

Trabajo Fin de Máster  
Máster Universitario en Organización Industrial y  
Gestión de Empresas

Efecto a corto plazo de un aumento del precio de los  
derechos de emisión de CO<sub>2</sub> sobre el mercado  
eléctrico español

Autor: Magdalena Casado

Tutores: Dr. Ángel Arcos Vargas v Dr. Fernando Núñez Hernández

Dpto. de Organización Industrial y Gestión de Empresas I  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020





Trabajo de Fin de Máster  
Ingeniería en Organización Industrial y Gestión de Empresas

# **Efecto a corto plazo de un aumento del precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> sobre el mercado eléctrico español**

Autor:

Magdalena Casado

Tutores:

Dr. Ángel Arcos Vargas

Dr. Fernando Núñez Hernández

Dpto. de Organización Industrial y Gestión de Empresas I

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020

Trabajo de Fin de Máster: Efecto a corto plazo de un aumento del precio de los derechos de emisión  
de CO2 sobre el mercado eléctrico español

Autor: Magdalena Casado

Tutores: Dr. Ángel Arcos Vargas y

Dr. Fernando Núñez Hernández

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal

*A mi familia*

*A mis maestros*

# AGRADECIMIENTOS

---

*En primer lugar, quisiera dar mi mayor agradecimiento a mis tutores, Ángel y Fernando, por su paciencia y dedicación. Gracias por estar a disposición desde el primer momento siendo mis guías en esta investigación. Gracias por compartir sus conocimientos conmigo; gracias por confiar en mí y darme la oportunidad de ser parte de esta fascinante investigación del sector energético.*

*A mis compañeros en Endesa, les agradezco por estar a disposición para resolver todas mis dudas y brindarme información para enriquecer esta investigación.*

*A mis compañeros del máster de Organización Industrial, gracias por su amistad y por tantos buenos momentos compartidos.*

*A Tomás, mi compañero incondicional en esta experiencia y mi inspiración para no darme por vencida. Gracias por tu cariño y por animarme siempre en las buenas y en las malas.*

*A mi familia, que a pesar de la distancia me han dado el apoyo para realizar este master y fueron mi motivación para dar lo mejor de mí.*

*Gracias a todos.*

*Gracias a Dios.*

Esta investigación presenta una estimación del impacto a corto plazo de un aumento del precio del derecho de emisión de dióxido de carbono en el mercado eléctrico mayorista de España. Se toman las cantidades y precios de la oferta y la demanda para el año 2018 y se reproducen los datos con aumentos en el precio del derecho de emisión, para obtener una nueva casación de ofertas que conducen a una tasa de emisión anual menor a la real. Los aumentos de 10€, 20€ y 30€ por tonelada de emisiones de dióxido de carbono causan reducciones de emisiones de 0,4%, 0,9% y 1,2% respectivamente de los niveles reales del año 2018. Esto sugiere que se pueden lograr reducciones significativas de las emisiones del sector eléctrico en el corto plazo con el aumento del precio del derecho de emisión. De igual manera, se obtienen aumentos de 1,7%, 3,9% y 4,9% respectivamente al precio real del MWh del año 2018. Esto da una idea de la influencia del precio del derecho de emisión sobre el precio de la energía en el mercado mayorista. Se aplica el modelo de regresión lineal para poder obtener ecuaciones que expliquen la relación de las variaciones del precio del derecho de emisión, del precio del MWh y de las emisiones anuales.

# ABSTRACT

---

This Master's final dissertation presents an estimate of the short-term impact of an increase in the price of the carbon dioxide emission right in the wholesale daily electricity market of Spain. Based on the daily market data provided by the Spanish Market Operator (OMIE), we simulate different supply curves for the year 2018 by considering different increases in the price of the carbon allowance. In this way, a new matching of offers and demands in the daily market is obtained which leads to a decrease in the annual emission rate. Specifically, the increases of € 10, € 20 and € 30 per ton of carbon dioxide cause emission reductions (respect to the real levels of 2018) of 0.4%, 0.9% and 1.2% respectively. This suggests that significant reductions in emissions from the electricity sector can be achieved in the short term with the increase in the price of the carbon allowance. Likewise, increases of 1.7%, 3.9% and 4.9% respectively are obtained of the actual price of the MWh for the year 2018. This gives an idea of the impact of the carbon allowance price on the energy price in the Spanish wholesale market. Finally, a linear regression model is applied in order to parameterize the relationship between the variations of the carbon allowance price, the energy price and the carbon emissions annual rate.



<b>Agradecimientos</b> .....	<b>vi</b>
<b>Resumen</b> .....	<b>vii</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>viii</b>
<b>Índice</b> .....	<b>ix</b>
<b>Índice de Tablas</b> .....	<b>xii</b>
<b>Índice de Figuras</b> .....	<b>xiii</b>
<b>Notación</b> .....	<b>xv</b>
<b>1 Introducción</b> .....	<b>1</b>
<b>2 Objeto y Justificación</b> .....	<b>10</b>
2.1 <i>Justificación de la investigación</i> .....	10
2.2 <i>Objetivos de la investigación</i> .....	10
2.2.1 <i>Objetivos generales:</i>	10
2.2.2 <i>Objetivos específicos:</i>	10
2.3 <i>Organización del documento</i> .....	11
<b>3 Estado del Arte</b> .....	<b>10</b>
3.1 <i>Políticas climáticas y el sector eléctrico</i> .....	10
3.2 <i>Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea y el mercado eléctrico</i> 11	
3.3 <i>Impacto del precio al carbono en el mix energético y en las emisiones de CO<sub>2</sub></i> .....	13
3.4 <i>Determinación del precio del CO<sub>2</sub></i> .....	16
3.5 <i>Modelado del Mercado Eléctrico</i> .....	17
3.6 <i>Impactos del precio al CO<sub>2</sub> en la demanda del consumidor final</i> .....	18
3.7 <i>Aportación del presente estudio</i> .....	19
<b>4 Funcionamiento del Mercado Eléctrico</b> .....	<b>10</b>
4.1 <i>La ley de la oferta y la demanda</i> .....	10

4.2	<i>Externalidades</i> .....	12
4.2.1	Externalidades negativas	13
4.2.2	Regulación de contaminación	14
4.3	<i>Generalidades de los mercados eléctricos</i> .....	15
4.4	<i>El Coste de Generación de Energía</i> .....	18
4.4.1	Óptimo despacho de mínimo coste	22
<b>5</b>	<b>Mercado Mayorista Ibérico</b> .....	<b>24</b>
5.1	<i>Parque generador español</i> .....	24
5.1.1	Tecnologías de generación de energía	24
5.1.2	Demanda y balance energético	26
5.1.3	Tecnologías y emisiones de dióxido de carbono	27
5.2	<i>Mercado eléctrico mayorista ibérico</i> .....	30
5.2.1	Agentes del mercado eléctrico	32
5.2.2	Mercado a plazo o mercados futuros	32
5.2.3	Mercado diario o spot	33
5.2.4	Mercado diario y Pool eléctrico	33
5.2.5	Mercado a corto plazo	35
5.2.6	Mercado de capacidad.	37
<b>6</b>	<b>Comercio de derechos de emisión de la Unión Europea</b> .....	<b>39</b>
6.1	<i>Generalidades del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión</i> .....	40
6.1.1	Objetivos del RCDE	40
6.2	<i>Principio de funcionamiento</i> .....	43
6.3	<i>Reforma estructural en Fase 3</i> .....	45
6.4	<i>Progreso logrado en la reducción de emisiones</i> .....	46
6.5	<i>Asignación de derechos de emisión</i> .....	47
6.5.1	Asignación gratuita	47
6.5.2	Métodos de asignación gratuita de derechos de emisión	49
6.5.3	Asignación de derechos de emisión a generadores de energía	49
6.5.4	Seguimiento, notificación y registro de emisiones	50
6.6	<i>Compra y venta de derechos de carbono</i> .....	52
6.7	<i>Precio del CO<sub>2</sub></i> .....	54
<b>7</b>	<b>Método</b> .....	<b>58</b>
7.1	<i>Método</i> .....	58
7.2	<i>Datos</i> .....	60

7.3	<i>Procedimiento</i> .....	61
<b>8</b>	<b>Resultados</b> .....	<b>62</b>
8.1	<i>Aplicación del método en una planilla de cálculo</i> .....	62
8.2	<i>Aplicación del método para el año 2018</i> .....	64
8.2.1	Nuevo precio equilibrio	64
8.2.2	Nuevas emisiones	64
8.2.3	Precio de equilibrio y emisiones	66
8.3	<i>Aplicación de modelo de regresión lineal</i> .....	67
<b>9</b>	<b>Conclusiones</b> .....	<b>71</b>
	<b>Referencias</b> .....	<b>72</b>
	<b>Glosario</b> .....	<b>80</b>

# Índice de Tablas

---

Tabla 1 Revisión bibliográfica de políticas climáticas y el sector eléctrico	11
Tabla 2 Revisión bibliográfica RCDE y el mercado eléctrico	13
Tabla 3 Revisión bibliográfica del impacto del precio al carbono	15
Tabla 4 Revisión bibliográfica de estimaciones del precio de CO <sub>2</sub>	17
Tabla 5 Revisión bibliográfica de modelado del mercado eléctrico	18
Tabla 6 Revisión bibliográfica impacto del precio en la demanda	19
Tabla 7 Balance eléctrico Peninsular anual (GWh)	27
Tabla 8 Generación, emisiones y factores de emisión de CO <sub>2</sub> por tecnología de 2015 a 2019	29
Tabla 9 Objetivos 2030 de reducción de emisiones respecto a 2005 por países	42
Tabla 10 Emisiones de CO <sub>2</sub> equivalente por sector (MtonCO <sub>2</sub> ). Histórico y proyección a 2030	42
Tabla 11 Actividades y gases incluidos en el ámbito de aplicación del RCDE de gases de efecto invernadero.	47
Tabla 12 Precios de equilibrio para cada escenario para el 17/02 a las 23.00 hs	63
Tabla 13 Valores obtenidos y estimados de la variación del precio de equilibrio	68
Tabla 14 Valores obtenidos y estimados de la variación de emisiones anuales	70

# Índice de Figuras

---

Figura 1 Curva de oferta	11
Figura 2 Curva de demanda	11
Figura 3 Equilibrio de mercado.	12
Figura 4 Efecto de la contaminación en el coste social	13
Figura 5 Efecto del impuesto correctivo sobre la cantidad de contaminación	14
Figura 6 Efecto de los permisos de contaminación sobre el precio de la contaminación	15
Figura 7 Orden de mérito y determinación de precios mayoristas.	17
Figura 8 Curva de coste marginal de un generador	20
Figura 9 Representación del coste marginal del generador	21
Figura 10 Aproximación de la curva de coste marginal con tres generadores de coste constante	21
Figura 11 Evolución Potencia Instalada 2000-2019	25
Figura 12 Evolución de la demanda anual peninsular en los últimos 10 años	26
Figura 13 Estructura de las tecnologías de generación eléctrica en la Península, porcentajes anuales	28
Figura 14 Toneladas de emisiones anuales de dióxido de carbono por tecnología	28
Figura 15 Factores de emisión promedio por tecnologías en ton CO <sub>2</sub> /MWh	30
Figura 17 Actividades principales del sector eléctrico español	31
Figura 17 Secuencia de mercados en el mercado ibérico de la electricidad (MIBEL)	32
Figura 18 Curvas agregadas de oferta y demanda	35
Figura 19 Iniciativas de internalización de emisiones de dióxido de carbono	39
Figura 20 Datos Generales del RCDE UE	40
Figura 21 Fases EU ETS	40

Figura 22 Objetivos UE	41
Figura 23 Evolución de las emisiones de GEI de la UE para el cumplimiento del Acuerdo de Paris	41
Figura 24 Emisiones de CO <sub>2</sub> equivalente por sector. Histórico y proyección a 2030	43
Figura 25 Funcionamiento del esquema “cap and trade”.	44
Figura 26 Elementos básicos de un esquema de comercio de derechos de emisión	45
Figura 28 Flujograma entrega de derechos de emisión	50
Figura 28 Calendario de informes y rendimiento de cuentas	51
Figura 29 Precio Futuros emisiones de carbono	53
Figura 30 Determinación del precio de los derechos de emisión en el mercado.	54
Figura 31 Histórico promedios anuales precio CO <sub>2</sub>	55
Figura 32 Evolución precio spot de los derechos de emisión de CO <sub>2</sub> en el RCDE UE	56
Figura 33 Promedio precio esperado del carbono	57
Figura 35 Composición teórica del coste marginal de un MWh	58
Figura 35 Curvas agregadas de oferta y demanda del 17/02/2018 a las 23.00hs para cada escenario	62
Figura 36 Detalle del desplazamiento de las curvas de oferta y nuevos valores equilibrio para el 17/02/2018 a las 23.00	63
Figura 37 Promedio precio de equilibrio por hora	64
Figura 38 Emisiones anuales totales	65
Figura 39 Emisiones mensuales para cada escenario	66
Figura 40 Variación porcentual del precio equilibrio y las emisiones respecto a los valores reales	67
Figura 41 Variación precio MWh vs variación precio CO <sub>2</sub>	68
Figura 42 Variación emisiones anuales vs variación precio CO <sub>2</sub>	69

$\Delta$	Variación
CESUR	Comercializadoras último recurso
CITL	Community Independent Transaction Log
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
ECX	European Climate Exchange
EEX	European Energy Exchange
EUAs	Derechos de emisión del RCDE UE/European Union Allowances
GEI	Gases de efecto invernadero
GW	Giga vatio
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático/Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático/ Intergovernmental Panel on Climate Change
ITL	International Transaction Log
kV	Kilo voltios
LCOE	Coste energético nivelado/Levelized Cost of Energy
mHz	Mili Hertz
MIBEL	Mercado ibérico de electricidad
MITECO	Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
MW	Mega vatio
MWh	Mega vatio hora
OMEL	Operador del mercado eléctrico
OMIE	Operador mercado ibérico de energía – polo español
OMIP	Operador mercado ibérico de energía – polo portugués
OTC	Over the counter – mercados no organizados
RCDE UE/ EU ETS	Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea/

	European Union Emission Trading Scheme
RCEs/CERs	Reducciones certificadas de emisiones/Certified Reduction Units
REE	Red Eléctrica de España
RENADE	Registro Nacional de Derechos de Emisión
SENDECO2	Sistema Europeo de Negociación de CO <sub>2</sub>
SMC	Coste marginal del sistema
SS CC	Servicios complementarios
tCO <sub>2</sub> /ton CO <sub>2</sub>	Toneladas de dióxido de carbono
UE	Unión Europea
UREs/ERUs	Unidades de reducción de emisiones/Emission Reduction Units
VER	Reducciones voluntarias



# 1 Introducción

---

*Hay suficiente en el mundo para cubrir las necesidades de todos los hombres, pero no para satisfacer su codicia.*

**E**l cambio climático es uno de los problemas definitorios de hoy, tanto es así que a menudo se describe como el mayor problema ambiental del siglo XXI (Stern et al., 2006). La preocupación por los costes del cambio climático motiva a los investigadores a indagar opciones de toma de decisiones para reducir los gases de efecto invernadero, cuyas emisiones han aumentado más de un 25% entre 1995 y 2013 (International Energy Agency, 2016).

Durante varias décadas, más del 80% de la generación mundial de electricidad se ha generado a partir de combustibles fósiles (International Energy Agency, 2018). Como resultado, la producción de electricidad y calor representa el 25% de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero (GEI) (Zhou et al, 2014), causantes del calentamiento global y en consecuencia del cambio climático. Además, se espera que la demanda de electricidad aumente debido a la electrificación de los vehículos.

El compromiso de la Unión Europea tras lo acordado en el Protocolo de Kioto y en el Acuerdo de Paris de una reducción de entre el 80% y 95% para el año 2050, suponen que las emisiones para España se limiten a valores significativamente reducidos para las próximas décadas.

La penetración de las energías renovables y la eficiencia energética son fundamentales para lograr los objetivos medioambientales. Sin embargo, el precio sobre las emisiones de gases de efecto invernadero es la principal forma de incorporar los costes de las emisiones en los precios de los productos básicos e impactar en la toma de decisiones económicas. La producción de electricidad provoca más emisiones de gases de efecto invernadero que cualquier otro sector, por lo que es importante que las partes involucradas comprendan el impacto de la variación del precio de las emisiones.

La mayoría de los estudios existentes sobre el precio de los derechos de carbono consideran los efectos a largo plazo décadas en el futuro. Mirar hacia el futuro es importante, sin embargo, los impactos a corto plazo pueden predecirse con mayor certeza y también son relevantes para los encargados de tomar decisiones.

Este trabajo de fin de máster comprende una investigación del efecto a corto plazo del cambio del precio del derecho de carbono en el mercado eléctrico de España, con el fin de tener una idea de lo que habría pasado en un año si el precio del carbono hubiese sido mayor y si estos resultados están alineados con los objetivos de reducción de emisiones de la región.

# 2 Objeto y Justificación

---

## 2.1 Justificación de la investigación

Desde el departamento de Organización Industrial y Gestión de Empresas se han realizado numerosos estudios de economía eléctrica aplicados al sector energético de España con un enfoque hacia la eficiencia energética. Entre otras investigaciones, se está evaluando el impacto de diversas variables en el mercado eléctrico y en el bienestar de la sociedad. Entre ellas se encuentran las energías renovables, la electrificación de los vehículos y el almacenamiento de energía. El precio del derecho de emisión es una más de estas variables cuya influencia en el corto plazo todavía no había sido investigada. Este trabajo de fin de máster tiene su justificación en la profundización del impacto del precio del derecho de carbono, para aportar a los estudios que el departamento lleva realizando en los últimos años.

## 2.2 Objetivos de la investigación

### 2.2.1 Objetivos generales:

- Evaluación del impacto de un aumento del precio del derecho de emisión (precio por tonelada de dióxido de carbono) en las emisiones anuales producidas por el sector de generación eléctrica de España.
- Evaluación del impacto de un aumento del precio del derecho de emisión en el precio medio de la energía en el mercado eléctrico mayorista de España.
- Análisis de la idoneidad de un aumento en el precio del derecho de carbono para cumplir los objetivos de reducción de emisiones establecidos para España según el compromiso del Acuerdo de París.

### 2.2.2 Objetivos específicos:

- Revisión de las investigaciones actuales referidas al impacto del precio del derecho de emisión en el sector energético.
- Revisión de los objetivos medioambientales establecidos a corto, mediano y largo plazo para el sector de generación de energía de España en el marco del Protocolo de Kioto y del sucesivo Acuerdo de París.

- 
- Análisis del mix energético y los factores de emisión de cada tecnología.
  - Análisis de la influencia del precio del derecho de carbono en la estructura de costes de la generación de energía.
  - Obtención de una ecuación simplificada para reproducir las ofertas teóricas tras un aumento del derecho de emisión e iteración del cálculo para todas las ofertas de un año completo (*ceteris paribus*).
  - Obtención y manipulación de datos reales de las ofertas y demandas de mercado eléctrico mayorista para un año completo.
  - Reproducción de las curvas acumuladas de oferta y demanda del mercado eléctrico mayorista tras un aumento en el precio del derecho de carbono para obtener una nueva casación de ofertas que por consecuencia determinarán un nuevo precio de equilibrio y una nueva tasa de emisiones anuales.
  - Obtención de un modelo de regresión lineal para explicar la relación de las variables y análisis de los coeficientes.

