	€/MWh
CoS	Carbón vs Ciclo Combinado	51,0	74,07
CoS vs LCOE	Carbón vs Ciclo Combinado	95,0	112,10
LCOE vs LCOE	Solar PV vs Ciclo Combinado	111,0	119,35
LCOE vs CoS	Solar PV vs Ciclo combinado	163,0	119,35

Tabla 35: Comparativa entre CoS y LCOE para el carbón, ciclo combinado y solar PV con carbon floor en las centrales de carbón y CCGT

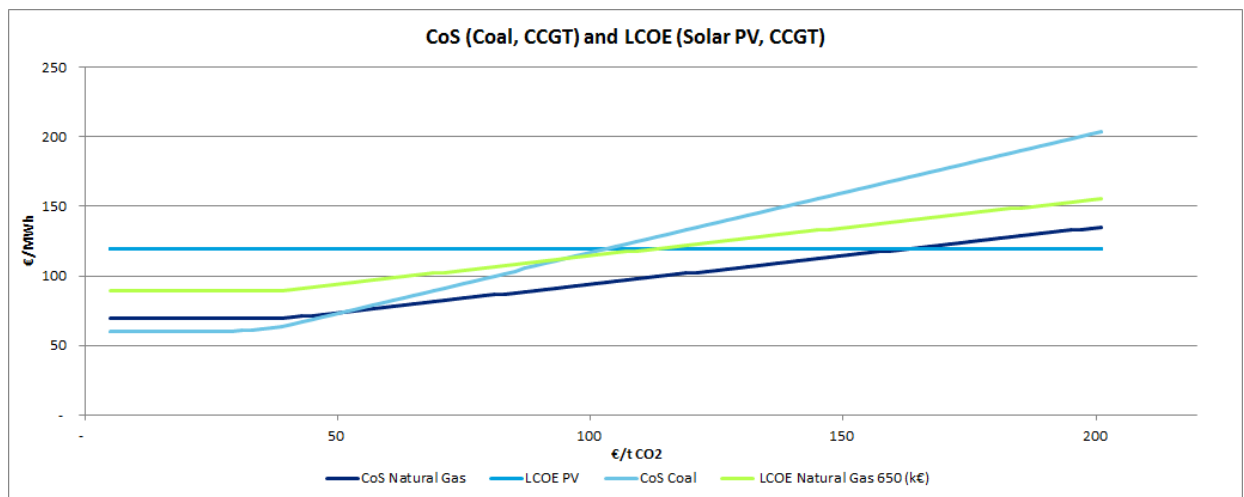


Figura 38: Comparativa entre CoS y LCOE de carbón, ciclo combinado y solar PV con carbon floor en las centrales de carbón y CCGT

CAPÍTULO 5.- CONCLUSIONES

Este capítulo recoge conclusiones sobre la metodología utilizada y cómo se comporta la curva de abatimiento. También se van a explicar las conclusiones de los escenarios base simulados, así como las conclusiones de introducir los sectores difusos, precio mínimo de carbón a las centrales de generación con carbón y a las de carbón y gas.

Por otro lado, se va a explicar el impacto económico procedente de la implantación del sistema ETS y los cambios que se producen en la orden de mérito al introducir la penalización del *Carbon Floor*.

En este capítulo se explica la viabilidad del sistema ETS y su contribución a la descarbonización de la economía, como así lo busca la Comisión Europea, mediante el apoyo a proyectos de integración de energías renovables y eficiencia energética. La viabilidad de un sistema gobernado casi en su totalidad por fuentes renovables está respaldado por varias experiencias reales que ya han tenido lugar:

- Portugal: desde las 06h45 del sábado 7 de mayo y hasta las 17h45 del miércoles 11, en total 107 horas según datos oficiales del gobierno, el país cubrió el total de todas sus necesidades eléctricas mediante energía renovable. El país se alimentó exclusivamente de energía eólica, hidroeléctrica y solar.
Este hito empodera la ambición para conseguir un mecanismo energético libre de emisiones.
- Dinamarca – julio 2015, demanda cubierta durante varias horas al 116% con energía renovable.
- Alemania – mayo 2015, demanda energética cubierta al 87% con energía renovable.
- El Hierro y Costa Rica se mantienen con generación renovable al 100%.

CONCLUSIONES SOBRE LA METODOLOGÍA

En un sistema eléctrico, sin restricciones estructurales en la red, se permite que la energía fluya libremente. Esto implica que la energía procedente de tecnologías más baratas sea casada antes en el mercado eléctrico en cualquier localización, sin tener en cuenta el lugar donde ha sido generada, abaratando así el precio de electricidad en el mercado mayorista.

Actualmente, los costes correspondientes a la energía renovable son los menores del mercado eléctrico (Tabla 11), por lo tanto, el sistema sin restricciones que plantea la ENTSO-E facilita la distribución de energía renovable entre los países, a la vez que se obtiene un precio de electricidad menor.

Por otro lado, al bajar el precio de la electricidad, los inversores no son atraídos por proyectos de energía renovable. Esto es debido a que el coste de inversión de estas tecnologías es más elevado (Tabla 10), lo que dificulta su amortización.

Por ello, para cumplir con los objetivos del Horizonte 20/20 y el CAP 2030, es necesario que el precio de derechos de emisión de CO₂ aumente, comportándose en cierto modo como una prima que se otorga a los proyectos de energía renovable y, de esta forma la inversión en proyectos de RES pasará a ser rentable.

En definitiva, según el comportamiento actual del mercado eléctrico europeo, para que aumente la producción con energía renovable, el precio de CO₂ ha de aumentar.

El precio de las emisiones de CO₂ se calcula como:

$$\begin{aligned} \text{Precio } CO_2 (\text{€/CO}_2) &= \\ &= \frac{\text{Coste inversión} - \text{precio electricidad} (\text{€/MWh}) \cdot \text{electricidad vendida (MWh)}}{\text{Emisiones evitadas (t de CO}_2)} \end{aligned}$$

Para explicar los resultados de los escenarios simulados, es necesario analizar los siguientes factores debidos al cálculo del precio de CO₂:

- Si el precio de electricidad aumenta, al estar en el numerador restando, el precio de CO₂ disminuye.
- Al disminuir las necesidades de abatimiento, la curva de demanda de CO₂ se desplaza hacia la izquierda, por lo que el precio de CO₂ baja como muestra la Figura 39.

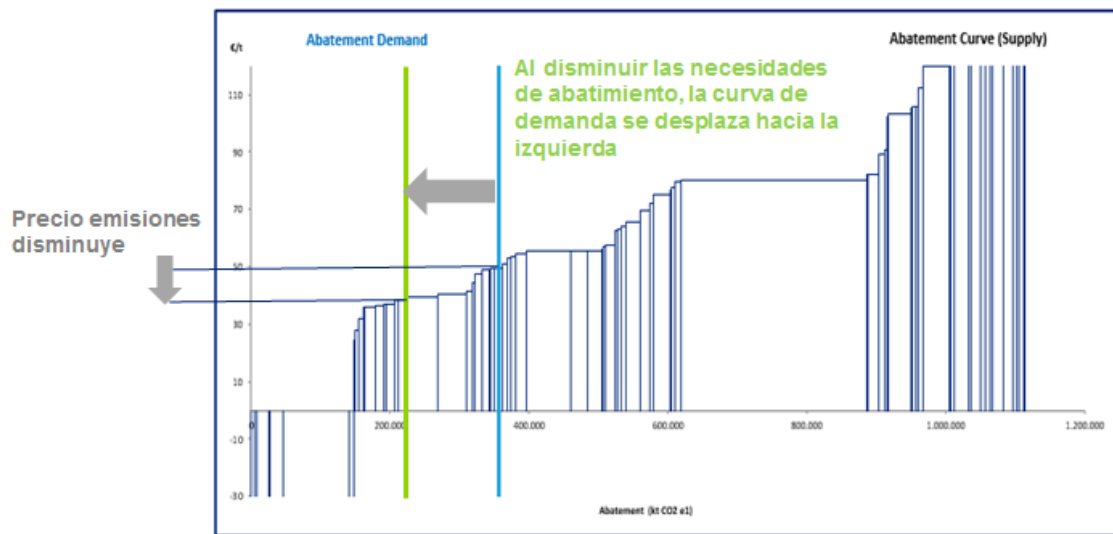


Figura 39: Al disminuir las necesidades de abatimiento, el precio de CO₂ disminuye

- Por otro lado, al estar las necesidades de abatimiento en el denominador de la fórmula que calcula el precio de CO₂, podría esperarse al disminuir las necesidades de abatimiento, el precio de CO₂ aumentase. Sin embargo, en este caso, se impone el criterio anterior y al disminuir las necesidades de abatimiento, el precio de CO₂ también disminuye.

La Figura 40 muestra la evolución que seguirían el precio de CO₂ y el precio de electricidad al disminuir las necesidades de abatimiento en el escenario 4.

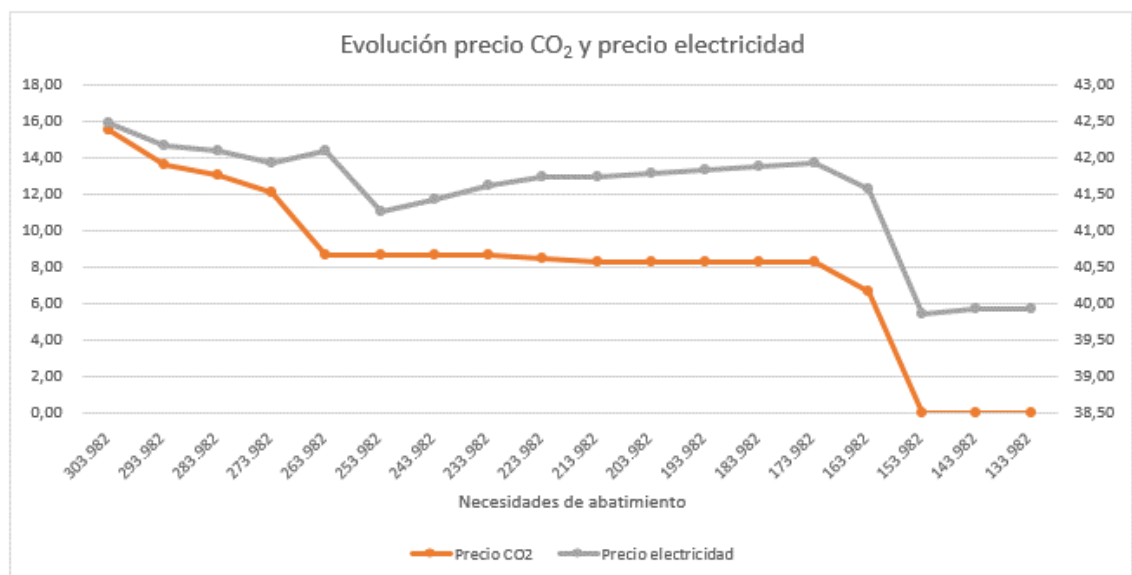


Figura 40: Evolución del precio de CO₂ y precio de electricidad al disminuir las necesidades de abatimiento

- En los escenarios en los que se parte de una situación con más gas, existe menos potencial de gas que sirve para abatir, por lo que las soluciones de gas en la curva de abatimiento, son “cajas” más caras. Al mismo tiempo, hay menos carbón generando, por lo que hay menos necesidades de abatimiento.

CONCLUSIONES SOBRE LOS RESULTADOS

En las simulaciones realizadas, se han obtenido los siguientes precios de CO₂ (€/tCO₂) y precios de electricidad para el año 2030:

Precios estimados para los distintos escenarios		
	Precio CO ₂ (€/tCO ₂)	Precio electricidad (€/MWh)
S1: 100% Carbón - 0% Gas	17,66	41,74
S2: 80% Carbón - 20% Gas	17,60	42,16
S3: 60% Carbón - 40 % Gas	16,62	42,46
S4: 40% Carbón - 60% Gas	15,50	42,46
S5: 20% Carbón - 80% Gas	13,03	42,17
S6: 0% Carbón - 100% Gas	8,75	41,16

Tabla 36: Precios de CO₂ y electricidad para cada escenario simulado

Los resultados obtenidos en la simulación están representados en la Figura 41.

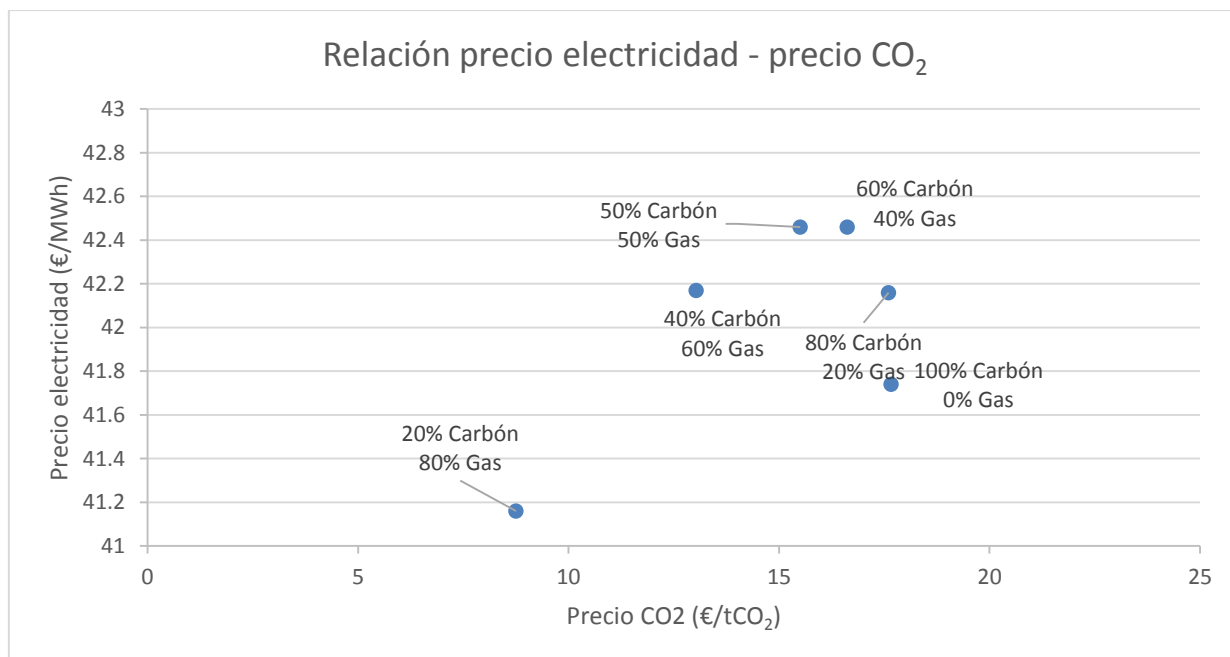


Figura 41: Relación entre el precio de electricidad (€/MWh) y el precio de CO₂ (€/tCO₂)

Los beneficios para cada escenario se calcula como:

$$\text{Beneficio (M€)} = \frac{\text{Generación (MWh)} \cdot \text{Precio electricidad (€/MWh)} - \text{Emisiones abatidas (tCO}_2) \cdot \text{Precio CO}_2 \text{ (€/CO}_2)}{1.000.000}$$

En la fórmula anterior no se tienen en cuenta los costes de inversión ni los costes variables ya que son fijos para cada tecnología, por lo tanto a la hora de comparar resultados se comportan como una constante. Los beneficios para cada tecnología y país se muestran en las siguientes figuras:

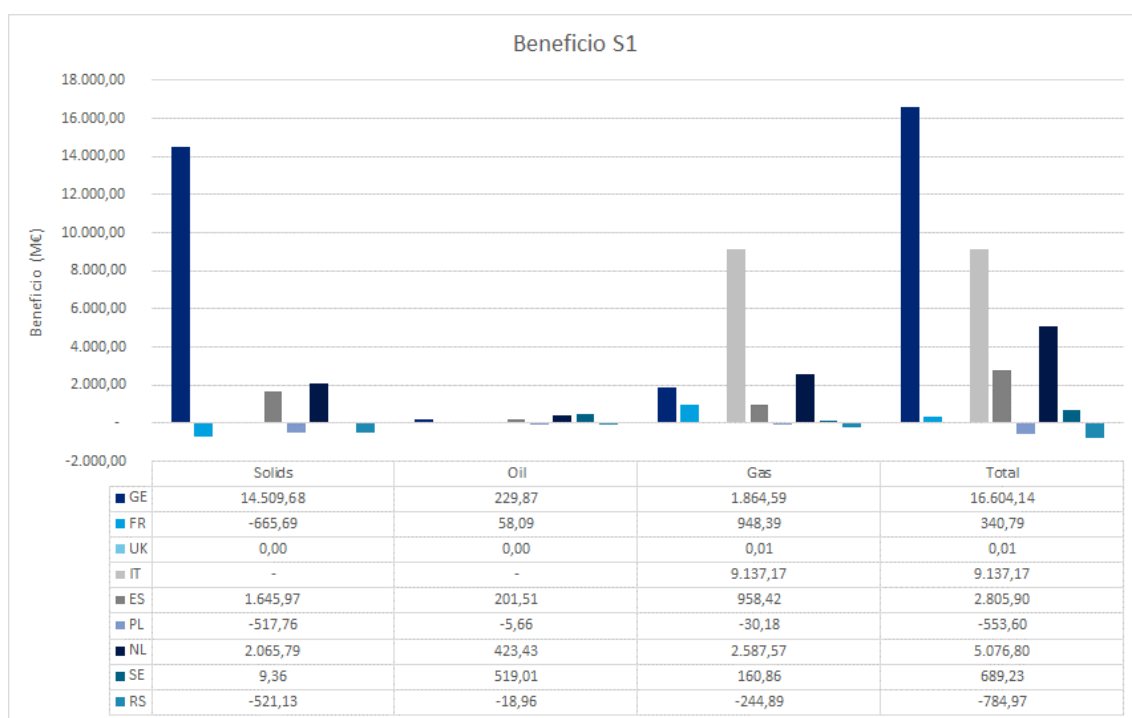


Figura 42: Beneficio en M€ para el escenario 1 por país y tecnología

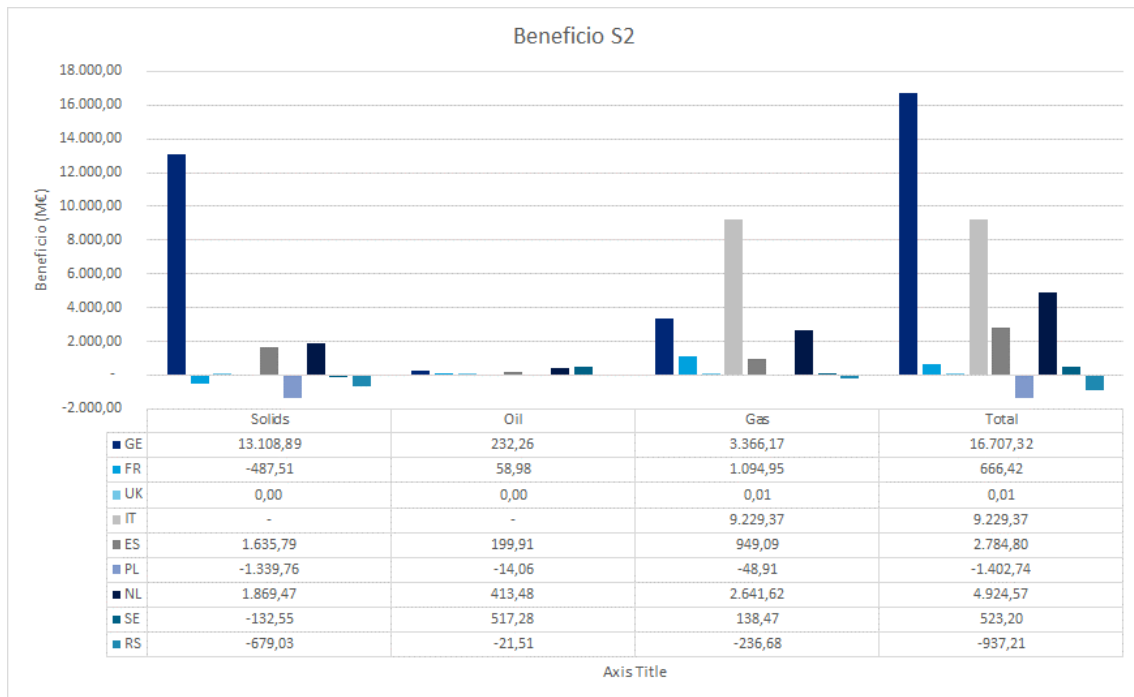


Figura 43: Beneficio en M€ para el escenario 2 por país y tecnología

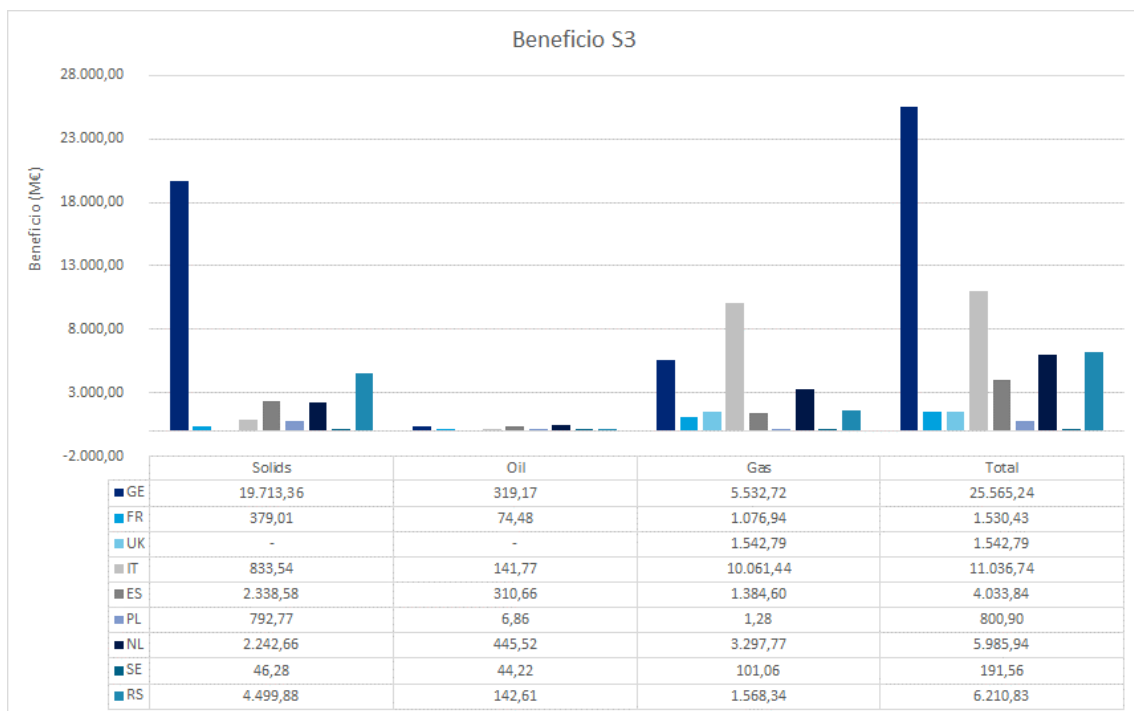


Figura 44: Beneficio en M€ para el escenario 3 por país y tecnología

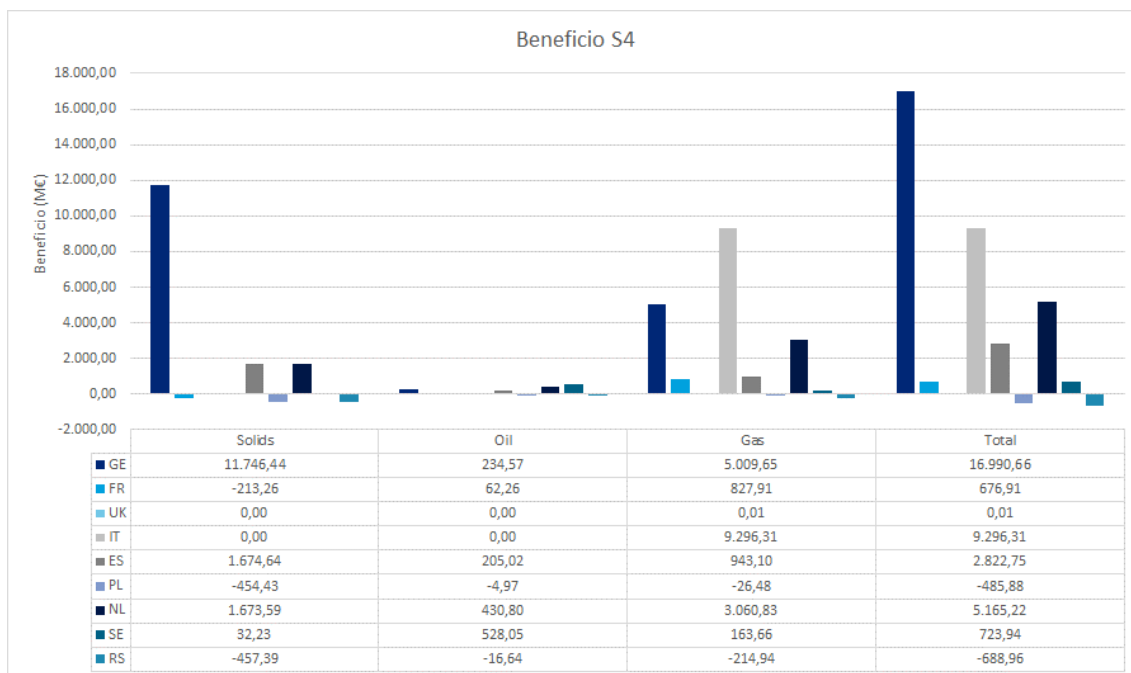


Figura 45: Beneficio en M€ para el escenario 4 por país y tecnología

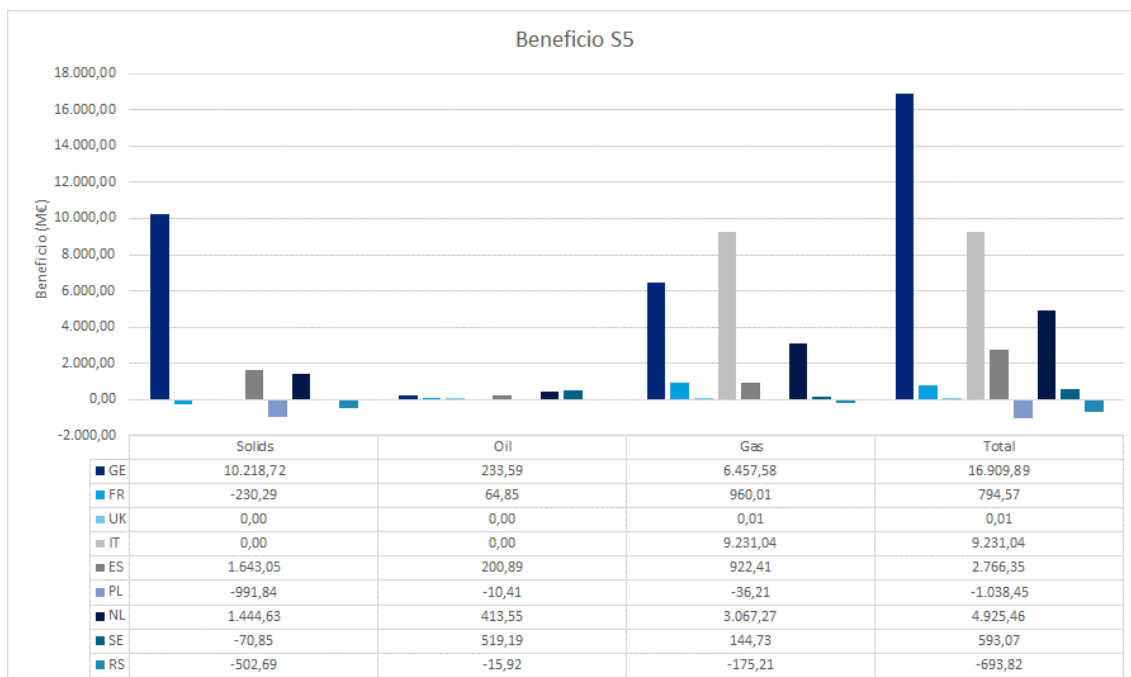


Figura 46: Beneficio en M€ para el escenario 5 por país y tecnología

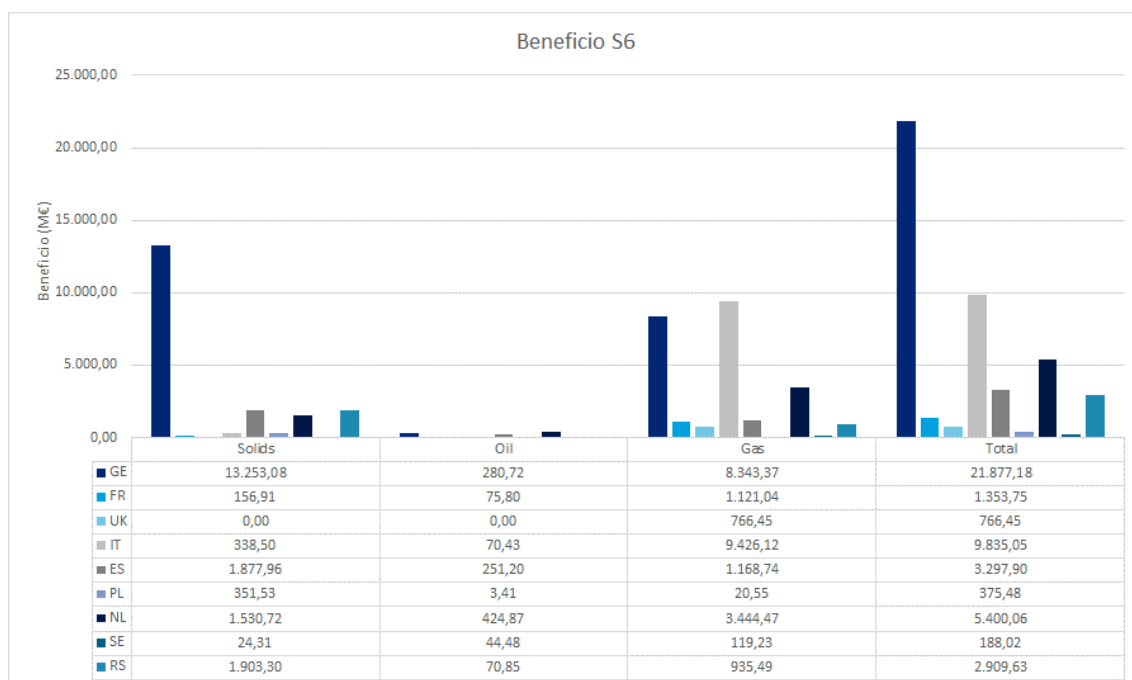


Figura 47: Beneficio en M€ para el escenario 6 por país y tecnología

La Tabla 37 muestra los beneficios para cada escenario por tecnología. Los beneficios mayores por orden decreciente son obtenidos por los siguientes escenarios:

- Escenario 3 (60% Carbón – 40% Gas)
- Escenario 6 (0% Carbón – 100% Gas)
- Escenario 4 (40% Carbón – 60% Gas)

Estos resultados tienen coherencia con los mostrados en la Figura 41, puesto que los escenarios que se encuentran en el cuadrante superior derecho son los que aportarán mayor beneficio a las empresas eléctricas en el año 2030. En un escenario como el que