### 2.3 Organización del documento

La sección 3, Estado del Arte, comprende una revisión bibliográfica de los estudios y publicaciones más recientes y relevantes asociados a la temática de esta investigación. Las secciones 4, 5 y 6 dan un marco teórico de las generalidades de los mercados eléctricos, el mercado eléctrico de España y el régimen de comercio de derechos de emisión. La sección 7 explica el método a utilizar, la sección 8 comenta los resultados obtenidos y, finalmente, las conclusiones se muestran en la sección 9.

# 3 Estado del Arte

---

## 3.1 Políticas climáticas y el sector eléctrico

Muchos estudios han utilizado modelos integrados de economía climática para analizar la dinámica entre los sistemas climáticos naturales y las economías impulsadas por políticas. Tol (2013), realiza una revisión de los enfoques de las políticas climáticas. Al ser las emisiones de dióxido de carbono una externalidad negativa, se aplica un impuesto Pigouviano cuya tasa de crecimiento es demasiado baja para justificar los objetivos de establecidos por los líderes políticos. Una política climática más estricta solo se vería justificada por una mayor preocupación por la distribución global del ingreso, pero implicaría una revisión de otras políticas públicas. De todas formas, hasta cierto punto, el riesgo catastrófico justificaría una política climática más estricta.

Newbery, en su publicación “*Economics – The Proper Valuation of Security and Environment*” (2019) sostiene que el cambio climático es la falla más grande del mercado y es necesaria la intervención a través del establecimiento de normas, dejando la equitativa distribución de los ingresos al sistema de impuestos y beneficios (diseñados bajo el concepto de “*Complete Market*”).

La importancia de aplicar políticas climáticas al sector eléctrico proviene del hecho de que la electricidad representa el 25% de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero (GEI). La regulación del mercado energético local es indispensable para restringir energías cuya generación tiene altas tasas de emisiones de GEI. Wu et al. (2018) sostienen que la transición a energías de bajo carbono puede ser facilitada por la combinación de políticas que favorezcan estas energías en el mercado en combinación con políticas que promuevan el consumo reducido de energías, frente a la combinación de otros mecanismos.

Las reducciones de emisiones de carbono no solo son beneficiosas para reducir el efecto invernadero sino también implican una reducción de otros contaminantes como son los óxidos de nitrógeno. Estos son beneficios auxiliares que justifican las políticas climáticas para reducir las emisiones de carbono en el sector eléctrico, como sostiene Burtraw et al. (2003) tras un estudio de los efectos de moderadas políticas en el sector eléctrico de EE.UU.

*Tabla 1 Revisión bibliográfica de políticas climáticas y el sector eléctrico*

<b>Autores</b>	<b>Año</b>	<b>Fuente</b>	<b>Intervención</b>	<b>Conclusiones</b>
Tol	2013	Journal of Economic Dynamics and Control	Impuesto Pigouviano <sup>1</sup> de baja tasa de crecimiento a las emisiones de CO <sub>2</sub> .	La tasa de crecimiento del impuesto no es lo suficientemente alta porque afectaría a otras políticas públicas. Son necesarias políticas más estrictas para evitar el riesgo catastrófico.
Newbery	2019	In Search of Good Energy Policy	Política de intervención a través de impuestos o normas.	La intervención es necesaria, pero dejando la distribución de los ingresos al sistema de impuestos y beneficios.
Wu et al	2018	Energy Policy	Políticas para la transición a energías de bajo carbono.	La mejor combinación de políticas es las que favorecen a las energías de bajo carbono junto con las que promueven el consumo reducido de energías.
Burtraw et al	2003	Journal of Environmental Economics and Management	Políticas climáticas para reducir las emisiones de CO <sub>2</sub> del sector eléctrico de EE. UU.	No solo se reduce el efecto invernadero, sino también las emisiones de otros contaminantes como los óxidos de nitrógeno.

*Fuente: elaboración propia*

### 3.2 Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea y el mercado eléctrico

En 1997, tras lo acordado en el Protocolo de Kioto, se logró el consenso entre los países sobre la mitigación del cambio climático y se demostró que solo con medidas globales se lograría reducir la temperatura global. Inspirada por el Protocolo de Kioto, la Unión Europea implementó el primer gran sistema de comercio de emisiones de dióxido de carbono e introdujo *derechos de emisión* (“emisión allowances” - EUA) en enero de 2005. El Régimen de Comercio de Emisiones de la Unión Europea (Emission Trading Scheme - ETS) proporciona un incentivo para que los países de la UE reduzcan sus emisiones de manera eficiente y es un pilar importante de la política climática de la UE.

La Unión Europea ha decidido reducir las emisiones sustancialmente mediante un sistema “Cap and trade”, es aquí donde nace el comercio de derecho de emisiones. La UE fija un objetivo de emisiones de carbono dividido en derechos de emisión de carbono (carbon allowances). Cada derecho permite la emisión de una tonelada de dióxido de carbono equivalente, los cuales son distribuidos entre las empresas y son comercializables.

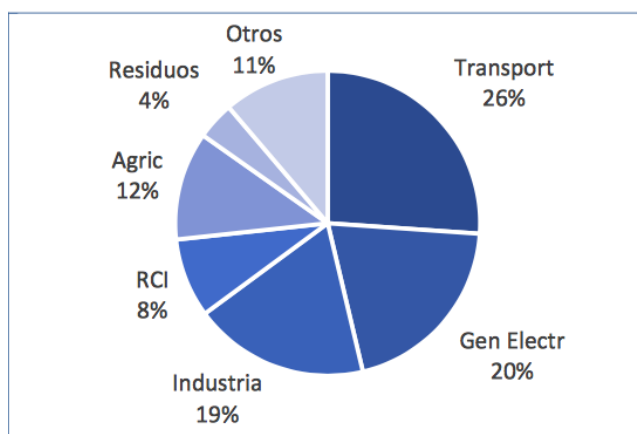
Según el pronóstico de las Naciones Unidas, se espera que el mercado mundial de carbono para 2020 alcance los \$ 3.5 billones, superando al petróleo como el mercado más grande del mundo. El surgimiento de los mercados de comercio de carbono refleja que, a pesar de las grandes diferencias en las posiciones del cambio climático y los intereses nacionales, la tendencia de controlar las emisiones

<sup>1</sup>Impuesto Pigouviano: tipo de impuesto que busca corregir una externalidad negativa y/o positiva.

de gases de efecto invernadero y mejorar la adaptación climática aún se ajusta a los intereses comunes de la comunidad internacional. Hay muchos mercados de comercio de carbono segmentados en el mundo, entre ellos la Unión Europea, que es el lado de la demanda de carbono más grande del mundo. Como tal, su precio comercial refleja en gran medida las tendencias de los precios comerciales en el mercado global de carbono.

Los participantes en el mercado internacional de comercio de carbono se pueden dividir en tres categorías: proveedores, usuarios finales e intermediarios, involucrando a empresas o países sujetos a restricciones de emisiones, desarrolladores de proyectos de reducción de emisiones, organismos asesores e instituciones financieras.

Uno de los sectores más importantes cubiertos en el ETS de la UE, la industria eléctrica representa el 42% de las emisiones mundiales de CO<sub>2</sub> (Da Silva et al., 2016). En el caso de España, como se puede observar en la Figura 1, en 2017 el 20% de las emisiones de CO<sub>2</sub> fueron contribuidas por el sector de generación de energía eléctrica (Ministerio para la Transición Ecológica, 2019).



*Figura 1 Contribución de los distintos sectores a las emisiones de CO<sub>2</sub> en España en 2017.*

*Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica (2019).*

Por lo tanto, la relación entre el mercado de carbono y el mercado de la electricidad se ha fortalecido en gran medida por el EU ETS. Por un lado, dado que las empresas de energía térmica participan en el mercado de carbono y el mercado de electricidad al mismo tiempo, las restricciones sobre las emisiones de carbono tendrán un impacto en la toma de decisiones de generación de energía y el comportamiento de inversión.

Palmer et al. (2018) afirman que las reducciones de emisiones de CO<sub>2</sub> dentro del sector eléctrico de EE. UU. tienen cuatro fuentes principales: reducciones en la intensidad de emisiones de las

operaciones de carbón y gas natural; cambio de generación de carbón a gas natural; cambio de generación de combustibles fósiles a energías renovables; y una reducción en la generación total en respuesta a la menor demanda de electricidad. Por lo tanto, la fluctuación de los precios del carbono afectará el coste de generación de energía de las compañías eléctricas, lo que a su vez afectará el valor de las acciones de esas compañías. Por otro lado, los precios de la electricidad y la energía son los factores básicos que afectan el cambio en los precios del carbono.

Con respecto al comportamiento reciente del mercado de carbono y los impactos en el sector eléctrico, los trabajos recientes de Van den Bergh et al. (2013), Koch et al. (2014) y Fagiani et al. (2014) identificaron una serie de razones que podrían explicar la caída del precio del CO<sub>2</sub> observada en los últimos años. Estos factores incluyen recesión económica, políticas renovables y el uso de certificados verdes internacionales.

Además, algunos autores han enfatizado el impacto de los nuevos desarrollos en los mercados de productos básicos de energía en el precio del CO<sub>2</sub>, es decir, la disponibilidad de gas barato (gas de lutita, “shale gas”) (Glachant y Ruester, 2014).

*Tabla 2 Revisión bibliográfica RCDE y el mercado eléctrico*

<b>Autores</b>	<b>Año</b>	<b>Fuente</b>	<b>Relación entre el mercado de derechos de emisión y mercado eléctrico</b>
Da Silva et al	2016	Energy Policy	La relación entre el mercado del CO <sub>2</sub> y el mercado eléctrico es muy estrecha debido a que éste representa el 42% de las emisiones mundiales.
Palmer et al	2018	Energy Economics	El precio del carbono afectará al coste de la generación de energía, y a su vez, los precios de la energía afectan el cambio en los precios del carbono.
Van den Bergh et al.	2013	Energy Policy	La recesión económica, políticas renovables y el uso de certificados verdes internacionales explican la caída del precio del CO <sub>2</sub> .
Fagiani et al.	2014	Utilities Policy	
Koch et al.	2014	Energy Policy	
Glachant y Ruester	2014	Utilities Policy	La disponibilidad de shale gas barato explica la caída del precio del CO <sub>2</sub> .

*Fuente: elaboración propia*

### **3.3 Impacto del precio al carbono en el mix energético y en las emisiones de CO<sub>2</sub>**

Hace una década, la influencia del precio de las emisiones de CO<sub>2</sub> ya era una variable a considerar en la selección de tecnologías para la generación de electricidad. Nicholson et al. (2010), demostraban cómo la selección de futuras tecnologías estaría influenciada por el coste total de la sustitución de tecnología, incluida la fijación de precios del carbono, que está relacionada de forma sinérgica con el



LCOE (coste energético nivelado) y las emisiones. Concluyen para ese momento que la energía nuclear es la opción más barata y capaz de cumplir mejor con el calendario de reducción de GEI del IPCC (Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático).

La influencia del precio al carbono para reducir las emisiones es superior frente a otras políticas energéticas en el corto plazo. Levin y Botterud (2019) demuestran, tras un estudio del mercado de la electricidad en Texas, que un precio al carbono es más rentable para reducir las emisiones del sistema; mientras que los créditos fiscales a la producción y la inversión son más rentables para aumentar las inversiones en energías renovables de naturaleza variable (tales como la energía solar, energía eólica, etc.). El mecanismo de incentivo preferido va a depender de los objetivos de las partes interesadas y del marco del mercado eléctrico vigente. De igual manera, Gu et al. (2019), luego de un estudio con evidencia empírica en China, recalcan que el progreso tecnológico en el sector energético conduce a una reducción de las emisiones, pero en el largo plazo; ya que, en el corto plazo de la implementación de nuevas tecnologías, las emisiones aumentan.

Caron et al. (2017) realizan una exploración exhaustiva de los impactos de los precios al CO<sub>2</sub> en toda la economía de los EE.UU. y exponen que el cambio de combustible y la penetración de las energías renovables en el sector eléctrico permitirían lograr grandes reducciones de emisiones a un coste relativamente bajo.

Palmer et al. (2017), también tras un estudio en los EE.UU., exploran que un precio al carbono induce un cambio más prominente del carbón y el gas a las energías renovables que del carbón al gas y las energías renovables bajo las proyecciones de tecnología y costes más recientes. También demuestran que, los altos precios del gas natural (junto con el precio al carbono) mejoran la efectividad de su sustitución a las energías renovables.

Recientemente, Provornaya et al. (2019), tras aplicar un método de análisis dinámico de series temporales de consumos de energía global desde 1970 a 2017, pronostican la demanda para el año 2040. Concluyen, entre otros hallazgos, que, con el objetivo de reducir las emisiones de dióxido de carbono, en Europa para 2040 la participación del petróleo en la estructura de combustible se reducirá del 37% (2017) al 24%, y la del carbón del 15.1% (2017) al 10.3%, principalmente debido al crecimiento de las energías renovables, las cuales liderarán el 26% de la estructura.

El precio al CO<sub>2</sub>, además de afectar al mix energético, conduce a una redistribución del comercio transfronterizo. Voorspools y D'haeseleer (2006), estudian el efecto de un precio sobre el CO<sub>2</sub> en la generación de energía y el comercio de electricidad en y entre ocho zonas europeas interconectadas. Un precio de CO<sub>2</sub> de 10 €/ tonelada de CO<sub>2</sub> provoca una reducción general de las emisiones de CO<sub>2</sub>

de aproximadamente un 6%. Destacan un aumento general en la generación a gas y una reducción correspondiente de la generación a carbón y lignito a nivel transnacional. En algunas zonas (Países Bajos, Bélgica / Luxemburgo e Italia), las emisiones aumentarán mientras que en otros (Francia, Alemania y España), las emisiones disminuirán debido a la redistribución del comercio transfronterizo. Dahlke (2019) presenta estimaciones de los impactos de un precio del carbono en la industria eléctrica a corto plazo utilizando un modelo matemático de minimización de costes en el mercado estadounidense. Demuestra que los precios de \$25 y \$50 por tonelada de emisiones equivalentes de CO<sub>2</sub> causan reducciones de emisiones del 17% y 22% de los niveles actuales, respectivamente. Los efectos a corto plazo en el modelo se deben a cambios operativos en las plantas de energía existentes en los Estados Unidos, principalmente al cambiar la producción de carbón a gas natural.

*Tabla 3 Revisión bibliográfica del impacto del precio al carbono*

<b>Autores</b>	<b>Año</b>	<b>Fuente</b>	<b>Hallazgo</b>	<b>Detalle</b>
Nicholson et al	2010	Energy	Impacto del precio al carbono en la selección de futuras tecnologías.	La energía nuclear es la opción con mejor relación contaminación vs precio que existe hasta ese momento.
Levin y Botterud	2019	Energy Policy	Efectividad del precio al carbono vs créditos para el progreso tecnológico.	Para reducir las emisiones, el precio al carbono es mejor medida que los créditos para invertir en progreso tecnológico.
Gu et al	2019	Journal of Cleaner Production		El progreso tecnológico reduce las emisiones en el largo plazo porque en el corto aumentan.
Palmer et al	2017	Energy Economics	Sustitución a energías renovables debido al precio al carbono	Los altos precios del gas natural (junto con el precio al carbono) mejoran la efectividad de su sustitución a las energías renovables.
Provornaya et al	2019	Energy Reports		En Europa para 2040 las energías renovables liderarán la estructura con el 26%.
Caron et al	2017	Climate change economics		El cambio de combustible y la penetración de las energías renovables en el sector eléctrico permitirían lograr grandes reducciones de emisiones a un coste relativamente bajo.
Voorspools y D'haeseleer	2006	Energy Conversion and Management	Cambio en el mix energético y reducción de emisiones debido al precio al carbono	Un aumento general en la generación a gas y una reducción a carbón y lignito a nivel transnacional. Las emisiones disminuirán debido a la redistribución del comercio transfronterizo.
Dahlke	2019	Energies		En el corto plazo las plantas de energía cambian la producción de carbón a gas natural.

*Fuente: elaboración propia*

### 3.4 Determinación del precio del CO<sub>2</sub>

El aumento del precio de las emisiones de carbono es el escenario más lógico y evidente; de hecho, autores confirman que debería ser hasta 40 veces más de lo actual si consideramos el coste social del carbono. Tol (2013), tras su revisión literaria de los enfoques de las distintas políticas climáticas, sostiene que el precio a las emisiones y su tasa de crecimiento son demasiado bajos para justificar los objetivos de la política climática establecidos por los líderes políticos.

Burtraw et al. (2003) proponen para el año 2010 un precio de \$25 por tonelada, el cual también traería como beneficio auxiliar la reducción de óxidos de nitrógeno (estos últimos valuados en \$8 por tonelada considerando los beneficios para la salud).

Por su parte, Ackerman y Stanton (2012) revisan el coste de \$21 por tonelada de CO<sub>2</sub> -número estimado por un grupo del gobierno de los Estados Unidos- y sostienen que, combinando una alta sensibilidad climática, altos daños y una baja tasa de descuento, el coste social del carbono podría ser de casi \$900/ton CO<sub>2</sub> en 2010, alcanzando los \$1.500/ton CO<sub>2</sub> en 2050.

Según Caron et al. (2017), el sector eléctrico puede lograr reducciones rápidas y sustanciales de CO<sub>2</sub> a través del cambio de combustible. Si bien el cambio de combustible puede elevar temporalmente los precios de la electricidad, el aumento se atenuaría rápidamente con una inversión adicional. El precio sobre el CO<sub>2</sub> debe aumentar a una tasa bastante alta para mantener las reducciones de emisiones a medida que la economía crece. Un aumento del 5% por año es suficiente, mientras que 1% al año no lo es.

Ackerman y Stanton (2012) proponen que considerando el coste social del impacto del carbono el coste real debería ser \$900 en 2010 ascendiendo a \$1500 en 2050 (un aumento de ~ 1.3% anual) mientras que Caron et al. (2017) hablan de un aumento del 5% anual.

Newbery (2019) insiste en las amplias variaciones en las estimaciones de costes entre los estudios porque son sensibles a tres categorías inciertas de parámetros: 1) la tasa de descuento social, 2) la función de daño económico climático y 3) la distribución de probabilidad de resultados climáticos catastróficos.

Los hallazgos de los autores anteriores nos brindan un puntapié inicial para plantear alternativas en el estudio de la influencia del precio del carbono sobre el mercado.

Tabla 4 Revisión bibliográfica de estimaciones del precio de CO<sub>2</sub>

Autores	Año	Fuente	Precio del CO <sub>2</sub>	Motivos
Tol	2013	Journal of Economic Dynamics and Control	40 veces el coste actual	Coste social
Burtraw et al	2003	Journal of Environmental Economics and Management	\$25/ton en 2010	
Ackerman y Stanton	2012	Economics: The Open-Access, Open-Assessment E-Journal	\$900/ton en 2010 \$1500/ton en 2050	
Caron et al	2017	Climate change economics	Precio actual con un aumento del 5% anual	Inversiones para el cambio de combustible
Newbery	2019	In Search of Good Energy Policy	Las estimaciones son muy variadas por el nivel de incertidumbre	El coste social, el daño económico y los resultados climáticos catastróficos son inciertos

Fuente: elaboración propia

### 3.5 Modelado del Mercado Eléctrico

Al estudiar los efectos a corto plazo de un cambio en el precio, manteniendo constantes todas las variables de la situación, menos el mismo precio –aquella cuya influencia deseamos estudiar-, estamos aplicando el método *ceteris paribus*. Esto permite simplificar el análisis de fenómenos complejos y facilitar su descripción.