plantea la ENTSO-E, sin restricciones estructurales de red, en el que habrá un mercado eléctrico único y, por lo tanto, los países de la Unión Europea tendrán un precio único de electricidad, las empresas eléctricas estarían interesadas en que la generación se cubra con una proporción del hueco fósil de 60% carbón - 40% gas.

	Carbon (M€)	Oil (M€)	Gas (M€)	Total (M€)
S1	16.526,23	1.407,30	15.381,94	33.315,47
S2	13.975,31	1.386,34	17.134,08	32.495,74
S3	30.846,07	1.485,28	24.566,92	56.898,28
S4	14.001,82	1.439,12	19.060,04	34.500,97
S5	11.510,74	1.405,75	20.571,64	33.488,13
S6	19.436,32	1.221,75	25.345,46	46.003,53

Tabla 37: Beneficio en M€ de cada escenario

La Figura 48 muestra el beneficio de cada escenario en millones de euros, indicando la aportación de cada tecnología al mismo.

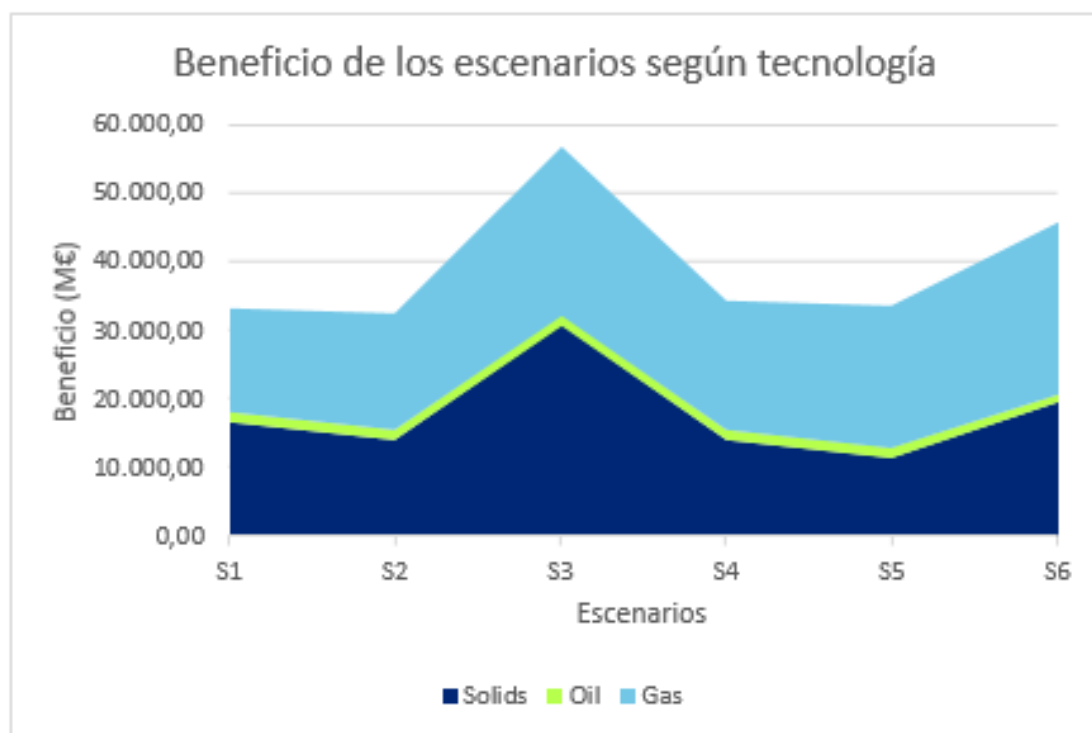


Figura 48: Evolución del beneficio en M€ para cada escenario

EVOLUCIÓN DEL PRECIO DIARIO DE ELECTRICIDAD

El precio medio del mercado diario de electricidad en España (2011-2016) ha seguido la evolución mostrada en la Figura 49 según datos del Omie. En la misma figura, se muestra el precio de electricidad que existirá en 2030 en Europa según los resultados obtenidos.