Voorspools y D’haeseleer (2006) analizan una metodología para el modelado detallado de la generación de electricidad de grandes sistemas de energía interconectados en el mercado de la UE. Con el modelo “E-Simulate”, el cual respeta las restricciones tecnológicas y las condiciones de frontera, simulan la generación de energía y el comercio transfronterizo por hora y a nivel de planta de energía; verifican que es una herramienta válida, objetiva y útil en la simulación del impacto del precio del CO<sub>2</sub>. Sin embargo, además de ser un modelo desarrollado hace más de 13 años, “E-Simulate” se destaca por su capacidad para simular sistemas con varias zonas interconectadas, para lo que son necesarias por lo menos siete variables de entrada con múltiples parámetros (precio y emisiones de energía, parámetros técnicos operativos, importaciones y exportaciones, perfiles de generación específicos, capacidad de transporte neta, demanda de energía, composición del sistema de energía).

A pesar de las complejidades y numerosas variables involucradas en el mercado eléctrico, esta estudiado que el uso de modelos simplificados y agregados es relativamente consistente con los modelos más detallados para el análisis del mercado eléctrico a nivel nacional, estatal o regional. Mann et al. (2017) analizaron los resultados de un modelo simplificado para el estado de Texas. Compararon sus resultados con modelos comerciales altamente detallados (que incorporan las restricciones que habían omitido en su modelo simplificado: transmisión local y limitaciones operativas de la central

eléctrica), y encontraron resultados agregados relativamente consistentes entre los modelos simples y los modelos detallados.

En uno de sus estudios más recientes, Dahlke (2019) construye un modelo de optimización y simulación del mercado de EE.UU. suponiendo proveedores competitivos, que minimizan los costes y una demanda inelástica, similar al modelo simplificado propuesto por Mann et al. Considerando a los estados como regiones, el modelo de Dahlke es análogo y replicable al mercado eléctrico de España.

*Tabla 5 Revisión bibliográfica de modelado del mercado eléctrico*

<b>Autores</b>	<b>Año</b>	<b>Fuente</b>	<b>Modelo</b>	<b>Características</b>	<b>Región</b>
Voorspools y D'haeseleer	2006	Energy Conversion and Management	E-Simulate	Detallado – Grandes sistemas interconectados – Simulación	UE
Dahlke	2019	Energies	Optimización con Programación Lineal	Simplificado – Representación con datos reales	EE. UU.
Mann et al	2017	The University of Texas at Austin	Comparan modelos simplificados y detallados, y los resultados agregados son consistentes.		Texas, EE. UU.

*Fuente: elaboración propia*

### 3.6 Impactos del precio al CO<sub>2</sub> en la demanda del consumidor final

Un aumento en el precio de la tonelada de CO<sub>2</sub> implicaría un aumento en el coste en la energía generada, el cual podría asumirse que será transmitido al consumidor final. Sin embargo, como la demanda es inelástica, a corto plazo los consumidores finales no ven cambios en sus precios de electricidad.

La evidencia empírica demuestra que la demanda del consumidor final en el corto plazo no se ve afectada por un aumento en el precio al CO<sub>2</sub>. Lijesen (2007) proporciona una cuantificación de la relación en tiempo real entre la demanda máxima total y los precios del mercado spot, encontrando un valor bajo para la elasticidad del precio en tiempo real, lo que puede explicarse en parte por el hecho de que no todos los usuarios observan el precio del mercado spot.

Sijm et al. (2010) contribuyen al estudio demostrando que el 100% de los costes de las emisiones son transferidos a los consumidores. No obstante, en el corto plazo, debido a la competencia en la oferta, los proveedores ofrecen vender electricidad a sus costes marginales de producción. Los consumidores están protegidos de los cambios de precios y comprarán la misma cantidad de electricidad.

Cotton y Mello (2014) analizaron la eficiencia del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de Australia utilizando una técnica de modelado estructural a largo plazo. Aplicando una descomposición

generalizada de la variación del error de pronóstico, encontraron que los precios de las emisiones tienen poco efecto sobre los precios de la electricidad.

Por su parte, Palmer et al. (2017), tras realizar un modelo para analizar la respuesta del sector a un precio al carbono, demuestran que estos están teniendo un impacto menor en los precios minoristas de electricidad en términos absolutos y porcentuales y, por lo tanto, en la demanda general con las proyecciones más recientes.

Evidentemente, debido a ser considerada la mayor amenaza medio ambiental, el cambio climático y sus causas fueron y serán objeto de numerosos estudios. La política de imponer costes a las emisiones de GEI está demostrada de ser muy eficiente para el cumplimiento de los objetivos ambientales; y al aumentar el precio, las reducciones de emisiones serán aún mayores según las estimaciones realizadas a través de modelos matemáticos del mercado eléctrico. Incluso, varios autores sostienen la inminente necesidad de aumentar sustancialmente el precio para lograr el cumplimiento de los estrictos objetivos ambientales de los próximos años.

*Tabla 6 Revisión bibliográfica impacto del precio en la demanda*

<b>Autores</b>	<b>Año</b>	<b>Fuente</b>	<b>Hallazgo</b>
Lijesen	2007	Energy Economics	Un precio al carbono no tiene gran impacto en los precios minoristas de electricidad en el corto plazo
Sijm et al	2010	Energy Economics	
Cotton y Mello	2014	Energy Policy	
Palmer et al	2017	Energy Economics	

*Fuente: elaboración propia*

### 3.7 Aportación del presente estudio

La mayoría de los estudios existentes sobre la política de carbono consideran los efectos a largo plazo décadas en el futuro. Mirar hacia el futuro es importante, sin embargo, los impactos a corto plazo pueden predecirse con mayor certeza y también son relevantes para los encargados de formular políticas a corto plazo motivados por los ciclos electorales.

No obstante, los estudios más relevantes fueron aplicados exclusivamente al mercado eléctrico de EE. UU., lo cual es lógico al ser el segundo país con mayor tasa de emisiones de GEI (Emissions Database for Global Atmospheric Research). De hecho, Kun Zhang et al. (2015) tras un análisis bibliométrico de las investigaciones publicadas entre 1989 y 2014, indican que Estados Unidos ocupa una posición de liderazgo en el campo de los precios al carbono.

En definitiva, en materia del impacto a corto plazo del aumento del coste del CO<sub>2</sub> en los mercados

eléctricos, no se han encontrado estudios específicos en lo que corresponde a datos recientes de España. O, más concretamente, no se han encontrado estudios *ceteris paribus* que evalúen qué habría pasado si en el transcurso del último año el coste del CO<sub>2</sub> hubiese sido mayor en el mercado eléctrico de la Península.

# 4 Funcionamiento del Mercado Eléctrico

---

Un mercado es un espacio donde operan la oferta y la demanda, determinadas respectivamente por el conjunto de vendedores y compradores quienes interactúan para intercambiar bienes o servicios. Estas interacciones son las que también definen los valores, los costes y los precios de los bienes o servicios.

El mercado puede ser físico o virtual. De hecho, cualquier estructura que permita realizar transacciones de bienes, servicios e información entre los compradores y vendedores se considera un mercado.

## 4.1 La ley de la oferta y la demanda.

Para comprender la formación de precios es necesario entender la ley de la oferta y la demanda. Con este modelo básico se puede explicar el funcionamiento del mercado, el precio se forma con la relación entre la cantidad ofrecida de un bien o servicio y la cantidad demandada del mismo.

Previo a analizar este modelo, es necesario entender el concepto de competencia perfecta. Las principales características de esta estructura de mercado son:

- El precio se determina por la interacción entre una gran cantidad de ofertantes (vendedores) y una gran cantidad de demandantes (compradores).
- Las empresas (ofertantes) no tienen el poder para determinar los precios de los bienes o servicios. No hay superioridad entre las empresas por lo que todas están en condiciones de igualdad.
- El producto es homogéneo, no hay productos superiores a otros. No existen las campañas de marketing.
- No hay limitaciones para entrar o salir del mercado.
- La completa disponibilidad de información de las condiciones de operación asegura la transparencia del mercado.

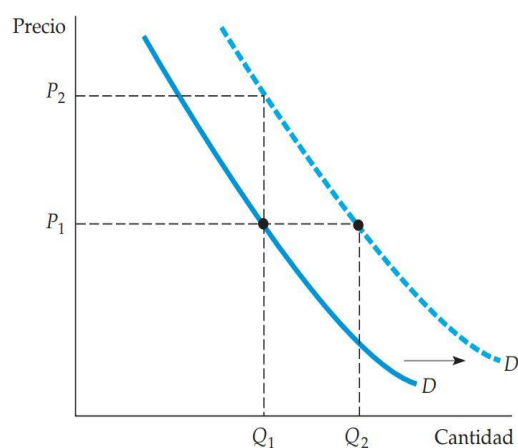
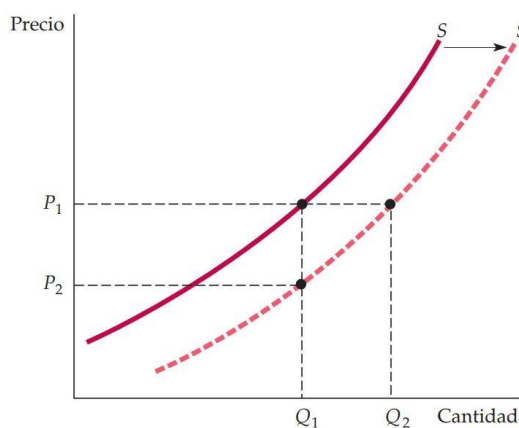


Asumiendo competencia perfecta, el mercado tiende a equilibrarse y este punto de equilibrio es el precio de equilibrio. El precio tiende al nivel en el cual la demanda iguala a la oferta. Cuando hay mayor demanda que oferta, el precio aumenta y viceversa, cuando hay mayor oferta que demanda el precio disminuye. De igual manera, cuando el precio aumenta, disminuye la demanda y aumenta la oferta. Inversamente, cuando el precio disminuye aumenta la demanda y disminuye la oferta.

Para entender mejor estas interacciones, podemos graficar las curvas de la oferta y la demanda. En un sistema de coordenadas donde el precio es la variable dependiente de la cantidad (y ésta última la variable independiente) podemos representar las cantidades ofertadas y demandadas y su variación de precio.

Siendo S la curva de la oferta (Figura 1) y D la curva de la demanda (Figura 2), se puede observar cómo la cantidad ofertada tiene una pendiente positiva respecto al precio (la oferta aumenta con el precio); mientras que en el caso de la demanda tienen una relación negativa respecto al precio (la demanda disminuye con el aumento de precio).

Si cualquiera de estas curvas se desplaza a la derecha, habrá una variación de cantidad manteniendo el precio. En el caso de la oferta, aumenta la cantidad ofertada al mismo precio (lo que puede deberse a una disminución de los costes de producción). En cuanto a la demanda, aumenta el precio cuando la cantidad demandada se mantiene (por ejemplo, en el caso de que exista un aumento en la renta).



Fuente: Pindyck y Rubinfeld (2009)

Siendo Q la cantidad y P el precio de venta, matemáticamente pueden expresarse:

- La cantidad ofertada:

$$Q_S = Q_S(P)$$

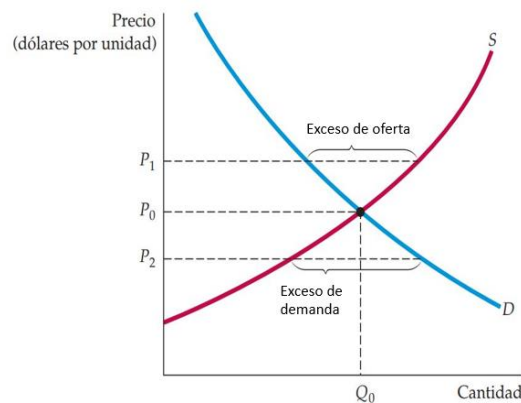
- La cantidad demandada:

$$Q_D = Q_D (P)$$

Sabiendo que el coste marginal o incremental es el coste incurrido en aumentar en una unidad la cantidad producida, es decir, es el cambio en el coste sobre el cambio en la producción. Cuando los mercados son competitivos, en el corto plazo, la curva de oferta coincide con la curva de costes marginales.

Cuando en una misma gráfica agrupamos las curvas de oferta y demanda, el punto en que se cortan es el precio de equilibrio, para el cual la cantidad ofertada iguala a la cantidad demandada (cantidad de equilibrio).

Se conoce como excedente cuando un aumento en este precio implica un aumento en la cantidad ofertada que supera a la cantidad demandada. Contrariamente, la escasez se da cuando una disminución en el precio implica un aumento en la cantidad demandada que supera a la cantidad ofertada; tal como se puede observar en la Figura 3.



*Figura 4 Equilibrio de mercado.*  
*Fuente: Pindyck y Rubinfeld (2009)*

## 4.2 Externalidades

Se define como “externalidad” cuando la transacción entre un agente comprador y un vendedor influye sobre el bienestar de un tercero (tanto para generar un aumento en el bienestar o generando un perjuicio) al que no se le paga ni compensa. Una externalidad es positiva cuando genera un beneficio

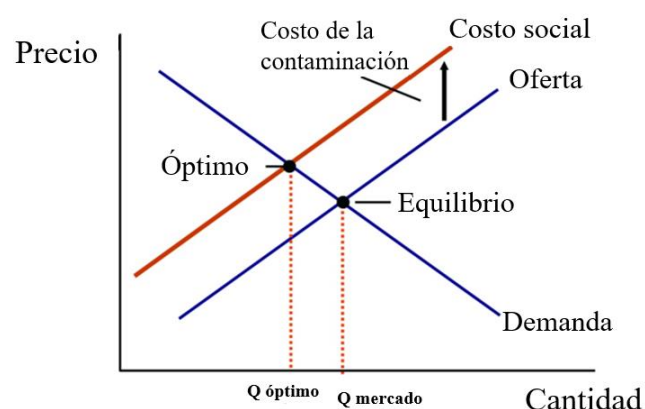
o aumento en el bienestar, como por ejemplo cuando se restaura un edificio histórico por cuestiones de mantenimiento, esto también conlleva un beneficio para una ciudad porque su belleza y su valor patrimonial atrae al turismo. Una externalidad es negativa cuando produce un perjuicio, por ejemplo, los vehículos que circulan en las calles producen contaminación.

En ninguno de los casos el responsable tuvo en cuenta las consecuencias de sus acciones y ninguna de las partes pagó ni recibió una compensación por dichos efectos. En los mercados, el equilibrio no es suficiente cuando hay externalidades porque el interés por el resultado de los compradores y vendedores está por encima del bienestar de los terceros.

Es por esto que el gobierno interviene mediante políticas públicas, a través de impuestos para aquellos bienes que producen externalidades negativas para proteger a los terceros de los perjuicios; o a través de subsidios para bienes que producen externalidades positivas y potenciarlas.

#### 4.2.1 Externalidades negativas

En el caso de las externalidades negativas, por ejemplo, en la producción de un bien cuya fabricación genera contaminación, la interacción de la oferta y la demanda en el mercado produce un precio y una cantidad de equilibrio. Sin embargo, la oferta no está incluyendo el coste de la pérdida de bienestar de aquellos terceros afectados por la contaminación (coste de la contaminación). La oferta más este coste se denomina coste social, y genera que la curva de oferta se desplace, aumentando el precio de equilibrio (precio óptimo) y la cantidad también (cantidad óptima), según lo ilustrado en la Figura 4.



*Figura 5 Efecto de la contaminación en el coste social*  
*Fuente: Mankiw (2012)*

Las partes afectadas por las externalidades pueden solucionar el problema en privado, llegando a un

acuerdo entre los involucrados en la transacción y los terceros afectados. No obstante, el estado realizar la internalización de la externalidad negativa mediante un impuesto a la producción de este bien; esta es una medida que se aplica como corrección para desincentivar la producción en grandes escalas y con el fin de que quienes lo fabrican absorban los efectos adversos de sus acciones.

#### 4.2.2 Regulación de contaminación

La contaminación es una de las externalidades negativas más evidentes, pero las acciones que la generan (como el transporte, la industria y la generación de energía) no pueden erradicarse mediante políticas públicas porque son actividades necesarias para el funcionamiento de la sociedad. Es necesario realizar un balance entre los costes y beneficios de la actividad para llegar a la decisión del volumen de contaminación permitido.

Existen varias formas de regular las externalidades negativas ambientales, se reducen en dos políticas principales: mediante impuestos correctivos o mediante permisos negociables.

**Impuestos correctivos:** también llamados impuestos pigouvianos, establecen un precio fijo a pagar por cada cierta cantidad de contaminación. Como se observa en la Figura 5, el impuesto determina un precio a la contaminación y junto con la curva de la demanda de derechos de contaminación, se define la cantidad de contaminación.

**Permisos negociables:** establecen una cantidad fija de contaminación permitida a través de permisos o derechos limitados. Como se observa en la Figura 6, la restricción de la cantidad disponible de derechos de contaminación junto con la curva de la demanda de los mismos establece el precio del derecho. Con el tiempo, se desarrollará un mercado que permita intercambiar estos permisos según la oferta y la demanda.

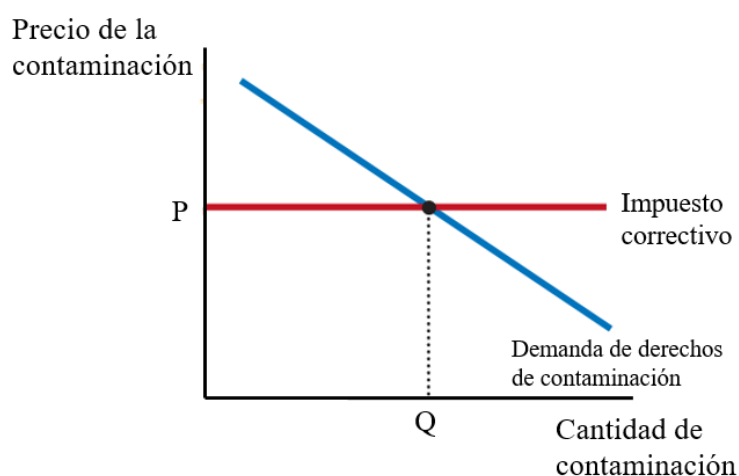
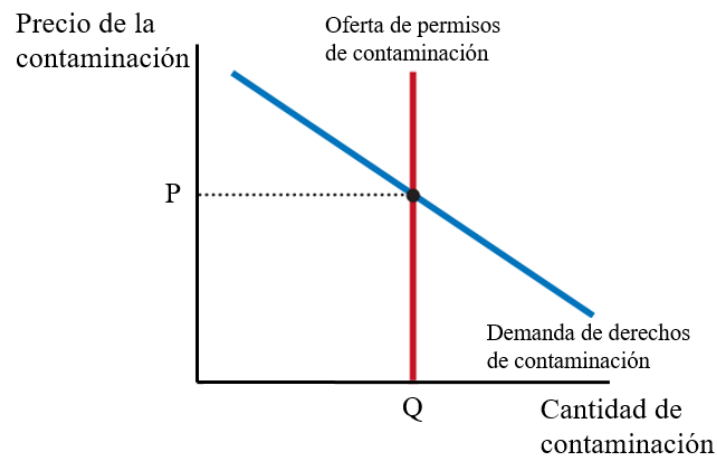


Figura 6 Efecto del impuesto correctivo sobre la cantidad de contaminación  
Fuente: Mankiw (2012)



*Figura 7 Efecto de los permisos de contaminación sobre el precio de la contaminación*  
*Fuente: Mankiw (2012)*

### 4.3 Generalidades de los mercados eléctricos

La red eléctrica conecta diversas fuentes generadoras de energía a la gran mayoría de consumidores de electricidad. La demanda de electricidad debe coincidir con oferta de energía en todo momento durante el día (Cleetus et al., 2012). Para lograrlo, las principales plantas de generación operan casi continuamente abasteciendo la demanda eléctrica. Estas plantas generalmente son de carbón o centrales nucleares, las cuales son bastante costosas de poner en marcha, pero relativamente baratas de operar. Existen también plantas intermedias, las cuales son más costosas de operar, pero más flexibles para adaptarse a la demanda. Por último, las plantas para los momentos de picos de demanda que son baratas de construir, pero costosas de operar.

Los operadores de la red equilibran la demanda de energía con la oferta, avisándoles a los generadores cuando incrementar o reducir su producción. Los operadores también son responsables de la seguridad del sistema en tiempo real.

En cuanto a los mercados eléctricos, los economistas se refieren a mercados liberalizados y competitivos (Baumol y Oates, 1988; Layard y Walters, 1978), esto quiere decir:

- Los clientes pueden elegir a su proveedor de electricidad
- Los generadores tienen libre acceso al mercado
- La generación, el abastecimiento y las redes son desagregados, asegurando la competencia en

los mayoristas y minoristas

- Los agentes reguladores son independientes (Matthes, 2017; Ecofys, 2016).

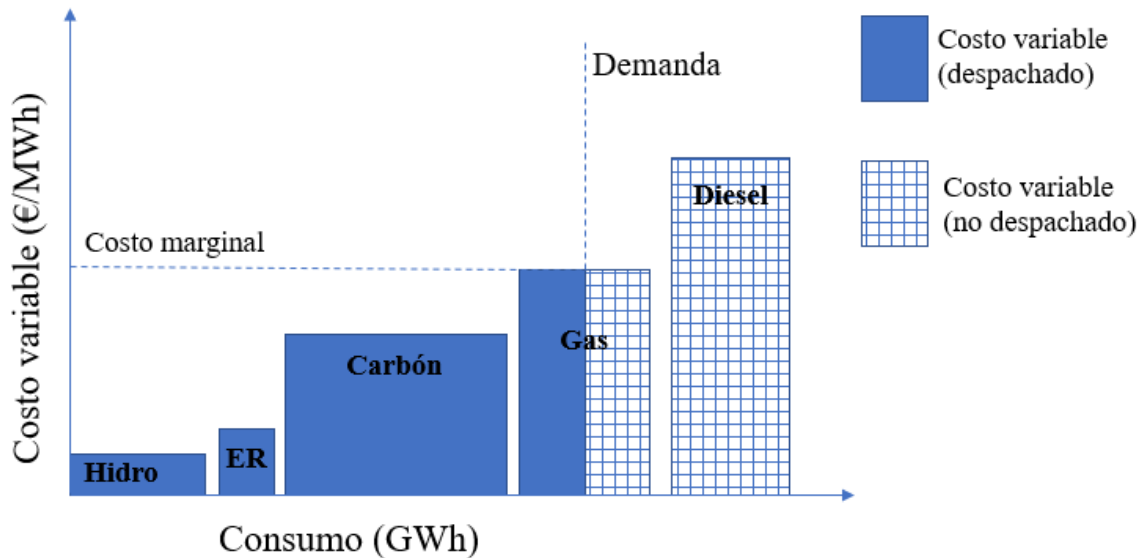
Cuando los mercados eléctricos son de competencia perfecta, los precios de la electricidad los establece el mercado según las interacciones de la oferta y la demanda.

Los generadores de energía ofrecen la electricidad a un precio que refleja sus costes marginales de producción.

El primer despachado o enviado es el coste más bajo y va incrementándose a medida que se suman generadores para abastecer la demanda. De esta manera, la electricidad es suministrada al menor coste, como se puede observar en la Figura 8. El orden en que la electricidad es suministrada a la red es llamado el “orden de mérito”. La oferta final necesaria para satisfacer la demanda será la que determine el precio del mercado mayorista que se paga a todos los generadores. Bajo estas condiciones ideales, ni las operaciones ni las inversiones son planificadas, sino que se basan en las ganancias esperadas.

Como la demanda de electricidad es relativamente inelástica, los precios pueden subir y bajar abruptamente. Es necesario equilibrar el mercado en momentos de exceso de oferta lo que puede dar como resultado precios de electricidad negativos, una característica poco común en otros mercados. Por el contrario, muchas jurisdicciones operan con precios máximos de electricidad, para evitar precios extremos durante períodos de alta demanda y oferta limitada (Boute, 2016).

El cambio en el mix energético o el cambio en los precios de los productos básicos que determinan los costes de operación a corto plazo (marginales) cambiará la forma de la curva de suministro de electricidad y, por lo tanto, es probable que tenga un impacto en los precios de la electricidad (Cook, 2013). Por ejemplo, cerrar las plantas de carbón desplazaría la curva representada en la Figura 8 a la izquierda y aumentaría los precios de la electricidad, al menos a corto plazo. Viceversa, el aumento de la generación de energía de fuentes de energía renovables con costes marginales muy bajos disminuirá los niveles de precios en el mercado mayorista.



*Figura 8 Orden de mérito y determinación de precios mayoristas.  
Fuente: elaboración propia basado en RTE France (2016)*

En teoría, permitir que los precios de la electricidad reflejen el equilibrio de la oferta y la demanda a corto plazo impulsará el financiamiento adecuado para inversiones en tecnologías para dar respuesta a la demanda (Oren, 2003). Es decir, al permitir que los precios de la electricidad aumenten en momentos en que la demanda está cerca de la capacidad, los generadores obtendrán ganancias, que a su vez proporcionan un incentivo para invertir en una mayor capacidad. Sin embargo, dada la importancia de la electricidad para el bienestar, las intervenciones regulatorias existentes, las imperfecciones del mercado y la incertidumbre, los reguladores de la red no confían en el mercado para dictar la capacidad futura. Por lo tanto, en la práctica existe una amplia gama de mecanismos de remuneración para activar inversiones o cubrir otros costes fijos debido a objetivos políticos o restricciones de ingresos que surgen del mercado mayorista.

Como resultado, generalmente las disposiciones para mercados competitivos consisten en cuatro partes:

- El mercado de coordinación (spot) emite señales de precios para el envío/despacho de energía de la generación de energía y forma los precios del mercado mayorista. Tradicionalmente se organiza como un mercado diario de electricidad entregada en bloques de una hora o fracciones de una hora (day-ahead-market). Con la creciente influencia de las energías renovables variables, los mercados diarios se complementan cada vez más con el comercio intradiario.
- Los mercados de servicios auxiliares cubren los servicios del sistema (equilibrio, calidad de suministro). Los precios en el mercado spot son indicadores importantes, para los generadores

de energía o los consumidores, de si es atractivo o no obtener contratos para servicios de sistemas en el mercado de servicios auxiliares.

- Para activar ciertas estructuras de las flotas de generación de energía y / o salvaguardar la seguridad del suministro, normalmente existe una amplia gama de mecanismos de remuneración (capacidad). El espectro abarca desde mecanismos de remuneración específicos (por ejemplo, para energías renovables, cogeneración) hasta mecanismos de capacidad neutral en tecnología. Estos mecanismos de remuneración que cierran la brecha entre los ingresos de los mercados al contado y las necesidades de reembolso de las inversiones en cuestión, particularmente cuando existen límites de precios.
- Un marco regulatorio para la remuneración de las infraestructuras de red, cuando estas infraestructuras son construidas y operadas por monopolios naturales. Al menos para los primeros tres segmentos, los precios de los productos básicos y, entre ellos, los costes del carbono pueden y deben desempeñar un papel importante en el suministro de electricidad eficiente y rentable.

Además de los costes de generación que se reflejan en los precios al por mayor de la electricidad, los precios al por menor también incluyen el coste de distribución, transmisión, operación del mercado, servicios auxiliares, así como impuestos y cargos adicionales. Los minoristas de electricidad tienen la tarea de proporcionar un "servicio de requisitos completos", lo que garantiza que se satisfaga la demanda de electricidad de todos los clientes finales.

Esto implica costes adicionales para la generación de electricidad pura ya que se mantiene cierta capacidad básica pero no siempre se despacha.

#### 4.4 El Coste de Generación de Energía

Generalmente, los costes incurridos por un generador dependerán de muchos parámetros (como el precio del combustible de entrada y el coste de capital) pero también pueden variar con el nivel de producción del generador (es decir, la velocidad a la que el generador produce energía eléctrica).

El flujo de energía eléctrica por unidad de tiempo de un generador que produce a la tasa constante  $Q$  [MW] durante un período de tiempo  $T$  [h], es igual a  $QT$  [MWh] de energía.

$CQ$  [€/h] será la función de coste a corto plazo del generador, es decir, la tasa a la que el generador está incurriendo en gastos al producir energía a la tasa  $Q$  [MW]. Un generador que produce a una tasa constante  $Q$  [MW] durante un período de tiempo  $T$  [h], incurre en costes de  $CQT$  [€].



Es común distinguir estos costes en dos componentes:

- Los costes fijos, que son independientes de la salida del generador. Estos costes incluyen los costes de arrendar las instalaciones generadoras y/o los costes de financiar la compra de las instalaciones. Estos costes también incluyen los costes de cualquier operación permanente y personal de mantenimiento o administración, que deben mantenerse tanto si el generador está en funcionamiento como si no. Estos costes no entran en el cálculo de la decisión de salida.
- Los costes variables (también conocidos como los "costes de producción"), que varían con la salida del generador. Estos costes incluyen los costes de cualquier combustible consumido, los costes de operación o mantenimiento, que varían con la producción, y los costes incurridos al arrancar y parar el generador.

Puede haber otros costes importantes que deben tenerse en cuenta, como los costes de inicio del generador los cuales dejaremos a un lado.

Un generador generalmente tendrá un nivel mínimo de salida por debajo del cual no puede funcionar físicamente de manera efectiva (sin apagarse por completo), y un nivel máximo de salida por encima del cual no puede producir más salida.

A niveles bajos de producción (cerca del nivel operativo mínimo), los costes variables promedio tienden a ser relativamente altos, ya que a menudo hay costes 'auxiliares' en los que se debe incurrir siempre que sea necesario cuando el generador está en servicio y produce niveles de salida distintos de cero. El coste variable promedio generalmente disminuye a medida que aumenta la salida del generador, pero puede comenzar a aumentar nuevamente a medida que la salida del generador se acerca al nivel operativo máximo.

La función de coste de un generador típico a veces se aproxima a una función cuadrática de su salida. Se puede suponer que la función de coste de un generador típico toma la siguiente forma:

$$C(Q) = \begin{cases} F, & \text{donde } Q = 0 \\ cQ + aQ^2 + b + F, & \underline{Q} \leq Q \leq \bar{Q} \end{cases}$$

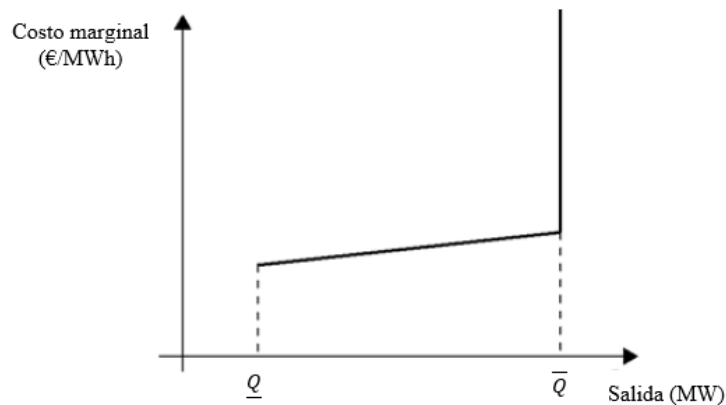
$F$  → coste fijo del generador

$a, b, c$  → parámetros de la función de coste

$\underline{Q}, \bar{Q}$  → niveles operativos mínimo y máximo del generador

$C'(Q)$  es la función de coste marginal, que es la derivada de la función de coste con respecto al nivel de producción.

$$C'(Q) = \begin{cases} \text{indefinida}, & \text{donde } Q = 0 \\ c + 2aQ, & \underline{Q} \leq Q \leq \bar{Q} \end{cases}$$



*Figura 9 Curva de coste marginal de un generador*  
*Fuente: Biggar, D.R., Reza Hesamzadeh, M. (2014)*

El gráfico del coste marginal de este generador hipotético se ilustra en la Figura 9; a medida que la producción alcanza su límite físico, se vuelve muy costoso aumentarla y la función de coste marginal cambia bruscamente hacia arriba.

Suponiendo que no hay un nivel operativo mínimo, costes auxiliares fijos ni costes marginales constantes de operación hasta el nivel operativo máximo; asumiremos que:

$$\underline{Q} = 0$$

$$a, b = 0$$

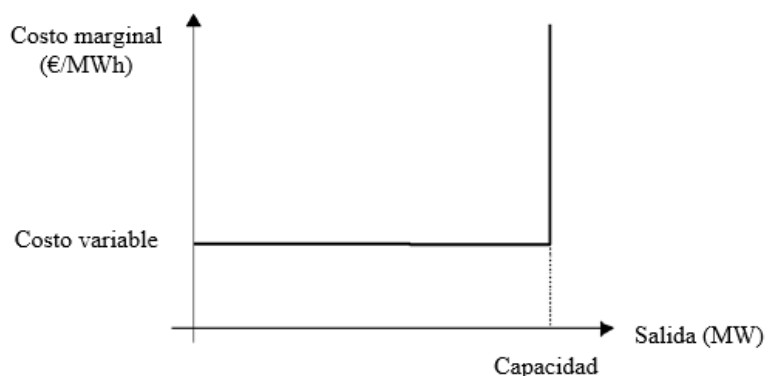
$$\bar{Q} = K$$

Siendo  $K$  la capacidad del generador.

La función de coste del generador va a ser

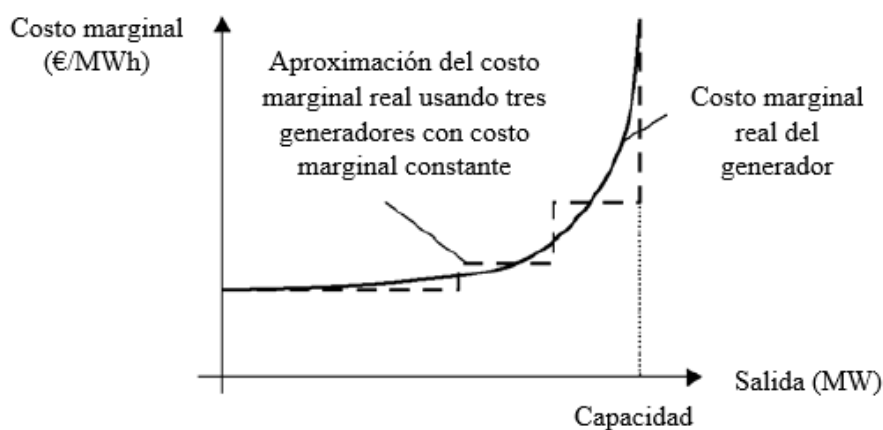
$$C(Q) = cQ + F \quad \text{donde } 0 \leq Q \leq K$$

Bajo estos supuestos, la curva de coste marginal para el generador es plana (horizontal) hasta el nivel operativo máximo, en cuyo punto la curva se vuelve vertical como se ilustra en la Figura 4. Podemos referirnos al coste marginal del generador en la parte plana de la curva como el coste variable del generador.



*Figura 10 Representación del coste marginal del generador*  
*Fuente: Biggar y Reza Hesamzadeh (2014)*

En los casos en que la función de coste marginal de un generador no es plana, se puede aproximar por una 'función escalonada', es decir, una función que es plana sobre un rango de salida. Esto es equivalente a dividir un solo generador en unidades más pequeñas, cada una de las cuales tiene un coste marginal constante. La Figura 11 muestra cómo se puede aproximar la función de coste de un generador utilizando tres generadores hipotéticos, cada uno con un coste marginal constante.



*Figura 11 Aproximación de la curva de coste marginal con tres generadores de coste constante*  
*Fuente: Biggar y Reza Hesamzadeh (2014)*

Consideremos primero un sistema de energía sin límites físicos, excepto uno: la restricción de que la energía total producida debe ser igual a la energía total consumida. Ignoraremos por completo las redes de transmisión y distribución, ignoraremos también cualquier activo de consumo controlable y asumimos que no hay un nivel mínimo de operación ignorando los costes de inicio.

Si el generador  $i$  está dirigido a producir energía a la tasa  $Q_i$  [MW], incurre en un coste a la tasa  $C_i Q_i$  [€/h]. La demanda total de electricidad es  $Q$  [MW].

El conjunto de todas las órdenes dadas por el operador del sistema a los generadores se conoce como el despacho (“dispatch”) el cual es representado por un vector:  $Q = (Q_1, Q_2, \dots, Q_N)$ . Este vector determina para cada generador la tasa total a la que debe producir energía.

La tarea del operador del sistema es encontrar el despacho que minimice el coste total de generación sujeto a la restricción de que la cantidad total de generación debe ser igual a la carga total. Si la demanda total es menor que la capacidad total de producción de los generadores, no tendremos que preocuparnos por el racionamiento.

#### 4.4.1 Óptimo despacho de mínimo coste

El conjunto de todas las órdenes dadas por el operador del sistema a los generadores se conoce como el despacho (“dispatch”) el cual es representado por un vector:  $Q = (Q_1, Q_2, \dots, Q_N)$ . Este vector determina para cada generador la tasa total a la que debe producir energía.