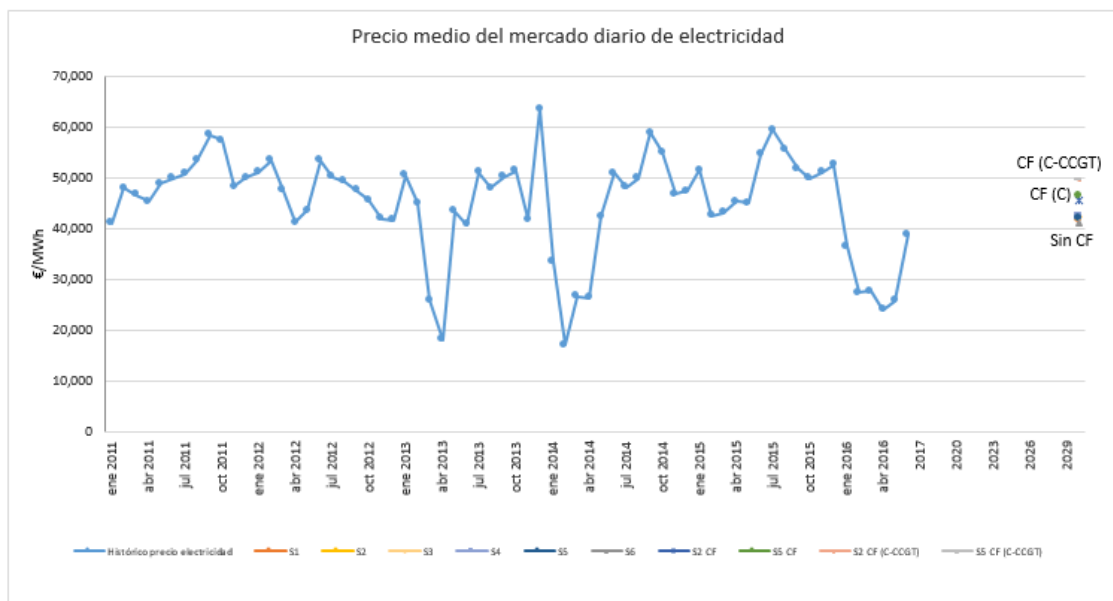


Figura 49: Evolución del precio medio del mercado diario de electricidad

En la Figura 49 se muestra la evolución del precio de electricidad en España (con restricciones estructurales de red) y la estimación que se ha realizado para el año 2030, año en el que Europa se comportará prácticamente como nodo único.

El precio medio de electricidad no va a experimentar un gran cambio al introducir el mecanismo ETS, incluso si se introduce la penalización al carbón mediante *Carbon Floor*.

CASOS DE ESTUDIO TENIENDO EN CUENTA LOS SECTORES NO ETS

La incorporación de los sectores difusos en la simulación ha modificado notablemente el precio de emisiones de CO₂. Esto se debe a que las necesidades de abatimiento casi se ha triplicado en todos los escenarios. Para combatir el aumento de las necesidades de abatimiento, se han introducido medidas de abatimiento que han incrementado el precio de CO₂.

La Figura 50 muestra cómo al aumentar las necesidades de abatimiento, la curva de la demanda se ha desplazado hacia la derecha en la curva de abatimiento lo que ha encarecido el precio de las emisiones de CO₂.

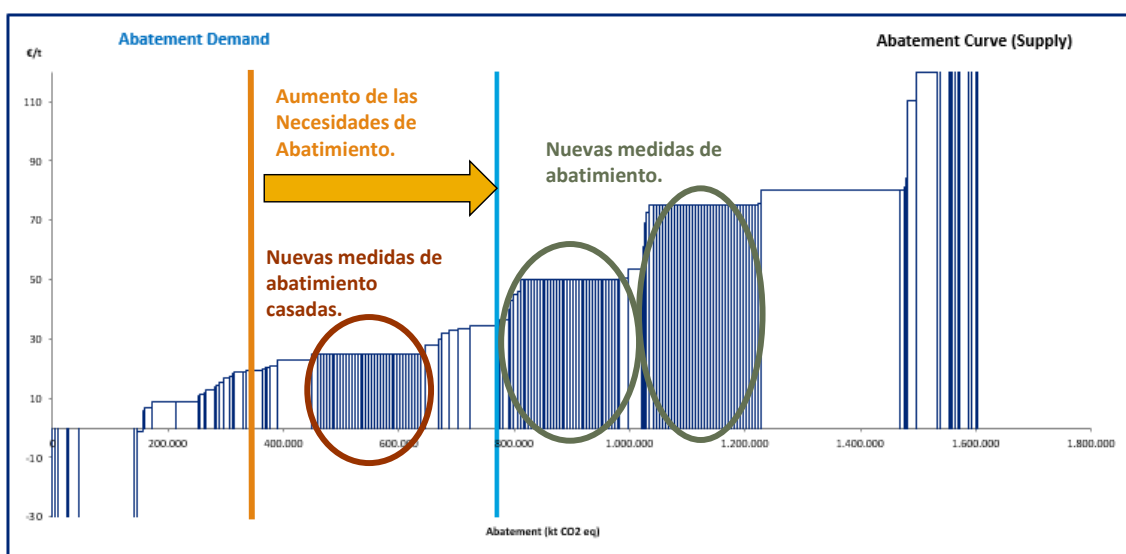


Figura 50: Nuevas medidas de abatimiento para los sectores difusos

Al introducir los sectores No ETS en la simulación, las necesidades de abatimiento aumentan como muestra la Figura 51.

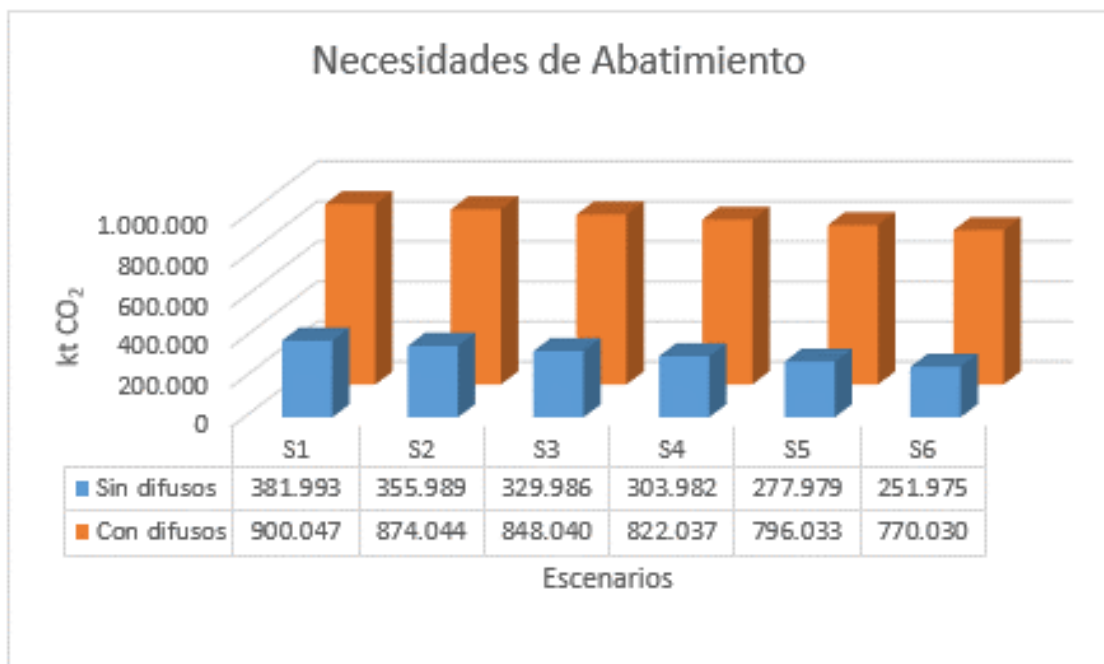


Figura 51: Aumento de las necesidades de abatimiento al introducir los sectores No ETS

El precio de CO₂ aumenta como muestra la Figura 52:

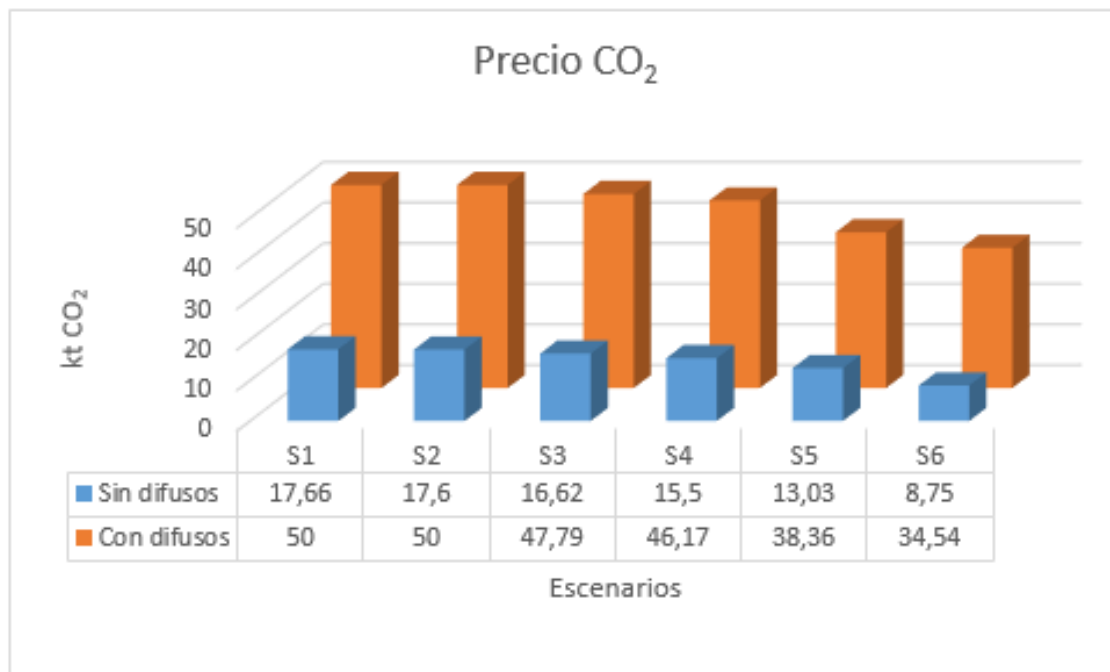


Figura 52: Aumento del precio de emisiones de CO₂ al introducir los sectores No ETS

En cambio, el precio de la electricidad, al introducir los sectores No ETS aumenta entre 1,23% para el escenario 6 y un 2,98% en el escenario 5, como muestra la Figura 53.

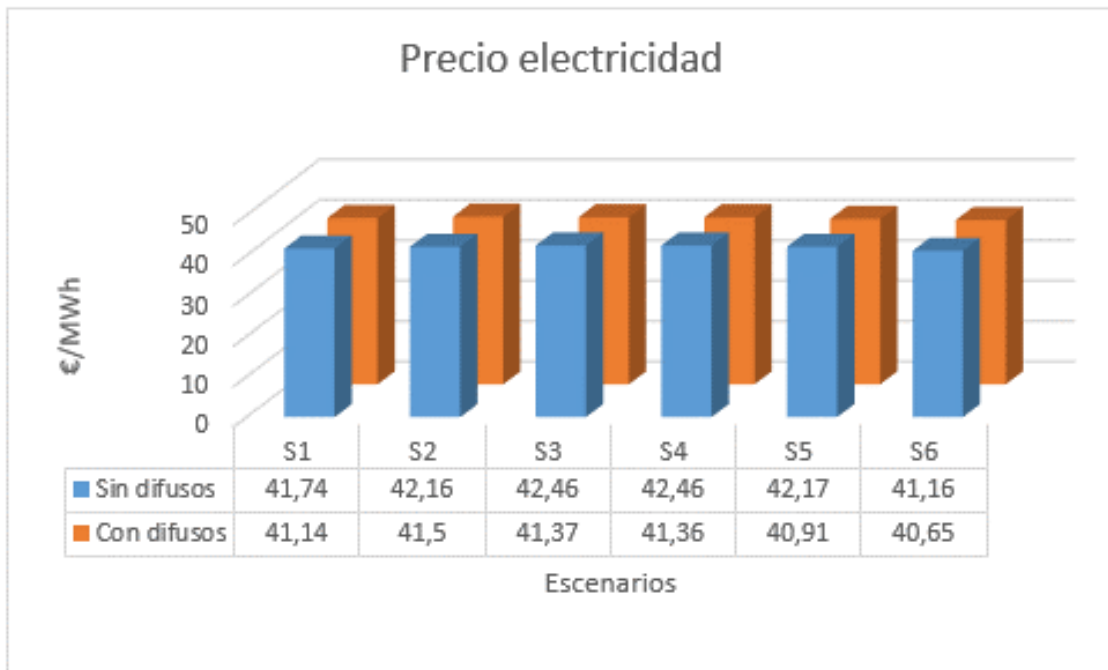


Figura 53: Variación del precio de electricidad al introducir los sectores No ETS

PRECIO MÍNIMO DE CO₂ APLICADO A LAS CENTRALES DE CARBÓN

Aplicar un precio mínimo del carbón únicamente a las centrales de carbón (40 €/tCO₂) provoca que para precios menores de 23 €/tCO₂ y menores de 58 €/MWh, se modifique el orden de mérito, siendo más rentable la generación de electricidad con centrales de Ciclo Combinado que con carbón.

La Tabla 38 muestra qué tecnología marca el precio del mercado eléctrico según los intervalos de precio de electricidad y precio de emisiones de CO₂.

Tecnología	Precio electricidad (€/MWh)	Precio emisiones (€/tCO ₂)
Gas	<58	<23
Carbón	58 - 68,18	23 – 47
Gas	68,18 – 173	47 – 119,35
Solar PV	>173	>119,35

Tabla 38: Tecnología que marcan el precio según intervalos de precio de electricidad y precio de emisiones

El primer intervalo en el que el gas se impone a la generación con carbón, actúa como una penalización a las centrales que utilizan carbón como combustible, provocando un cambio en la orden de mérito respecto al caso en el que no se impone el precio mínimo (Figura 36).

La implementación del Carbon Floor de 40 €/tCO₂ a las centrales de carbón modifica el precio de electricidad (€/MWh) y el precio de emisiones de CO₂ (€/tCO₂) según se muestra en la Tabla 39:

Tecnología	Precio electricidad (€/MWh)	Precio emisiones (€/tCO ₂)
S2 Sin Carbon Floor	42,16	17,60
S2 Con Carbon Floor en centrales de Carbón	45,62	13,76
S5 Sin Carbon Floor	42,17	13,03
S5 Con Carbon Floor en centrales de Carbón	46,49	9,10

Tabla 39: Comparativa de precios al introducir Precio mínimo de 40€/tCO₂ a las centrales de carbón

Sin embargo, ocasiona para la generación con carbón un sobrecoste de 4.246,69 M€ en el escenario 2 y de 4.644,82 M€ en el escenario 5 (tal como se muestra en Tabla 40:

	S2		S5	
	Emisiones abatidas (ktCO ₂)	Sobrecoste por <i>Carbon Floor</i> (M€)	Emisiones abatidas (ktCO ₂)	Sobrecoste por <i>Carbon Floor</i> (M€)
GE	39.016,38	873,97	39.016,38	1.052,27
FR	26.749,23	599,18	26.749,23	721,43
UK	-	0,00	0	0,00
IT	-	0,00	0	0,00
ES	1.521,56	34,08	1.521,56	41,04
PL	76.115,36	1.704,98	76.115,36	2.052,83
NL	-	0,00	0	0,00
SE	7.604,76	170,35	7.604,76	205,10
RS	38.577,04	864,13	38.577,04	1.040,42
TOTAL		4.246,69		5.113,09

Tabla 40: Sobrecoste debido al *Carbon Floor* a las centrales de carbón

En ambos escenarios se abaten la misma cantidad de emisiones de CO₂ en 2030 por las centrales de carbón. Sin embargo la penalización que estas centrales sufren en cada uno es distintas.

- Escenario 2: 40 €/tCO₂ -17,60 €/tCO₂
- Escenario 5: 40 €/tCO₂ -13,03 €/tCO₂

Por lo tanto, en el escenario 5, a pesar de tener una proporción inicial menor de carbón en el hueco fósil (escenario 5: 20% carbón – 80 % gas frente a escenario 2: 80% carbón – 20 % gas), la penalización que sufre es mayor.

Por otra parte, la imposición de generación de carbón supone un beneficio al resto de centrales ya que el precio de electricidad aumenta.

	S2		S5	
	Generación GWh	Beneficio por Carbon Floor (M€)	Generación GWh	Beneficio por Carbon Floor (M€)
GE	600.867,85	2.466,45	582.750,80	2.515,54
FR	582.306,26	2.390,26	556.938,19	2.404,12
UK	398.616,58	1.636,25	364.766,86	1.574,58
IT	300.735,16	1.234,46	300.735,16	1.298,17
ES	298.207,84	1.224,09	298.207,84	1.287,26
PL	135.029,57	554,27	135.029,57	582,88
NL	118.861,68	487,90	105.572,92	455,72
SE	170.866,82	701,38	170.866,82	737,58
RS	1.311.621,57	5.347,18	1.306.983,53	5.641,82
TOTAL		16.042,24		16.497,67

Tabla 41: Beneficio de las centrales eléctricas por la implantación del Carbon Floor a las centrales de carbón

El balance final de las centrales de carbón al aplicar un Carbon Floor de 40€/tCO₂ es el mostrado en la Tabla 42:

	S2			S5		
	Penalización debida al Carbon Floor (M€)	Ingreso debido al Carbon Floor (M€)	Balance final debido al Carbon Floor (M€)	Penalización debida al Carbon Floor (M€)	Ingreso debido al Carbon Floor (M€)	Balance final debido al Carbon Floor (M€)
GE	-873,97	1.343,22	469,25	-1.052,27	1.098,16	45,89
FR	-599,18	32,64	-566,54	-721,43	-55,13	-776,55
UK	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0,00
IT	0,00	228,47	228,47	0,00	196,40	196,40
ES	-34,08	182,02	147,94	-41,04	147,89	106,85
PL	-1.704,98	217,30	-1.487,69	-2.052,83	203,96	-1.848,87
NL	0,00	116,90	116,90	0,00	107,53	107,53
SE	-170,35	-1,55	-171,89	-205,10	-26,01	-231,11
RS	-864,13	1.233,42	369,30	-1.040,42	1.104,32	63,89
TOTAL	-4.246,69	3.352,43	-894,26	-5.113,09	2.777,13	-2.335,96

Tabla 42: Balance final de las centrales de carbón cuando se les aplica Carbon Floor

PRECIO MÍNIMO DE CO₂ APLICADO A LAS CENTRALES DE CARBÓN Y CICLO COMBINADO

Aplicar un precio mínimo del carbón tanto a las centrales de carbón como a las centrales de generación de Ciclo Combinado (40 €/tCO₂) mantiene la misma orden de mérito. Siendo más rentable la generación con carbón que con gas para precios menores de 51 €/tCO₂ y menores de 74,07 €/MWh.

La Tabla 43 muestra qué tecnología marca el precio del mercado eléctrico según los intervalos de precio de electricidad y precio de emisiones de CO₂.

Tecnología	Precio electricidad (€/MWh)	Precio emisiones (€/tCO ₂)
Carbón	< 74,07	< 51
Gas	74,07 – 119,35	51 – 163
Solar PV	>119,35	>163

Tabla 43: Tecnología que marcan el precio según intervalos de precio de electricidad y precio de emisiones

La implementación del *Carbon Floor* de 40 €/tCO₂ tanto a las centrales de carbón como a las centrales de gas modifica el precio de electricidad (€/MWh) y el precio de emisiones de CO₂ (€/tCO₂) según se muestra en la Tabla 44:

Tecnología	Precio electricidad (€/MWh)	Precio emisiones (€/tCO ₂)
S2 Sin Carbon Floor	42,16	17,60
S2 Con Carbon Floor en centrales de Carbón y CCGT	49,53	12,90
S5 Sin Carbon Floor	42,17	13,03
S5 Con Carbon Floor en centrales de Carbón y CCGT	49,81	7,15

Tabla 44: Comparativa de precios al introducir Precio mínimo de 40€/tCO₂ a las centrales de carbón y Ciclo Combinado

En este caso, se genera un sobrecoste para las centrales de carbón y gas como se muestra en la Tabla 45:

	S2				S5			
	Centrales carbón		Centrales gas		Centrales carbón		Centrales gas	
	Emisiones abatidas (ktCO ₂)	Sobrecoste (M€)	Emisiones abatidas (ktCO ₂)	Sobrecoste (M€)	Emisiones abatidas (ktCO ₂)	Sobrecoste (M€)	Emisiones abatidas (ktCO ₂)	Sobrecoste (M€)
GE	39.016,38	873,97	282,48	6,33	39.016,38	1.052,27	282,48	7,62
FR	26.749,23	599,18	1.281,56	28,71	26.749,23	721,43	1.281,56	34,56
UK	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00
IT	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00
ES	1.521,56	34,08	206,28	4,62	1.521,56	41,04	206,28	5,56
PL	76.115,36	1.704,98	799,46	17,91	76.115,36	2.052,83	799,46	21,56
NL	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00
SE	7.604,76	170,35	395,96	8,87	7.604,76	205,10	395,96	10,68
RS	38.577,04	864,13	1.222,68	27,39	38.577,04	1.040,42	1.222,68	32,98
TOTAL		4.246,69		93,82	39.016,38	1.052,27		112,96

Tabla 45: Sobrecoste debido al *Carbon Floor* a las centrales de carbón y CCGT

En ambos escenarios se abaten la misma cantidad de emisiones de CO₂ en 2030 por las centrales de carbón. Sin embargo la penalización que estas centrales sufren en cada uno es distintas.

- Escenario 2: 40 €/tCO₂ -17,60 €/tCO₂
- Escenario 5: 40 €/tCO₂ -13,03 €/tCO₂

Por otra parte, la imposición de un precio mínimo a las emisiones procedentes de generación con carbón y gas suponen un beneficio al resto de centrales ya que el precio de electricidad aumenta. La Tabla 46 muestra los beneficios que supone la imposición del *Carbon Floor* a los distintos países para los escenarios simulados (S2, S5).

	S2		S5	
	Generación GWh	Beneficio por <i>Carbon Floor</i> (M€)	Generación GWh	Beneficio por <i>Carbon Floor</i> (M€)
GE	585.037,31	2.525,41	582.750,80	2.515,54
FR	582.306,26	2.513,62	556.938,19	2.404,12
UK	398.616,58	1.720,70	364.766,86	1.574,58
IT	300.735,16	1.298,17	300.735,16	1.298,17
ES	298.207,84	1.287,26	293.614,82	1.267,44
PL	135.029,57	582,88	135.029,57	582,88
NL	118.861,68	513,09	105.572,92	455,72
SE	170.866,82	737,58	170.866,82	737,58
RS	1.311.621,57	5.661,84	1.306.983,53	5.641,82
TOTAL		16.840,55		16.477,85

Tabla 46: Beneficio de las centrales eléctricas por la implantación del *Carbon Floor* a las centrales de carbón y CCGT

El balance final de las centrales de carbón al aplicar el precio mínimo a las emisiones procedentes de centrales de generación con carbón y gas de 40€/tCO₂ para el escenario 2 se muestra en la Tabla 47 y para el escenario 5, en la Tabla 48.

S2						
	Centrales de Carbón			Centrales de Gas		
	Penalización debida al <i>Carbon Floor</i> (M€)	Ingreso debido al <i>Carbon Floor</i> (M€)	Balance final debido al <i>Carbon Floor</i> (M€)	Penalización debida al <i>Carbon Floor</i> (M€)	Ingreso debido al <i>Carbon Floor</i> (M€)	Balance final debido al <i>Carbon Floor</i> (M€)
GE	-873,97	1.412,54	538,58	-6,33	352,46	346,14
FR	-599,18	34,33	-564,85	-28,71	-5,99	-34,70
UK	0,00	0,00	0,00	0,00	945,00	945,00
IT	0,00	240,27	240,27	0,00	469,08	469,08
ES	-34,08	191,42	157,33	-4,62	270,48	265,86
PL	-1.704,98	228,51	-1.476,47	-17,91	0,78	-17,13
NL	0,00	122,93	122,93	0,00	232,69	232,69
SE	-170,35	-1,63	-171,97	-8,87	-1,95	-10,82
RS	-864,13	1.297,08	432,96	-27,39	960,65	933,26
TOTAL	-4.246,69	3.525,45	-721,24	-93,82	3.223,19	3.129,37

Tabla 47: Balance final de las centrales de carbón y CCGT cuando se les aplica *Carbon Floor* en el escenario 2

S5						
	Centrales de Carbón			Centrales de Gas		
	Penalización debida al <i>Carbon Floor</i> (M€)	Ingreso debido al <i>Carbon Floor</i> (M€)	Balance final debido al <i>Carbon Floor</i> (M€)	Penalización debida al <i>Carbon Floor</i> (M€)	Ingreso debido al <i>Carbon Floor</i> (M€)	Balance final debido al <i>Carbon Floor</i> (M€)
GE	-1.052,27	1.098,16	45,89	-7,62	666,85	659,23
FR	-721,43	-55,13	-776,55	-34,56	83,47	48,90
UK	0,00	0,00	0,00	0,00	945,00	945,00
IT	0,00	196,40	196,40	0,00	512,94	512,94
ES	-41,04	147,89	106,85	-5,56	314,00	308,44
PL	-2.052,83	203,96	-1.848,87	-21,56	25,33	3,77
NL	0,00	107,53	107,53	0,00	248,08	248,08
SE	-205,10	-26,01	-231,11	-10,68	22,43	11,75
RS	-1.040,42	1.104,32	63,89	-32,98	1.153,42	1.120,44
TOTAL	-5.113,09	2.777,13	-2.335,96	-112,96	3.971,51	3.858,55

Tabla 48: Balance final de las centrales de carbón y CCGT cuando se les aplica *Carbon Floor* en el escenario 5

RECOMENDACIONES PARA FUTUROS ESTUDIOS

Para complementar el estudio del impacto que la descarbonización puede tener en la economía, se recomienda:

- Actualización del modelo e hipótesis en función de futuros cambios regulatorios.
- Introducir el impacto que puede tener la cogeneración.
- Análisis del impacto del CAP en el año 2050

Para analizar el impacto que tendrá la reducción de las emisiones entre 80-95% en 2050 (respecto a niveles de 1990), es necesario la actualización de la Curva de Abatimiento para el nuevo horizonte temporal, del siguiente modo:

- Actualizar las medidas de eficiencia de los sectores ETS.
- Establecer las medidas de eficiencia para 2050 a partir de un estudio que relaciona el número de electrodomésticos, iluminación, calefacción... con el número de viviendas. Para ello se deberá estimar la población en 2050.
- Incrementar las capacidades máximas disponibles para instalar en 2050, en base al potencial de cada tecnología.