La tarea del operador del sistema es encontrar un despacho que minimice el coste total de satisfacer la demanda.

$$\begin{aligned} & \min \sum_{i=1}^N C_i(Q_i) \\ & \text{sujeto a } \sum_{i=1}^N Q_i = Q \leftrightarrow \lambda \\ & \text{y } \forall i, \quad Q_i \leq K_i \leftrightarrow \mu_i \text{ y } Q_i \geq 0 \leftrightarrow v_i \end{aligned}$$

Las condiciones KKT (Karush-Kuhn-Tucker) para este problema son:

$$\forall i, C'_i(Q_i) = \lambda - \mu_i + v_i$$

Además,

$$\forall i, \quad \mu_i \geq 0 \text{ y } \mu_i(Q_i - K_i) = 0$$

$$\forall i, \quad v_i \geq 0 \text{ y } v_i Q_i = 0$$

A partir de estas expresiones podemos ver que para cada generador hay tres posibilidades: o bien el generador se despacha a un nivel intermedio (entre su salida máxima y mínima, de modo que  $\mu_i = 0$  y  $v_i = 0$ ) en cuyo caso el generador se envía a un punto donde su coste marginal es igual a algún

valor común  $\lambda$ :

*Para cada  $i$  para el cual  $0 < Q_i < \bar{Q}_i$ ,  $C'_i(Q_i) = \lambda$  para  $\lambda$  constante*

Alternativamente, el generador se despacha a su salida máxima  $Q_i = K_i$ , en cuyo caso su coste marginal es menor que el valor común  $C'_i(Q_i) \leq \lambda$ , o el generador se despacha a su salida mínima  $Q_i = 0$  en cuyo caso el coste marginal es mayor que el valor común:  $C'_i(Q_i) \geq \lambda$ .

**El coste marginal común  $\lambda$  se conoce como el coste marginal del sistema o SMC. El SMC es igual al coste marginal de producir una unidad adicional para satisfacer una unidad de demanda adicional.**

Entonces, el coste total del despacho óptimo es:

$$C(Q) = \sum_{i=1}^N C_i(Q_i)$$

## 5 Mercado Mayorista Ibérico

---

**E**n España, la importancia del sector de la energía se debe a su perfil estratégico, siendo indispensable para el desarrollo de las actividades económicas y su ejercicio corresponde a aproximadamente un 2.5% del PIB.

### 5.1 Parque generador español

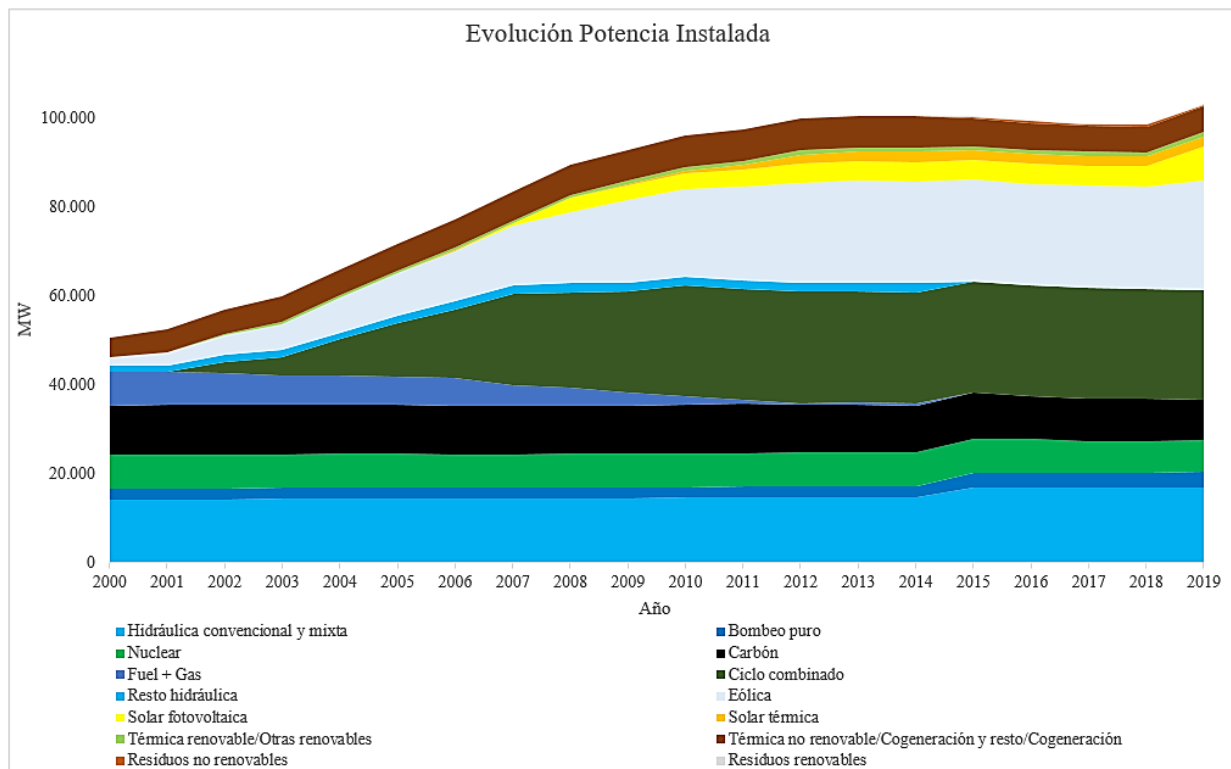
#### 5.1.1 Tecnologías de generación de energía

En la actualidad en España, existe una diversidad de tecnologías para la generación de energía.

- Centrales de ciclo combinado: estas transforman la energía térmica en electricidad mediante dos ciclos termodinámicos: el ciclo Brayton con una turbina de gas y el ciclo Rankine con una turbina de vapor. Generalmente, utilizan gas natural o fuel-gas como combustible, pero también pueden utilizar combustibles sólidos gasificados.
- Centrales nucleares: aprovechan la energía térmica desprendida en la fisión de núcleos de uranio para la producción de electricidad.
- Centrales térmicas: generan la energía a partir de combustibles fósiles (carbón, gas, fueloil, etc.) a través de un ciclo termodinámico.
- Centrales de cogeneración: al igual que las centrales térmicas, las centrales de cogeneración tienen un ciclo termodinámico con la diferencia que incluye un sistema de aprovechamiento de calor. Su principal combustible es la biomasa (proveniente de residuos orgánicos).
- Plantas mareomotrices: utilizan el cambio en las mareas para generar electricidad.
- Parques eólicos: utilizan el movimiento de las masas de aire para generar electricidad.
- Centrales geotérmicas: utilizan el calor del interior de la tierra para generar electricidad.
- Centrales hidráulicas: mediante turbinas acopladas a generadores eléctricos, aprovechan la energía potencial gravitatoria del agua convirtiéndola en electricidad. Se sitúan en los ríos acumulando agua para formar embalses. Las centrales de bombeo tienen dos embalses.

- Centrales fotovoltaicas: captan la energía solar y la transforman en corriente eléctrica.
- Centrales termosolares: mediante un ciclo térmico transforman la energía calorífica de un determinado foco en energía mecánica mediante una turbina, y luego ésta se transforma en energía eléctrica.
- Centrales de Residuos Sólidos Urbanos: mediante combustión de residuos fermentados, se genera vapor que luego será expandido en una turbina acoplada a un generador para la producción de electricidad.

En la Figura 12 se puede observar la evolución de la potencia instalada en España desde el año 2000.



**Figura 12 Evolución Potencia Instalada 2000-2019**  
 Fuente: elaboración propia con datos de Red Eléctrica de España

Por el origen de su principal combustible, la generación de energía eléctrica puede clasificarse en Renovable y No Renovable:

**Generación renovable**

Hidráulica

Eólica

**Generación no renovable**

Turbinación bombeo

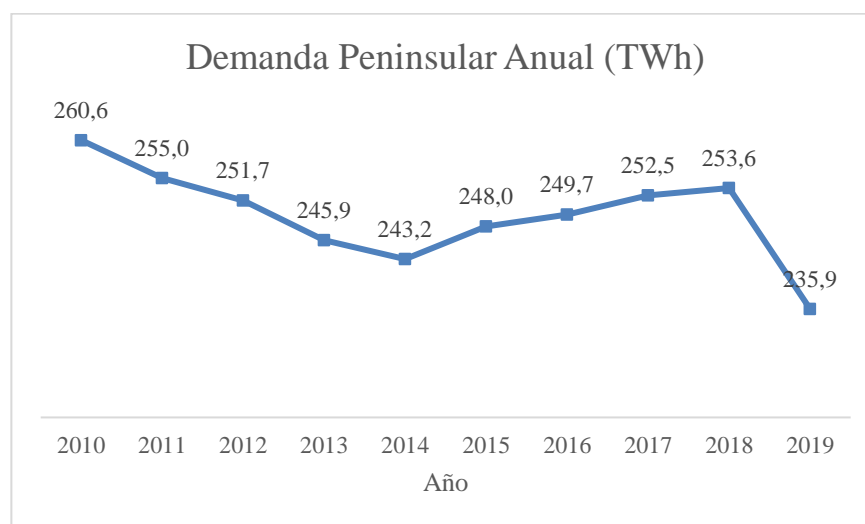
Nuclear

Solar fotovoltaica	Ciclo combinado
Solar térmica	Carbón
Otras renovables	Cogeneración
Residuos renovables	Residuos no renovables

Como puede observarse en la Figura 12, la potencia instalada proveniente de centrales hidráulicas, de carbón y nucleares no ha tenido importantes variaciones. Por otro lado, las centrales de fuel-gas han ido cerrando y las energías renovables han aumentado drásticamente. Las fuentes de energía con mayor potencia instalada a la fecha son la eólica (24,8 GW) y las de ciclo combinado (24,6 GW), ambas con un importante crecimiento desde el 2003.

### 5.1.2 Demanda y balance energético

Como se indicó anteriormente, la potencia instalada en España ha aumentado significativamente, sin embargo, ésta nos da una visión de la demanda máxima que puede ser abastecida y no de la energía realmente aportada; ya que ésta última va a depender de la disponibilidad, precio y capacidad de cubrir la demanda en tiempo real. Como se observa en la Figura 13, la demanda por energía a nivel peninsular desde la caída en el 2014 por la crisis económica, fue aumentando gradualmente (los datos del 2019 son parciales).



*Figura 13 Evolución de la demanda anual peninsular en los últimos 10 años  
Fuente: elaboración propia con datos de Red Eléctrica de España*

En la Tabla 7 podemos observar el balance energético que determinan la demanda para cada año,



mientras que en la Figura 14 se grafica la estructura por tecnologías de esta demanda.

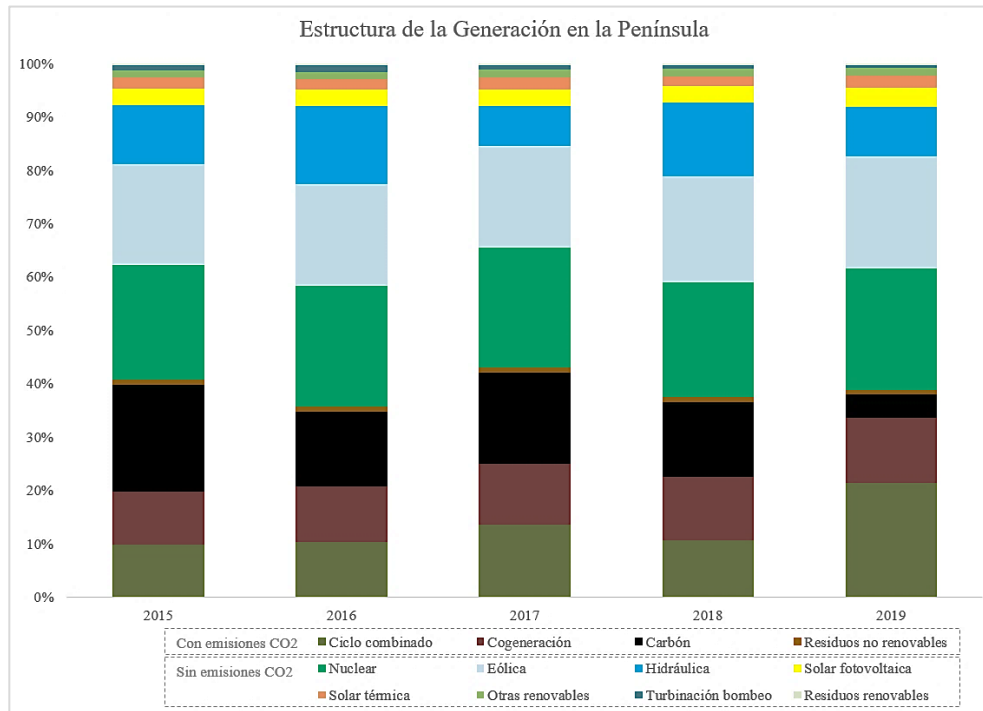
*Tabla 7 Balance eléctrico Peninsular anual (GWh)*

GWh	2015	2016	2017	2018	2019
Hidráulica	28.379,01	36.111,43	18.447,35	34.113,96	21.465,83
Eólica	47.715,88	47.298,16	47.508,11	48.955,70	49.213,51
Solar fotovoltaica	7.845,32	7.579,22	8.000,71	7.380,55	8.478,59
Solar térmica	5.085,24	5.071,20	5.347,95	4.424,33	5.148,68
Otras renovables	3.422,57	3.415,02	3.599,16	3.547,18	3.426,22
Residuos renovables	662,66	649,74	728,15	732,97	697,13
<b>Generación renovable</b>	<b>93.110,67</b>	<b>100.124,78</b>	<b>83.631,42</b>	<b>99.154,69</b>	<b>88.429,96</b>
Turbinación bombeo	2.895,37	3.134,33	2.248,96	1.994,00	1.377,21
Nuclear	54.661,80	56.021,68	55.539,35	53.197,62	52.894,50
Ciclo combinado	25.034,55	25.463,07	33.647,98	26.402,92	49.967,99
Carbón	50.754,80	35.010,91	42.421,89	34.881,04	10.579,87
Cogeneración	25.169,33	25.873,94	28.175,56	28.971,78	28.141,31
Residuos no renovables	2.324,72	2.471,31	2.459,13	2.293,86	1.974,30
<b>Generación no renovable</b>	<b>160.840,55</b>	<b>147.975,24</b>	<b>164.492,88</b>	<b>147.741,21</b>	<b>144.935,17</b>
Consumos en bombeo	-4.512,25	-4.827,59	-3.607,58	-3.198,43	-2.473,97
Enlace Península-Baleares	-1.335,79	-1.250,58	-1.179,31	-1.233,36	-1.617,96
Saldo I. internacionales	-133,16	7.658,04	9.168,99	11.102,31	6.592,62
<b>Demanda en b.c.</b>	<b>247.970,01</b>	<b>249.679,89</b>	<b>252.506,41</b>	<b>253.566,42</b>	<b>235.865,82</b>

*Fuente: Red Eléctrica de España*

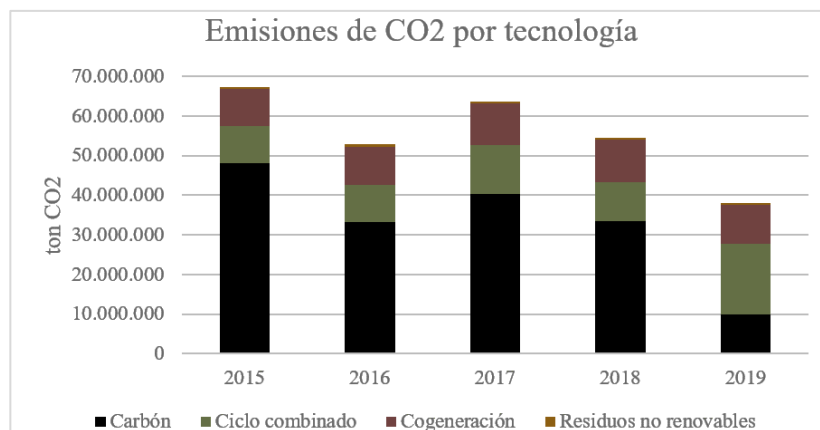
### 5.1.3 Tecnologías y emisiones de dióxido de carbono

Además de clasificar a las fuentes de energía según su combustible de origen (renovable o no renovable), podemos clasificarlas en función de su aporte de gases de efecto invernadero. Siendo el dióxido de carbono el que estamos estudiando, nos interesa conocer las energías cuya generación emite CO<sub>2</sub> a la atmósfera. En la Figura 14, se puede observar la composición porcentual anual de las energías generadas según su tecnologías, siendo las primeras cuatro desde la base (ciclo combinado, cogeneración, carbón y residuos no renovables) fuentes emisoras de CO<sub>2</sub>.



**Figura 14 Estructura de las tecnologías de generación eléctrica en la Península, porcentajes anuales**  
 Fuente: elaboración propia a partir de los datos de Red Eléctrica de España

Como se puede observar, en el último año la participación del carbón fue reduciéndose debido al cierre de distintas centrales y fue reemplazado principalmente por las centrales de ciclo combinado. Es fundamental entender el impacto de la generación de energía mediante centrales de carbón por las emisiones que estas implican. En la Figura 15 se observan las toneladas de emisiones anuales por tecnología. Aquí se puede ver cómo la energía generada por carbón es la principal fuente de emisiones. En 2019, a pesar de haber sido reducida su participación, su tasa de emisiones sigue siendo significativa. A su vez, las emisiones no se eliminan porque el carbón fue reemplazado por otra tecnología emisora de CO<sub>2</sub>.



**Figura 15 Toneladas de emisiones anuales de dióxido de carbono por tecnología**  
 Fuente: elaboración propia a partir de los datos de Red Eléctrica de España

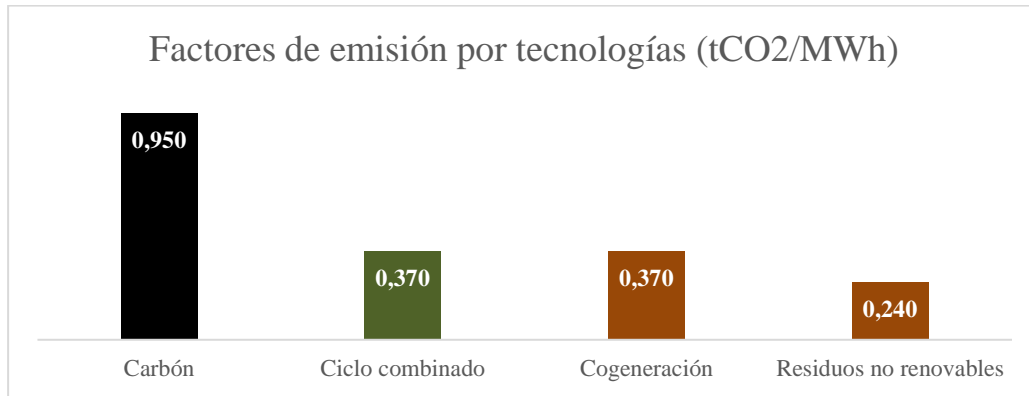
Gracias a la transparencia del mercado eléctrico de España, se pueden obtener tanto los datos de generación como los de emisiones. En la Tabla 8 están las emisiones anuales por tecnologías, también los GWh generados. Con estos datos podemos calcular un factor o coeficiente de emisión que indica la cantidad de toneladas de CO<sub>2</sub> emitidas por cada MWh generado para cada una de estas tecnologías.