La instalación de capacidad de RES permitirá el abatimiento proporcional del hueco fósil y, por lo tanto, cumplir con las necesidades de abatimiento impuestas por el CAP y el mix de generación inicial en 2050.

El incremento de la capacidad máxima posible de RES para instalar se ha realizado basándose en los datos publicados en el WEO¹² sobre capacidad prevista instalada en 2040 y proyectada a 2050 y los potenciales existentes de cada tecnología publicados por la Unión Europea.

¹² World Energy Outlook, International Energy Agency, 2015

BIBLIOGRAFÍA

- [1]. The EU Emissions Trading System (EU ETS), European Commission, Octubre 2013
- [2]. Comisión Europea, Comunicado de prensa, Bruselas, 18 mayo 2015
- [3]. Intergovernmental Panel on Climate Change, Collins et al., 2013: Ch12-
- [4]. Conference of the Parties 21, Paris Agreement.
- [5]. Embedding a carbon price into business strategy. Carbon Disclosure Project (CDP), 2016
- [6]. McKinsey & Company, "Pathways to a Low-Carbon Economy, Version 2 of the Global Greenhouse Gas Abatement Cost Curve", McKynsey& Company.
- [7]. Broadening the Appeal of Marginal Abatement Cost Curves: Capturing Both Carbon Mitigation and Development Benefits of Clean Energy Technologies. National Renewable Energy Laboratory, Conference Paper. August 2012.
- [8]. European Energy Exchange (EEX), Auctions by the Transitional Common Auction Platform, Junio 2016.
- [9]. ICE Emissions Auctions, ICE Futures Europe
- [10]. UK Phase III. Auction Platform Report.
- [11]. Institutional Investors Group on Climate Change (IIGCC)
- [12]. Climate Economic Chair, Paris-Dauphine University, CDC Climat., Information & Debates, nº46, June 2016.
- [13]. Carbon Price floor. HM Revenue & Customs
- [14]. Task Force, French Carbon Price Floor, 13 Julio 2016
- [15]. EC, European Commission - Eurostat Database.
- [16]. Timera energy, French Carbon Price Floor, Olly Spinks and David Stokes, 22/08/2016
- [17]. The Economist – Intellinet
- [18]. International Energy Agency
- [19]. Center for Energy and Environmental Policy Research
- [20]. National Renewable Energy Action Plan
- [21]. Polish Information and Foreign Investment Agency, Energy Sector in Poland.
- [22]. United Kingdom government, Digest of UK Energy Statistics 2015
- [23]. Red Eléctrica de España

- [24]. European Commission, Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. SEC(2011) 1565 Part 2/2.
- [25]. European Commission, Energy Roadmap 2050, 2012
- [26]. European Commission, Next phase of the European Climate Change Programme: Analysis of Member States actions to implement the Effort Sharing Decision and options for further community-wide measures, June 2012.
- [27]. Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE)

ANEXO I: MIX DE GENERACIÓN

CAPACIDAD [MW]		
Germany	2016	2030
Nuclear	10.723,0	-
Solids	49.450	33.484
Oil	4.240	2.137
Gas	28.490	48.298
Biomass & Waste	8.970	15.451
Hydro	11.240,0	11.789
Wind	39.560,0	58.353
Solar	42.535,0	60.473
Geothermal	56,4	146
France	2016	2030
Nuclear	64.880	58.767
Solids	2.930	2.152
Oil	6.670	3.371
Gas	6.121	7.767
Biomass & Waste	1.934	2.224
Hydro	25.593	26.299
Wind	15.002	29.210
Solar	7.875	21.214
Geothermal	6	28
United Kingdom	2016	2030
Nuclear	9.416	6.211
Solids	19.928	5.184
Oil	1.270	1.307
Gas	31.994	36.299
Biomass & Waste	5.529	6.304
Hydro	4.637	5.235
Wind	16.509	24.529
Solar	5.380	9.230
Geothermal	-	-
Italy	2016	2030
Nuclear	-	-
Solids	12.323	10.570
Oil	5.573	4.518
Gas	39.436	36.258
Biomass & Waste	4.828	6.173
Hydro	22.209	23.597
Wind	9.192	15.685
Solar	20.920	29.839
Geothermal	754	849

Spain	2016	2030
Nuclear	6.984	2.072
Solids	11.482	3.324
Oil	2.784	1.823
Gas	27.199	29.271
Biomass & Waste	1.160	1.542
Hydro	19.244	19.772
Wind	25.758	26.693
Solar	8.316	16.444
Geothermal	-	-
Poland	2016	2030
Nuclear	-	-
Solids	22.047	15.621
Oil	748	748
Gas	1.223	6.544
Biomass & Waste	1.122	3.565
Hydro	2.455	2.574
Wind	5.254	10.937
Solar	163	301
Geothermal	400	-
Netherlands	2016	2030
Nuclear	485	485
Solids	4.532	3.763
Oil	692	692
Gas	9.960	9.352
Biomass & Waste	1.485	1.835
Hydro	37	37
Wind	4.087	7.784
Solar	1.639	6.615
Geothermal	-	-
Sweden	2016	2030
Nuclear	8.770	6.622
Solids	551	424
Oil	2.511	715
Gas	1.574	2.717
Biomass & Waste	3.382	3.737
Hydro	16.495	16.932
Wind	6.824	12.980
Solar	46	390
Geothermal	-	-
Others EU-Members	2016	2030
Nuclear	23.834	25.522
Solids	64.676	62.158
Oil	14.938	10.515
Gas	68.812	92.420

Biomass & Waste	11.445	15.734
Hydro	115.111	127.656
Wind	32.094	63.828
Solar	15.985	49.565
Geothermal	1.397	2.417

HORAS EQUIVALENTES		
Germany	2016	2030
Nuclear	8.048	-
Solids	5.582	4.889
Oil	1.436	1.730
Gas	2.394	2.745
Biomass & Waste	2.943	2.964
Hydro	1.778	1.811
Wind	1.622	1.795
Solar	955	1.002
Geothermal	2.102	2.145
France	2016	2030
Nuclear	6.914	6.621
Solids	4.024	1.849
Oil	208	223
Gas	2.380	4.280
Biomass & Waste	3.954	4.230
Hydro	2.391	2.439
Wind	1.643	1.854
Solar	1.144	1.220
Geothermal	5.168	5.272
United Kingdom	2016	2030
Nuclear	6.774	7.206
Solids	3.513	1.547
Oil	-	-
Gas	4.012	4.342
Biomass & Waste	4.701	4.782
Hydro	1.336	1.346
Wind	2.562	2.771
Solar	1.410	1.483
Geothermal	-	-
Italy	2016	2030
Nuclear	-	-
Solids	3.417	3.327
Oil	2.361	2.787
Gas	2.670	2.751

Biomass & Waste	3.697	3.611
Hydro	2.591	2.655
Wind	1.749	1.982
Solar	1.236	1.299
Geothermal	7.855	8.014
Spain	2016	2030
Nuclear	8.204	8.369
Solids	2.847	1.697
Oil	3.644	2.141
Gas	2.279	3.958
Biomass & Waste	4.780	4.767
Hydro	2.093	2.141
Wind	2.247	2.304
Solar	1.901	1.975
Geothermal	-	-
Poland	2016	2030
Nuclear	-	-
Solids	6.119	5.996
Oil	2.599	2.651
Gas	4.281	3.905
Biomass & Waste	4.365	3.062
Hydro	1.042	1.068
Wind	1.746	1.942
Solar	962	15.926
Geothermal	-	-
Netherlands	2016	2030
Nuclear	8.435	8.605
Solids	5.234	4.113
Oil	1.978	2.018
Gas	5.293	4.746
Biomass & Waste	5.485	6.039
Hydro	3.405	3.474
Wind	2.035	2.350
Solar	697	748
Geothermal	-	-
Sweden	2016	2030
Nuclear	6.840	7.064
Solids	1.887	2.217
Oil	132	256
Gas	684	308
Biomass & Waste	4.494	4.288

Hydro	3.943	3.950
Wind	2.198	2.442
Solar	1.454	1.437
Geothermal	-	-
Others EU-Members	2016	2030
Nuclear	-	7.632
Solids	4.427	4.593
Oil	1.020	773
Gas	3.506	3.105
Biomass & Waste	3.922	3.849
Hydro	3.315	3.300
Wind	2.227	2.558
Solar	1.099	1.299
Geothermal	6.413	6.272