*Tabla 8 Generación, emisiones y factores de emisión de CO<sub>2</sub> por tecnología de 2015 a 2019*

Año	2015			2016			2017			2018			2019		
	Emisiones (tCO <sub>2</sub> )	Generación (GWh)	Factor (tCO <sub>2</sub> /MWh)	Emisiones (tCO <sub>2</sub> )	Generación (GWh)	Factor (tCO <sub>2</sub> /MWh)	Emisiones (tCO <sub>2</sub> )	Generación (GWh)	Factor (tCO <sub>2</sub> /MWh)	Emisiones (tCO <sub>2</sub> )	Generación (GWh)	Factor (tCO <sub>2</sub> /MWh)	Emisiones (tCO <sub>2</sub> )	Generación (GWh)	Factor (t CO <sub>2</sub> /MWh)
Carbón	48.217.054,8	50.754,8	0,950	33.260.364,3	35.010,9	0,950	40.300.794,1	42.421,9	0,950	33.485.793,4	34.881,0	0,960	9.868.462,1	10.596,7	0,931
Ciclo combinado	9.262.781,9	25.034,5	0,370	9.421.334,5	25.463,1	0,370	12.449.752,9	33.648,0	0,370	9.769.081,5	26.402,9	0,370	17.767.771,6	50.036,0	0,355
Cogeneración	9.312.651,4	25.169,3	0,370	9.573.358,6	25.873,9	0,370	10.424.958,1	28.175,6	0,370	10.719.559,6	28.971,8	0,370	9.943.629,6	28.225,5	0,352
Residuos no renovables	557.931,5	2.324,7	0,240	593.114,1	2.471,3	0,240	590.190,9	2.459,1	0,240	550.526,0	2.293,9	0,240	453.998,4	1.979,7	0,229
Hidráulica	0,0	28.379,0	0,000	0,0	36.111,4	0,000	0,0	18.447,3	0,000	0,0	34.114,0	0,000	0,0	21.577,8	0,000
Turbinación bombeo	0,0	2.895,4	0,000	0,0	3.134,3	0,000	0,0	2.249,0	0,000	0,0	1.994,0	0,000	0,0	1.381,1	0,000
Nuclear	0,0	54.661,8	0,000	0,0	56.021,7	0,000	0,0	55.539,4	0,000	0,0	53.197,6	0,000	0,0	53.039,5	0,000
Eólica	0,0	47.715,9	0,000	0,0	47.298,2	0,000	0,0	47.508,1	0,000	0,0	48.955,7	0,000	0,0	49.563,1	0,000
Solar fotovoltaica	0,0	7.845,3	0,000	0,0	7.579,2	0,000	0,0	8.000,7	0,000	0,0	7.380,5	0,000	0,0	8.488,0	0,000
Solar térmica	0,0	5.085,2	0,000	0,0	5.071,2	0,000	0,0	5.348,0	0,000	0,0	4.424,3	0,000	0,0	5.149,1	0,000
Otras renovables	0,0	3.422,6	0,000	0,0	3.415,0	0,000	0,0	3.599,2	0,000	0,0	3.547,2	0,000	0,0	3.436,2	0,000
Residuos renovables	0,0	662,7	0,000	0,0	649,7	0,000	0,0	728,2	0,000	0,0	733,0	0,000	0,0	699,1	0,000
<b>Total anual</b>	<b>67.350.419,6</b>	<b>253.951,2</b>	<b>0,265</b>	<b>52.848.171,5</b>	<b>248.099,9</b>	<b>0,213</b>	<b>63.765.696,0</b>	<b>248.124,5</b>	<b>0,257</b>	<b>54.524.960,5</b>	<b>246.895,9</b>	<b>0,221</b>	<b>38.033.861,7</b>	<b>234.171,8</b>	<b>0,162</b>

*Fuente: elaboración propia con datos de Red Eléctrica de España*

Tomando los valores promedio de los últimos años podemos definir un coeficiente de emisión estándar para cada tecnología. Como se puede observar en la Figura 16, las energías generadas con carbón tienen la mayor tasa de emisión de 0,95 toneladas de CO<sub>2</sub> por cada megavatio hora generado, más de 2.5 veces que las de ciclo combinado.



*Figura 16 Factores de emisión promedio por tecnologías en ton CO<sub>2</sub>/MWh  
Fuente: elaboración propia con datos de Red Eléctrica de España*

## 5.2 Mercado eléctrico mayorista ibérico

En 1997 con la Ley del Sector Eléctrico 54/1997 se llevó a cabo la liberalización del sector eléctrico español con el objetivo de impulsar la competencia y aumentar la transparencia para los consumidores. A partir de este momento se generó lo que hoy se conoce como el mercado eléctrico donde se realizan las operaciones de compra y venta de energía eléctrica en la Península. Esta ley también permitió que ingresen nuevos agentes al mercado como son las cooperativas de energías renovables y las comercializadoras independientes.

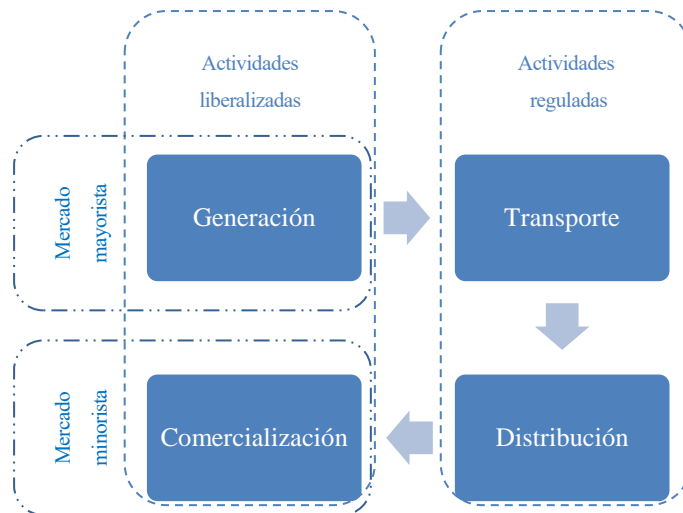
Las principales actividades son las siguientes:

- Generación: producción de energía
- Transporte: transmisión de la energía por la red de transporte de energía eléctrica, la cual está constituida por la red de transporte primario ( $\geq 380$  kV) y la red de transporte secundario ( $< 220$  kV). En España, el propietario de la red es Red Eléctrica de España (REE).
- Distribución: transmisión de la energía desde la red de transporte o desde otras redes de distribución, a los puntos de consumo para suministrarla a los consumidores.
- Comercialización: venta de energía eléctrica a los consumidores según potencia contratada. Las comercializadoras acceden a las redes de transporte o distribución para la venta de la energía.

A su vez, estas se pueden clasificar por el nivel de regulación como:

- Actividades liberalizadas: se asemejan a las actividades comerciales, donde cualquier agente puede realizarlas.
- Actividades reguladas: existen monopolios naturales que exigen autorizaciones y supervisión específica.

Cabe aclarar que una parte de la generación se encuentra regulada. Las actividades de generación de energías renovables y cogeneración reciben subsidios lo que las obliga a estar bajo un régimen regulatorio. A su vez, las centrales de carbón y los sistemas insulares también están regulados.



**Figura 17** Actividades principales del sector eléctrico español

*Fuente: elaboración propia*

En julio de 2007, se formó el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) a partir de la integración del sistema eléctrico español con el portugués. Este mercado realiza la casación utilizando el algoritmo EUPHEMIA. A su vez, MIBEL está acoplado con los mercados centro-norte europeos y sus interconexiones permiten que la energía fluya hacia donde es más costosa desde donde es más barata.

La red de transporte es operada por Red Eléctrica de España (REE) en España y REN en Portugal, quienes gestionan y garantizan el funcionamiento. En cuanto a la gestión del mercado mayorista spot, el responsable es el Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español (OMIE).

El mercado ibérico se compone de tres secuencias de mercados (Figura 18):

- Mercado a plazo
- Mercado diario o spot
- Mercado de corto plazo o intradiario

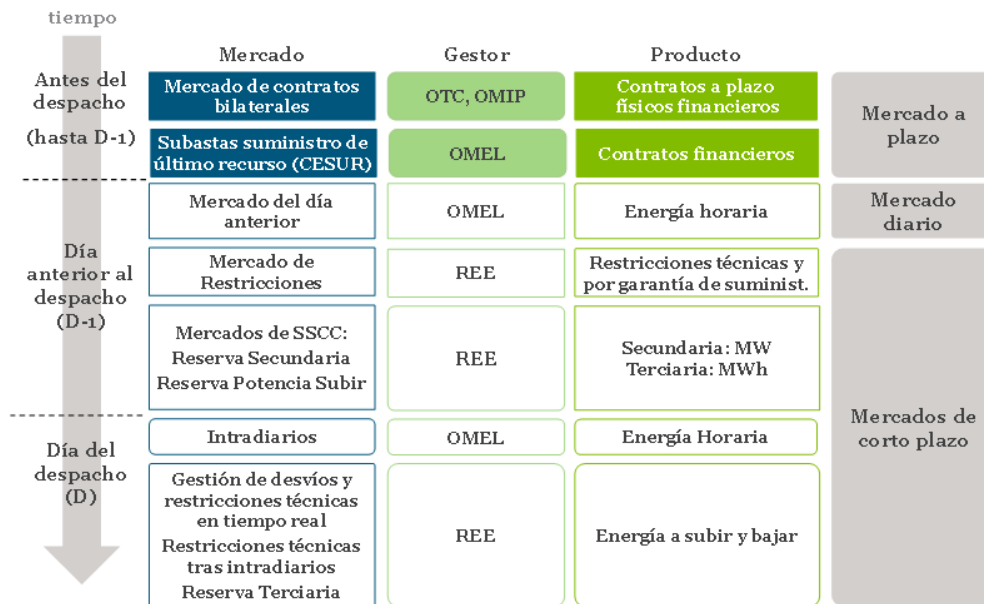


Figura 18 Secuencia de mercados en el mercado ibérico de la electricidad (MIBEL)

Fuente: Energía y Sociedad

### 5.2.1 Agentes del mercado eléctrico

Los agentes que participan del mercado ibérico son:

- Productores de energía eléctrica: son aquellas personas físicas o jurídicas que generan energía eléctrica, y construyen, operan y mantienen las centrales de producción. Los productores pueden encontrarse en régimen ordinario o en régimen especial (este último comprende los productores que usan fuentes renovables o de cogeneración).
- Comercializadoras: son aquellas empresas que venden la electricidad a los consumidores finales.
- Distribuidoras: son aquellos agentes que distribuyen la energía, y construyen, operan y mantienen las instalaciones de distribución.
- Representantes: son los intermediarios entre los productores y el mercado eléctrico.
- Consumidores directos: son aquellos consumidores cualificados para adquirir la energía por medios distintos al consumidor a tarifa.
- Gestores de carga: son sociedades mercantiles que pueden revender la energía para recarga o para almacenamiento.
- Agentes externos: son aquellos que entregan o toman energía de sistemas exteriores.

### 5.2.2 Mercado a plazo o mercados futuros

En este mercado se determina el precio y la cantidad de la energía a largo plazo, para que sea adquirida en el futuro ya que no se puede almacenar. Este mercado es gestionado por Portugal a través del OMIP.

Este mercado cubre contra los riesgos implicados en la volatilidad del mercado diario, ya que los compradores pueden beneficiarse de cerrar un precio previo a la entrega de la energía.

Se pueden diferenciar dos tipos de mercados a plazo en España:

- Mercado no organizado de contratos bilaterales: over the counter, es un mercado extra bursátil,

paralelo donde se negocian contratos a medida directamente entre las dos partes involucradas. La entrega y el pago se realizan en la fecha pactada.

- Mercado de futuros eléctricos gestionado por OMIE: es un mercado organizado donde se distinguen el mercado continuo (a través de una plataforma se gestiona la oferta y la demanda) y las subastas. El precio lo determina el precio del mercado spot.

### **5.2.3 Mercado diario o spot**

En este mercado se establecen precios de la energía vendida diariamente. En el mercado spot se determina un precio por hora, es decir, hay 24 precios para cada día. Este mercado es gestionado por España a través del OMIE.

Con los datos recibidos de los compradores y vendedores, OMIE puede generar las curvas de oferta y demanda por hora del día siguiente, y obtener el precio de equilibrio. Este es un mercado marginalista y de competencia perfecta, donde los productores casados, habiendo ofertado el precio mínimo, van a recibir el mismo precio por sus ofertas.

### **5.2.4 Mercado diario y Pool eléctrico**

Diariamente se actualizan y fijan los precios de la electricidad para todos los involucrados en el mercado eléctrico (ofertantes y demandantes). Como la electricidad no se puede almacenar, los demandantes deben comprar la oferta eléctrica de un día para el siguiente basándose en estimaciones del precio de mercado o marginal.

OMIE gestiona el pool eléctrico, gestionando las transacciones y casando a los ofertantes con los demandantes. A través de OMIE, los vendedores y compradores presentan sus ofertas para cada hora del día siguiente hasta las 12.00 hs, que es cuando se cierra la aceptación de ofertas. Cada empresa generadora debe formular 24 ofertas para las 24 hs del siguiente día. Las ofertas de compra y venta se admiten según su valor económico y la disponibilidad para interconexión.

Cuando para cada hora del día posterior están todas las ofertas de los vendedores presentadas, EUPHEMIA agrega y ordena ascendentemente para conformar la curva de oferta por hora.

#### **5.2.4.1 Curva de oferta**

La energía de las 24 horas de un día se subasta durante el día anterior. Estas subastas consisten en que los ofertantes (compañías productoras de energía eléctrica) exponen su precio marginal, el cual es fijado en base lo establecido por la normativa:

- En el inicio de la subasta los MW de las grandes centrales nucleares tienen prioridad. Esto se debe a que este tipo de centrales son poco flexibles, ya que comprenden mayores gastos en sus puestas en marcha por lo que deben mantener su servicio de forma continua. Estos MW se ofertan a 0€ y luego se subastan al precio fijado por el mercado que es igual al precio marginal. Estas ofertas van a situarse en la parte baja de la curva de oferta.
- Luego de las centrales nucleares, siguen las energías renovables reguladas por ley. En este caso, los grandes costes están comprendidos en sus infraestructuras por lo que el precio del KW está fijado con el del mercado. Las energías como la eólica y solar no son gestionable y variables, por esto tienen un gran impacto en el precio del mercado porque cuando están muy disponibles son capaces de desplazar la curva de la oferta haciendo que los precios bajen.
- En último lugar entran en la subasta los MW provenientes de las centrales de ciclo combinado y las centrales hidráulicas regulables. Estas ofertas se sitúan en la parte superior de la curva de la oferta.

OMIE agrega y ordena ascendentemente las ofertas para formar la curva de oferta, la cual va a tener una forma escalonada debido a los distintos tipos de tecnologías (Figura 19). Se llama orden de méritos al orden en que entran las tecnologías al mix energético, siendo las más baratas las primeras.

#### 5.2.4.2 Curva de demanda

La curva de la demanda se forma para cada hora a partir de las ofertas presentadas por los compradores (comercializadoras, distribuidoras, grandes consumidores) para el día siguiente, las cuales son ordenadas descendientemente por EUPHEMIA.

La curva de la demanda como la de la oferta también va a tener una forma escalonada debido a los distintos tipos de consumidores (Figura 19). Las comercializadoras que ofertan el precio máximo (180,3 €/MWh) se sitúan en la parte superior de la curva, éstas buscan asegurar que se cubra la demanda de energía de sus consumidores. En la pendiente de la curva se encuentran el resto de los consumidores dispuestos a pagar lo que ofertaron o menos.

La intersección de las curvas de oferta y demanda en cada hora determina el precio de mercado para cada hora. Cuando el precio se determina, las ofertas de compra y de venta que fueron casadas y las que se encuentran a la izquierda de dicho punto de intersección se canjearán al precio del mercado. El resultado de la casación no coincide exactamente con la curva de ofertas debido a las ofertas complejas y restricciones técnicas que imponen algunos agentes a la hora de realizar la oferta (condiciones de rampa entre horas, ingresos mínimos o bloques de ofertas indivisibles).

Si para una hora específica la capacidad de interconexión disponible permite el flujo entre todos los países, el precio de la electricidad es el mismo para todos los países. Contrariamente, si para esa hora la interconexión está totalmente ocupada, EUPHEMIA realiza una fijación de precio diferenciada por zona, dividiendo los mercados (market splitting).





*Figura 19 Curvas agregadas de oferta y demanda  
Fuente: OMIE*

En cuanto a los precios que debe pagar el usuario final, solo el 40% corresponde al precio real de la energía proveniente del pool. El 60% restante corresponde a “peajes” o impuestos regulados por el gobierno.

#### 5.2.4.3 Hueco térmico

Cuando la demanda no queda cubierta por las tecnologías renovables (no gestionables) y la energía nuclear, se debe acudir a la potencia instalada de las centrales térmicas de carbón y ciclo combinado. Esto se conoce como “hueco térmico”.

En 2018, el precio marginal del mercado fue determinado por el hueco térmico casi el 80% del tiempo. Esto implica que el precio del mercado tenga una gran dependencia de los costes incurridos por las centrales térmicas, como lo son el precio del gas, el precio del carbón y los precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>.

#### 5.2.5 Mercado a corto plazo

El objetivo de estos mercados es mantener en equilibrio el sistema eléctrico, con el mercado intradiario gestionado por OMIE y las actividades para mantener el equilibrio de la red. Estas últimas son gestionadas por Red eléctrica de España y principalmente son tres:

- Gestión de restricciones técnicas
- Gestión de servicios complementarios
- Gestión de desvíos.

##### 5.2.5.1 Gestión de restricciones técnicas.

Debido a las limitaciones de la red de transporte y distribución se generan congestiones que deben solucionarse.

- Sobrecargas (red interior e interconexiones). Su solución exige:
  - o Modificar la topología (maniobras de elementos de red).
  - o Modificar el despacho de generación (modificar programa, acoplar o desacoplar grupos) y/o demanda.
- Tensiones inadecuadas
  - o Problemas de transporte de energía a largas distancias que se solucionan variando la generación, acoplando grupos en la zona deficitaria para evitar situaciones de colapso.
  - o Problemas locales que se solucionan aumentando los recursos de generación de reactiva en la zona afectada.

La gestión de restricciones puede suponer un sobrecosto al ser necesario un cambio en el despacho resultante de la casación del mercado.

#### **5.2.5.2 Gestión de servicios complementarios.**

Su objetivo es que el suministro de electricidad se realice en condiciones de seguridad y fiabilidad en todo momento y que puedan resolverse desequilibrios entre la producción y la demanda en tiempo real.

Los tipos de servicios son:

- Regulación primaria

Se utiliza para corregir de forma automática e instantánea los desequilibrios de frecuencia.

Puede hacer variar la carga de un 1.5% de la potencia y el tiempo de respuesta debe ser de 15'' ante cambios menores de 100 mHz y de entre 15'' y 30'' con cambios entre 100 y 200 mHz.

Es un servicio obligatorio para los productores y no tiene una remuneración adicional.

- Regulación secundaria

Se utiliza para resolver de forma automática desequilibrios significativos entre producción y consumo. Se trata de una reserva de capacidad con un comienzo de respuesta en menos de 30 segundos.

Las empresas generadoras, voluntariamente, presentan sus ofertas de capacidad disponible.

El precio de remuneración se calcula con el coste marginal de la banda de potencia para cada hora.

- Regulación terciaria

Este mecanismo se utiliza cuando, ya habiendo usado la banda de reserva secundaria

por causa de una contingencia, pueda restituirse la reserva de banda.

Tiene un carácter obligatorio para las unidades de producción que pueden ofrecerlo.

Antes de las 22:00 del día anterior, los productores deben ofertar toda su capacidad disponible a un precio elegido por ellos.

El precio de la energía terciaria utilizada a subir o a bajar es el precio marginal resultante de las ofertas realizadas por los generadores frente a una demanda a subir o bajar respectivamente.

Se activa de forma manual.

### **5.2.5.3 Gestión de desvíos**

La gestión de desvíos es el mecanismo que utiliza REE para resolver desequilibrios entre la producción y el consumo que puedan identificarse unas pocas horas antes del despacho.

El Operador del Sistema podrá convocar una sesión de gestión de desvíos, que abarcará los periodos temporales hasta la siguiente sesión del mercado intradiario.

Esta gestión de desvíos se articula mediante un mercado en que el Operador del Sistema demanda una potencia, y los agentes ofertan su capacidad para cubrirla.

Es un mercado marginalista, en que las ofertas se aceptan de menor precio a mayor precio.

### **5.2.5.4 Mercado intradiario**

El mercado intradiario permite a los agentes comprar o vender cantidades adicionales de energía para su reequilibrio.

Tiene un precio muy variable, porque se negocian volúmenes pequeños de energía.

Si los agentes no lo usan y su consumo real es diferente de su programación, tendrán que hacer frente a costes de desequilibrio ya que están participando en el desequilibrio del sistema.

### **5.2.6 Mercado de capacidad.**

Garantiza el nivel de capacidad deseado por el sistema de oferta y demanda antes de su consumo.

En este mecanismo se distribuye la capacidad de generación por adelantado fomentando que se alcance el nivel de inversión deseado (y así asegurar el suministro) por adelantado.

En España, se trata de un mecanismo de fijación de precio administrativo. Se incluyen, bajo el pago por capacidad dos conceptos:

- 1. Incentivo a la inversión** en capacidad a largo plazo:

Este pago se realiza para promover la construcción y puesta en servicio efectiva de nuevas instalaciones. Estos pagos facilitarán a sus inversores la recuperación de los costes de inversión.

Sólo para grupos (> 50 MW) con acta de puesta en marcha posterior al 1 de enero de 1998 y por un periodo de 10 años.

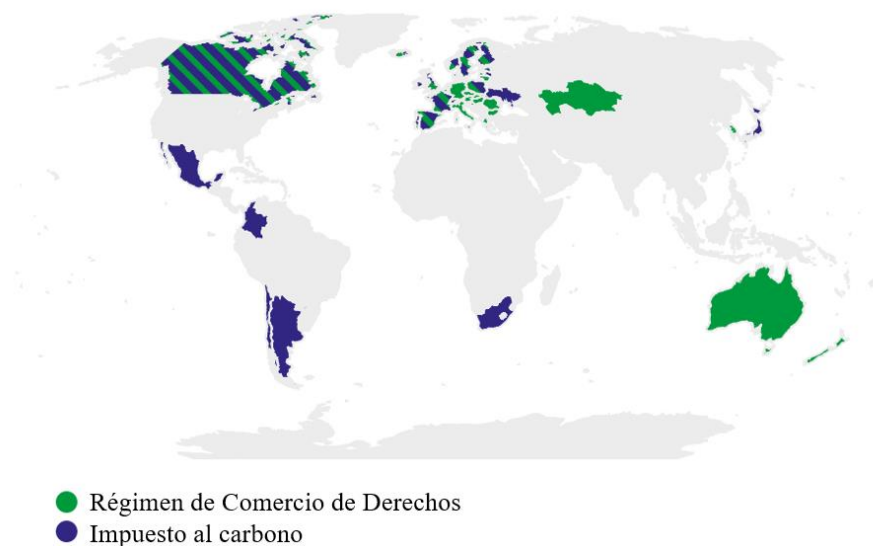
Se requiere una disponibilidad del 90% en horas punta.

**2. Servicio de disponibilidad a medio plazo:**

Contratar capacidad de potencia en un horizonte temporal igual o inferior a 1 año con aquellas tecnologías que, con mayor probabilidad, pudieran no resultar programadas en periodos de punta.

# 6 Comercio de derechos de emisión de la Unión Europea

Existen dos mecanismos para internalizar las externalidades negativas del impacto de las emisiones de dióxido de carbono. Como se desarrolló en la sección 4.2, un método son los impuestos a las emisiones (carbon tax) que fijan un precio para la emisión, el otro método son los sistemas de intercambio de permisos de emisión (cap and trade) que fijan unas cantidades de emisiones que pueden intercambiarse, donde el precio se define en un “mercado de carbono”. Algunos países utilizan ambos métodos en simultaneo, como se puede observar en la Figura 20. En el caso de la Unión Europea, el método regional utilizado es el sistema de intercambio de permisos o derechos de emisión.



*Figura 20 Iniciativas de internalización de emisiones de dióxido de carbono*  
*Fuente: Banco Mundial*

El Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea (RCDE UE o también EU ETS por sus siglas en inglés: EU Emission Trading Scheme) constituye el mayor y más importante mercado de carbono del mundo.

## 6.1 Generalidades del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión

El Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea (EU ETS), lanzado en el 2005 para combatir el calentamiento global, es el pilar en la política energética de la UE. Es la principal herramienta de la Unión Europea para la lucha contra el cambio climático con el objetivo de reducir de forma rentable las emisiones de gases de efecto invernadero.

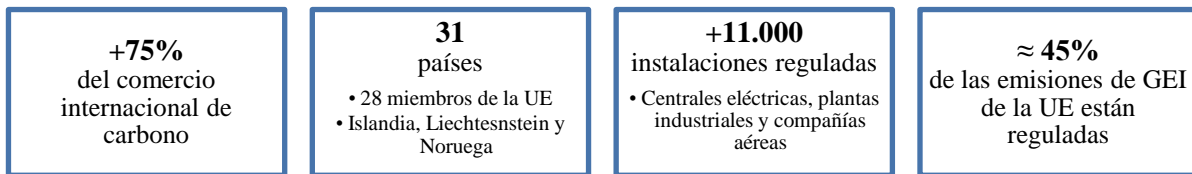


Figura 21 Datos Generales del RCDE UE  
Fuente: Comisión Europea

El proyecto consta de cuatro fases:

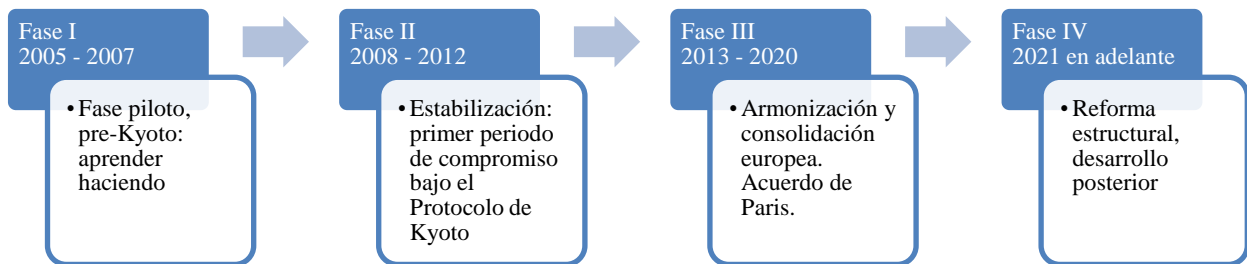


Figura 22 Fases EU ETS  
Fuente: elaboración propia

### 6.1.1 Objetivos del RCDE

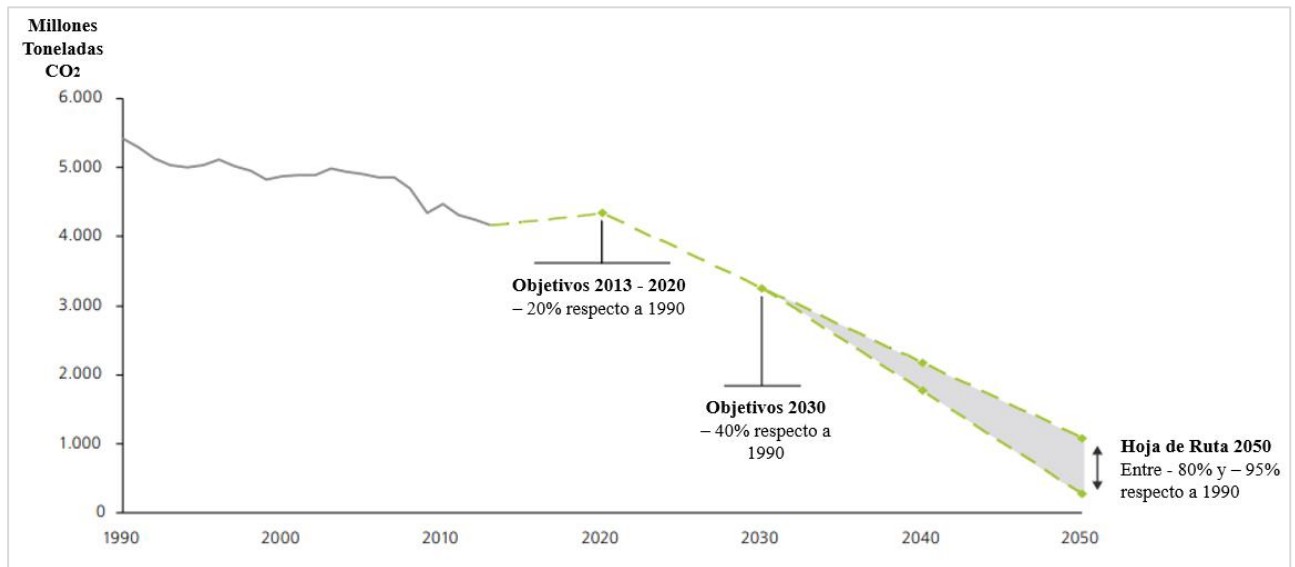
Los tres principales objetivos medioambientales para la UE son:

- Reducción de emisiones de GEI
- Penetración de energías renovables
- Eficiencia energética

Objetivos 2020	Objetivos 2030	Objetivos 2050
<ul style="list-style-type: none"> <li>• 20% reducción de emisiones de GEI frente a niveles de 1990</li> <li>• 20% de energías renovables en la UE</li> <li>• 20% de mejora de la eficiencia energética</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 40% reducción de emisiones de GEI frente a niveles de 1990</li> <li>• 32% de energías renovables en la UE</li> <li>• 32,5% de mejora de la eficiencia energética</li> <li>• 15% para interconexiones eléctricas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 85-90% reducción de emisiones de GEI frente a niveles de 1990</li> </ul>

*Figura 23 Objetivos UE*  
Fuente: elaboración propia

Según la Comisión Europea, para 2020 la UE espera reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% en comparación con 1990 y aumentar la eficiencia energética en un 20%. Para 2050, el objetivo de reducción es entre 80% y 95% respecto a 1990. Entre 2050 y 2100, el compromiso del Acuerdo de París es alcanzar la neutralidad de emisiones (ver Figura 24). Este acuerdo busca contener el incremento de la temperatura por debajo de los 2°C con respecto al nivel preindustrial.



*Figura 24 Evolución de las emisiones de GEI de la UE para el cumplimiento del Acuerdo de París*  
Fuente: Deloitte con datos de Comisión Europea

Siendo 1990 el año de referencia, según el nivel de industrialización de cada país para ese año, se establecen distintos objetivos de reducción de emisiones. Respecto al año 2005 cuando comenzó el proyecto y teniendo en cuenta estos niveles de industrialización, de acuerdo a lo expresado en la

Tabla 9, en 2030 España debe reducir sus emisiones en un 26% respecto a sus valores en 2005.

Tabla 9 Objetivos 2030 de reducción de emisiones respecto a 2005 por países

<b>País</b>	<b>Objetivo 2030</b>
Luxemburgo	-40%
Suecia	-40%
Dinamarca	-39%
Finlandia	-39%
Alemania	-38%
Francia	-37%
Reino Unido	-37%
Holanda	-36%
Austria	-36%
Bélgica	-35%
Italia	-33%
Irlanda	-30%
<b>España</b>	<b>-26%</b>
Chipre	-24%
Malta	-19%
Portugal	-17%
Grecia	-16%
Eslovenia	-15%
Chequia	-14%
Estonia	-13%
Eslovaquia	-12%
Lituania	-9%
Polonia	-7%
Croacia	-7%
Hungría	-7%
Letonia	-6%
Rumanía	-2%
Bulgaria	0%

Fuente: MITECO

Sin embargo, al tener un objetivo común y compartido, estos porcentajes no son vinculantes y se van ajustando según los desempeños en la reducción de emisiones de cada estado miembro.

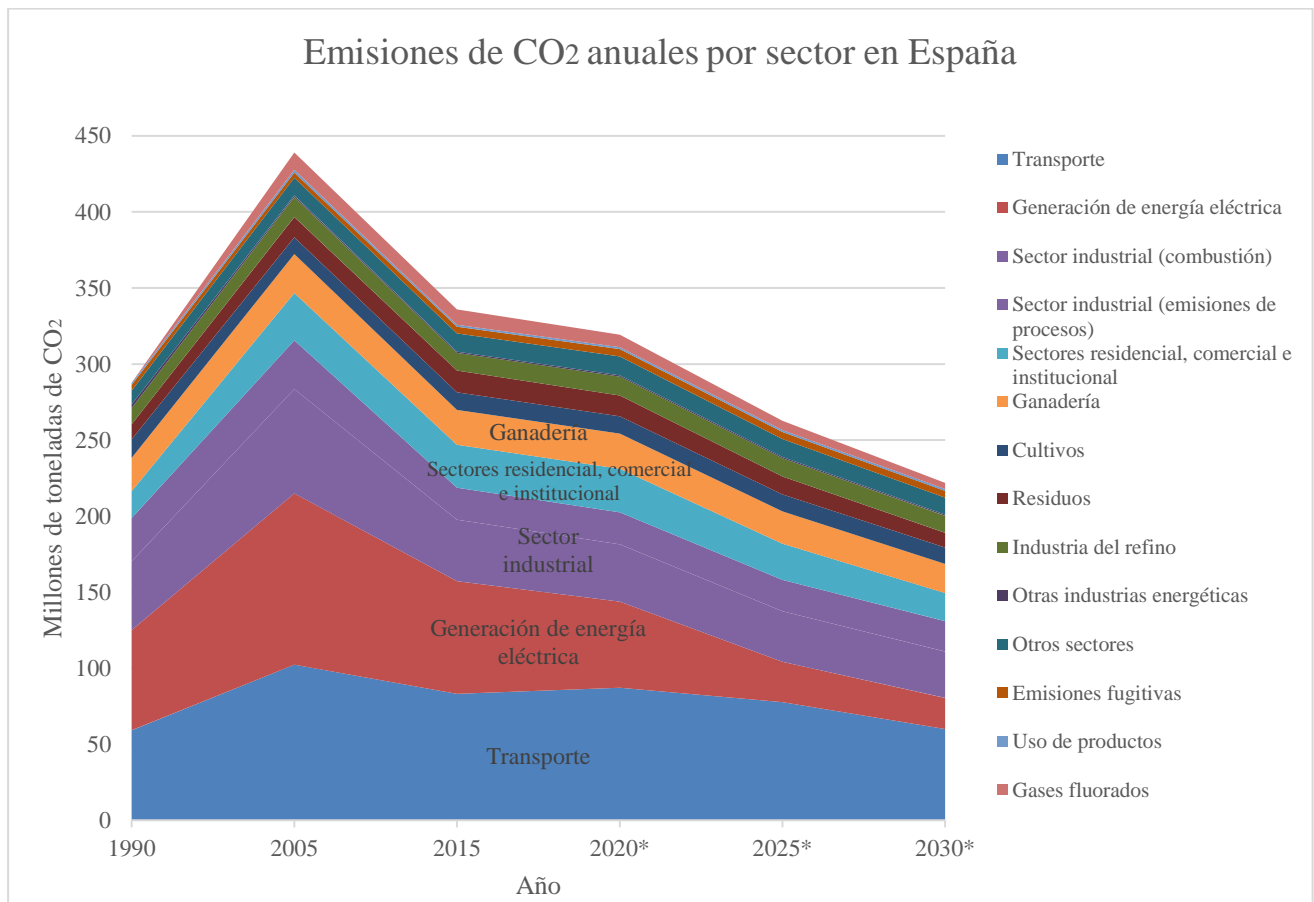
Tabla 10 Emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente por sector (MtonCO<sub>2</sub>). Histórico y proyección a 2030

<b>Sector</b>	<b>1990</b>	<b>2005</b>	<b>2015</b>	<b>2020*</b>	<b>2025*</b>	<b>2030*</b>
<b>Transporte</b>	59,199	102,31	83,197	87,058	77,651	59,875
<b>Generación de energía eléctrica</b>	65,864	112,623	74,051	56,622	26,497	20,603
<b>Sector industrial (combustión)</b>	45,099	68,598	40,462	37,736	33,293	30,462
<b>Sector industrial (emisiones de procesos)</b>	28,559	31,992	21,036	21,147	20,656	20,017
<b>Sectores residencial, comercial e institucional</b>	17,571	31,124	28,135	28,464	23,764	18,397
<b>Ganadería</b>	21,885	25,726	22,854	23,247	21,216	19,184
<b>Cultivos</b>	12,275	10,868	11,679	11,382	11,089	10,797
<b>Residuos</b>	9,825	13,389	14,375	13,657	11,932	9,718
<b>Industria del refino</b>	10,878	13,078	11,56	12,33	11,969	11,19
<b>Otras industrias energéticas</b>	2,161	1,02	0,782	0,825	0,76	0,76
<b>Otros sectores</b>	9,082	11,729	11,991	12,552	11,805	11,12
<b>Emisiones fugitivas</b>	3,837	3,386	4,455	4,789	4,604	4,362
<b>Uso de productos</b>	1,358	1,762	1,146	1,236	1,288	1,32
<b>Gases fluorados</b>	0,064	11,465	10,086	8,267	6,152	4,037
<b>Total</b>	<b>287,657</b>	<b>439,07</b>	<b>335,809</b>	<b>319,312*</b>	<b>262,676*</b>	<b>221,842*</b>

\*valores estimados

Fuente: PNIEC





**Figura 25 Emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente por sector. Histórico y proyección a 2030**

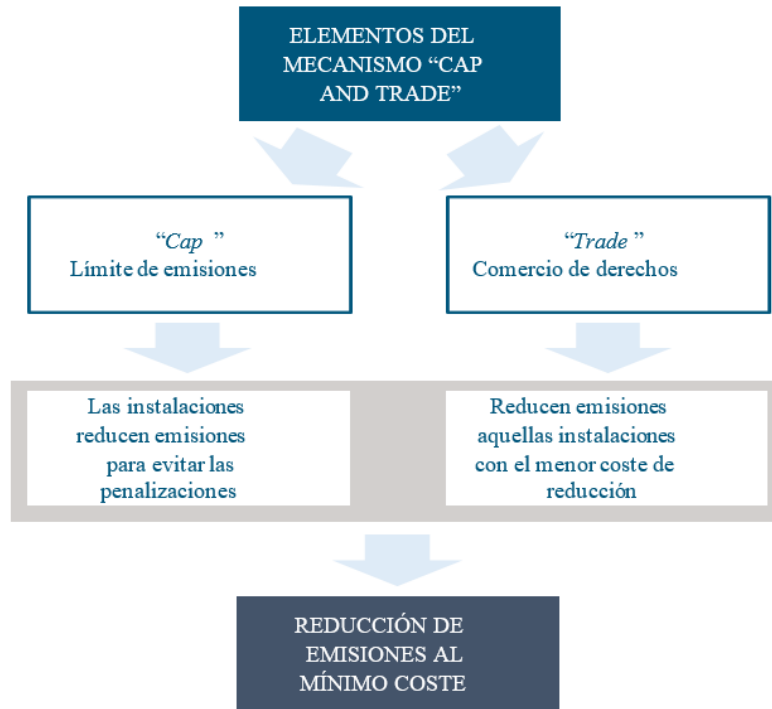
*Fuente: PNIEC*

Según el Ministerio para la Transición Ecológica y el reto demográfico (MITECO) en 1990 España emitía 287,7 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> (equivalente). De acuerdo al último Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), el objetivo es pasar de 340,2 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> (equivalente) (valor de finales de 2017) a 221,8 millones de toneladas en el 2030 (Tabla 10 y Figura 25). Esto quiere decir que, en 10 años (2020 a 2030), España debe reducir sus emisiones anuales en 97,5 millones toneladas. Si consideramos una progresión lineal, sería una reducción de 9,7 millones toneladas cada año.

## 6.2 Principio de funcionamiento

El Régimen de Comercio de Derechos de Emisión consiste en un instrumento de mercado que incentiva o desincentiva económicamente con un beneficio medioambiental: lograr colectivamente una reducción de las emisiones de gases contaminantes. El sistema actúa estableciendo un límite sobre las emisiones totales de las instalaciones reguladas, el cual se va reduciendo cada año. Dentro de este límite, las empresas pueden comprar y vender derechos de emisión a medida que vayan necesitando.

Este enfoque de “limitación y comercio” (cap-and-trade) les brinda a las empresas la flexibilidad necesaria para que reduzcan sus emisiones de manera rentable.



*Figura 26 Funcionamiento del esquema “cap and trade”.  
Fuente: energía y sociedad*

Se establece un límite de emisiones para el conjunto de las instalaciones reguladas, dentro del mismo, las empresas son asignadas derechos de emisión o los pueden comprar. Como la cantidad disponible u ofertada es limitada y hay un grupo de instalaciones dispuestas a comprarlos, los derechos tienen un valor económico o precio.

Año tras año, la empresa debe otorgar los derechos suficientes que cubran todas sus emisiones, si no lo hace debe pagar multas importantes. Para las compañías que reducen sus emisiones, éstas pueden conservar sus asignaciones adicionales para cubrir necesidades futuras o pueden venderlas a otras empresas que no tenga asignaciones suficientes.

Este régimen proporciona flexibilidad, garantizando que las emisiones se reduzcan donde menos cuesta hacerlo. A su vez, un alto precio del carbono promueve la inversión en tecnologías limpias.

<b>Techo de emisiones</b>	Volumen total de derechos de emisión que se ponen en circulación. Este valor va a estar sujeto al objetivo medioambiental, y da valor económico al derecho de emisión al crear escasez.
<b>Autorización de emisión</b>	Permiso otorgado que autoriza a una instalación a emitir gases a la atmósfera. No se puede comprar ni vender.
<b>Derecho de emisión</b>	Es el derecho de una instalación a emitir una determinada cantidad de gases (en el caso del CO <sub>2</sub> , cada derecho admite la emisión de una tonelada) a la atmósfera. El derecho de emisión es transferible: se puede comprar o vender.
<b>Asignación de derechos</b>	Mecanismo por el que se reparten los derechos de emisión entre las instalaciones afectadas. Puede hacerse de forma gratuita, mediante subasta, etc.
<b>Cumplimiento</b>	Las instalaciones deben entregar una cantidad de derechos de emisión equivalente a las emisiones reales producidas. No se establecen límites de emisión individuales, pero sí un límite global y la citada obligación de cubrir las emisiones con derechos.
<b>Seguimiento de las emisiones</b>	Las instalaciones deben llevar un control de sus emisiones, con objeto de que se pueda determinar qué cantidad de derechos de emisión deben entregar.
<b>Registro de derechos</b>	Registro electrónico que sirve para llevar la contabilidad de los derechos de emisión en circulación: cuántos hay y a quién pertenece

*Figura 27 Elementos básicos de un esquema de comercio de derechos de emisión*

*Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica*

Existen distintos tipos de licencias simultáneamente, cada una de ellas implica legalmente algo distinto.

Las principales son:

- Derechos de emisión (EUAs)
- Créditos de carbono (CERs)
- Unidades de reducción (ERUs)
- Reducciones voluntarias (VER)

Desde el 2013 se ha introducido un sistema de subastas. las empresas que superan su límite deben acudir a las subastas. en cuanto a las empresas de generación eléctrica, al no recibir derechos gratuitamente, acuden a las subastas desde el inicio.

### 6.3 Reforma estructural en Fase 3

Una revisión importante del RCDE UE antes del período comercial actual (2013-2020) fortaleció el sistema e introdujo reglas cada vez más armonizadas.

El RCDE sigue enfrenta un desafío en forma de un excedente significativo de derechos de emisión, en gran parte debido a la crisis económica que ha reducido considerablemente las emisiones.

A corto plazo, este excedente corre el riesgo de socavar el funcionamiento ordenado del mercado de carbono. A largo plazo, podría afectar la capacidad del sistema para cumplir con objetivos de reducción de

emisiones más exigentes de manera rentable.

La Comisión Europea presentó en julio de 2015 una propuesta legislativa sobre la revisión del RCDE UE para su próxima fase (2021-2030), en línea con el marco de política climática y energética de la UE para 2030. La propuesta tiene como objetivo reducir las emisiones en un 43% en comparación con 2005.

En 2015 se acordó una medida más estructural, una reserva de estabilidad del mercado. Esta reserva, que comenzó a operar en enero de 2019, tiene como objetivo neutralizar los impactos negativos del excedente de asignación existente y mejorar la capacidad de recuperación del sistema ante futuras conmociones. Los 900 millones de derechos cargados se transferirán a la reserva en lugar de subastarse en 2019-2020.

A su vez, a diferencia de las fases 1 y 2, la tercera establece como método general para la asignación de derechos de emisión a la subasta. También, en esta fase el límite de emisiones deja de ser nacional para pasar a ser un valor único para toda la Unión Europea. Para las instalaciones fijas, el límite se reduce linealmente por un factor del 1,74% de la cantidad total media de derechos emitidos cada año en el periodo 2008 a 2012, lo que implica una reducción de más de 38 millones de derechos de emisión al año.

#### **6.4 Progreso logrado en la reducción de emisiones**

Según la Comisión Europea, entre 1990 y 2018, aun con un crecimiento económico de la UE de un 61%, los gases de efecto invernadero se redujeron en un 23%.

Más concretamente, entre 2017 y 2018 la reducción fue de un 2%, principalmente por los sectores de generación de energía de la UE bajo el RCDE. Asimismo, para este mismo periodo luego de tres años en aumento, se logró una reducción del 0,9% por parte de instalaciones que no se encuentran bajo el régimen; éstas incluyen las actividades del transporte, agricultura, desechos, etc. Estos sectores son abordados por la legislación del “reparto del esfuerzo” la cual establece los objetivos anuales para la mayoría de las actividades que no están contempladas en el RDCE. No se puede decir lo mismo del sector de aviación, cuyas emisiones han estado en alza, llegando a un 19% de aumento entre 2013 y 2018.

En lo que corresponde a España, según el Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO), en el año 2018 las emisiones han sido de 332,8 millones de toneladas lo que significa un 2,2% de disminución respecto al 2017. Este descenso se debe principalmente al incremento en la producción de energía hidráulica y eólica (con crecimientos del 84,9% y 3,5% respectivamente). En el sector de generación eléctrica, más concretamente, las emisiones disminuyeron un 15,7% por el incremento de estas fuentes renovables.

## 6.5 Asignación de derechos de emisión

Por defecto, la asignación de derechos de emisión en el RCDE UE se realiza mediante subasta. Sin embargo, en algunos sectores se está realizando progresivamente una transición a la subasta. Las asignaciones gratuitas comenzaron a subastarse en un 20% en 2013 y lo harán gradualmente hasta llegar al 70% en 2020 y al 100% en 2027. Durante el periodo actual (2013-2020), se subastará el 57% del monto total de derechos, mientras que el resto están disponibles para asignación gratuita.

### 6.5.1 Asignación gratuita

Actualmente, la asignación gratuita de derechos protege a la industria de la fuga de carbono. Los sectores con mayor riesgo a situaciones de fuga de carbono reciben más derechos de emisión gratuitos. Sin embargo, para alcanzar los objetivos de emisiones, las cantidades asignadas gratuitamente se reducen cada año. En la siguiente tabla se encuentran las actividades y GEI que están incluidos en el régimen de comercio de derecho de emisión.

*Tabla 11 Actividades y gases incluidos en el ámbito de aplicación del RCDE de gases de efecto invernadero.*

Actividades	Gases de efecto invernadero
1. Combustión en instalaciones con una potencia térmica nominal superior a 20 MW, incluyendo: a) La producción de energía eléctrica de servicio público. b) La cogeneración que da servicio en sectores no enumerados en los apartados 2 a 28. c) La combustión en otras instalaciones con una potencia térmica nominal superior a 20 MW no incluidas en los apartados 2 a 28. Quedan excluidas las instalaciones de incineración de residuos peligrosos o de residuos urbanos.	Dióxido de carbono.
2. Refinería de petróleo.	Dióxido de carbono.
3. Producción de coque.	Dióxido de carbono.
4. Calcinación o sinterización, incluida la peletización, de minerales metálicos, incluido el mineral sulfurado.	Dióxido de carbono.
5. Producción de arrabio o de acero (fusión primaria o secundaria), incluidas las correspondientes instalaciones de colada continua de una capacidad de más de 2,5 toneladas por hora.	Dióxido de carbono.
6. Producción y transformación de metales féreos (como ferroaleaciones) cuando se explotan unidades de combustión con una potencia térmica nominal total superior a 20 MW. La transformación incluye, entre otros elementos, laminadores, recalentadores, hornos de recocido, forjas, fundición, y unidades de recubrimiento y decapado	Dióxido de carbono.
7. Producción de aluminio primario.	Dióxido de carbono y perfluorocarburos.
8. Producción de aluminio secundario cuando se explotan unidades de combustión con una potencia térmica nominal total superior a 20 MW.	Dióxido de carbono.
9. Producción y transformación de metales no féreos, incluida la producción de aleaciones, el refinado, el moldeado en fundición, etc., cuando se explotan unidades de combustión con una potencia térmica nominal total (incluidos los combustibles utilizados como agentes reductores) superior a 20 MW.	Dióxido de carbono.
10. Fabricación de cemento sin pulverizar («clinker») en hornos rotatorios con una capacidad de producción superior a 500 toneladas diarias o en hornos de otro tipo con una capacidad de producción superior a 50 toneladas por día.	Dióxido de carbono.
11. Producción de cal o calcinación de dolomita o magnesita en hornos rotatorios o en hornos de otro tipo con una capacidad de producción superior a 50 toneladas diarias.	Dióxido de carbono.
12. Fabricación de vidrio incluida la fibra de vidrio, con una capacidad de fusión superior a 20 toneladas por día.	Dióxido de carbono.
13. Fabricación de productos cerámicos mediante homeado, en particular de tejas, ladrillos refractarios, azulejos, gres cerámico o porcelanas, con una capacidad de producción superior a 75 toneladas por día.	Dióxido de carbono.
14. Fabricación de material aislante de lana mineral utilizando cristal, roca o escoria, con una capacidad de fusión superior a 20 toneladas por día.	Dióxido de carbono.
15. Secado o calcinación de yeso o producción de placas de yeso laminado y otros productos de yeso, cuando se explotan unidades de combustión con una potencia térmica nominal superior a 20 MW.	Dióxido de carbono.

16. Fabricación de pasta de papel a partir de madera o de otras materias fibrosas.	Dióxido de carbono.
17. Papel o cartón con una capacidad de producción de más de 20 toneladas diarias.	Dióxido de carbono.
18. Producción de negro de humo, incluida la carbonización de sustancias orgánicas como aceites, alquitranes y residuos de craqueo y destilación, cuanto se explotan unidades de combustión con una potencia térmica nominal total superior a 20 MW.	Dióxido de carbono.
19. Producción de ácido nítrico.	Dióxido de carbono y óxido nítrico.
20. Producción de ácido adípico.	Dióxido de carbono y óxido nítrico.
21. Producción de ácido de glioxal y ácido glioxílico.	Dióxido de carbono y óxido nítrico.
22. Producción de amoníaco.	Dióxido de carbono.
23. Fabricación de productos químicos orgánicos en bruto mediante craqueo, reformado, oxidación parcial o total, o mediante procesos similares, con una capacidad de producción superior a 100 toneladas por día.	Dióxido de carbono.
24. Producción de hidrógeno (H <sub>2</sub> ) y gas de síntesis mediante reformado u oxidación parcial, con una capacidad de producción superior a 25 toneladas por día.	Dióxido de carbono.
25. Producción de carbonato sódico (Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> ) y bicarbonato de sodio (NaHCO <sub>3</sub> ).	Dióxido de carbono.
26. Captura de gases de efecto invernadero de las instalaciones cubiertas por la presente Directiva con fines de transporte y almacenamiento geológico en un emplazamiento de almacenamiento autorizado de conformidad con la Directiva 2009/31/CE.	Dióxido de carbono.
27. Transporte de gases de efecto invernadero a través de gasoductos con fines de almacenamiento geológico en un emplazamiento de almacenamiento autorizado de conformidad con la Directiva 2009/31/CE.	Dióxido de carbono.
28. Almacenamiento geológico de gases de efecto invernadero en un emplazamiento de almacenamiento autorizado de conformidad con la Directiva 2009/31/CE.	Dióxido de carbono.
29. Aviación: Vuelos con origen o destino en un aeródromo situado en el territorio de un Estado miembro al que se aplica el Tratado o un Estado del Espacio Económico Europeo. Esta actividad no incluirá: a) los vuelos efectuados exclusivamente para el transporte, en misión oficial, de un Monarca reinante y de sus familiares más próximos, de Jefes de Estado y de Gobierno y Ministros del Gobierno, de un país que no sea un Estado miembro; siempre que tal circunstancia esté corroborada por el correspondiente indicador de categoría en el plan de vuelo; b) los vuelos militares efectuados por aeronaves militares y los vuelos de las autoridades aduaneras y la policía; c) los vuelos relacionados con actividades de búsqueda y salvamento, los vuelos de lucha contra incendios, los vuelos humanitarios y los vuelos de servicios médicos de urgencia, autorizados por el organismo competente adecuado; d) cualesquiera vuelos efectuados de acuerdo con las normas de vuelo visual, definidas en el anexo 2 del Convenio de Chicago; e) los vuelos que terminan en el mismo aeródromo de donde ha partido la aeronave, sin que en el intervalo se haya realizado aterrizaje alguno; f) los vuelos de entrenamiento efectuados exclusivamente al efecto de obtención de licencias, o de evaluación de la tripulación de pilotaje, siempre que tal circunstancia esté corroborada por la correspondiente indicación en el plan de vuelo, a condición de que el vuelo no sirva para transporte de pasajeros o carga, ni para el posicionamiento o traslado de la aeronave; g) los vuelos efectuados exclusivamente para fines de investigación científica o de ensayo, comprobación o certificación de aeronaves o equipos, tanto de vuelo como terrestres; h) los vuelos efectuados exclusivamente por aeronaves con una masa máxima de despegue autorizada de menos de 5 700 kg.; i) los vuelos efectuados en el marco de las obligaciones de servicio público establecidas en virtud del Reglamento (CEE) n.º 2408/92 en rutas dentro de las regiones ultraperiféricas, tal y como se especifican en el apartado 2 del artículo 299 del Tratado o en rutas en que la capacidad ofrecida no supere los 30 000 asientos anuales; y j) los vuelos que, excepto por el presente punto, entrarían dentro de esta actividad, efectuados por un operador de transporte aéreo comercial que realice: – menos de 243 vuelos por período durante tres periodos cuatrimestrales sucesivos, o bien – vuelos con un total anual de emisiones inferior a 10 000 toneladas al año. Los vuelos efectuados exclusivamente para el transporte, en misión oficial, de un Monarca reinante y de su familia inmediata, de Jefes de Estado y de Gobierno y Ministros del Gobierno de un Estado miembro no podrán ser excluidos en virtud del presente punto.	Dióxido de carbono.

Fuente: Boletín Oficial del Estado

En España, el gobierno reparte los derechos de emisión entre las instalaciones de acuerdo a un Plan Nacional de Asignación. En el caso de los sectores que superen las cuotas asignadas deberán ir al mercado de derechos de emisión.

El reparto se realiza entre las instalaciones:

- **Industrias:** en 2013 recibió el 80% de sus derechos de forma gratuita, proporción que se reduce anualmente hasta alcanzar el 30% en el año 2020.

- **Generadoras de energía:** desde 2013 no reciben ninguna asignación gratuita, tienen que comprarlos. Sin embargo, en algunos Estados miembros las generadoras pueden acceder a subsidios gratuitos para modernizar el sector eléctrico. El factor de reducción anual para los generadores eléctricos corresponde al 1,74%.
- **Aerolíneas:** para todo el periodo 2013-2020 reciben la gran mayoría de sus derechos de forma gratuita.

### **6.5.2 Métodos de asignación gratuita de derechos de emisión**

Según la Ley 1/2005, el método mediante el cual se asignan gratuita y transitoriamente los derechos de emisión está sujeto a las normas adoptadas en la Comunidad.

Las instalaciones reciben derechos de emisión gratuitamente dependiendo de un conjunto de estándares de desempeño, basados en la intensidad de las emisiones de un producto o un sector.

Tras una evaluación comparativa (benchmarking) se realiza una distribución equitativa y recompensa las acciones que se realizan de forma temprana. Para esto, es necesario contar con mucha información de alta calidad y un conocimiento exhaustivo de los procesos industriales.

Comúnmente el método de benchmarking es el establecimiento de estándares fijos de desempeño para ciertos productos o sectores (Fixed Sector Benchmarking). Por ejemplo, se puede establecer un desempeño promedio como punto de referencia; como así también tomar como referencia a un porcentaje de las instalaciones con mejor desempeño.

Otro método se basa en actualizar los derechos asignados en función del nivel de producción real de la instalación (Output Based Allocation, OBA). Este método aborda las posibilidades de fuga de carbono a empresas más vulnerables, pero puede eliminar el incentivo de precio al carbono para las mismas.

### **6.5.3 Asignación de derechos de emisión a generadores de energía**

En las primeras dos fases, se ha demostrado que las empresas generadoras de energía han pasado el coste de sus derechos de emisión a sus clientes aun habiendo recibido los derechos gratuitamente; es por esto que desde el 2013, las empresas generadoras de energía deben comprar todos sus derechos de emisión, excepto en algunos países (Bulgaria, Chipre, Chequia, Estonia, Hungría, Lituania, Polonia y Rumania).

En lo que corresponde a la cuarta fase (2021-2030), las empresas generadoras de energía continuarán sin derechos de emisión asignados gratuitamente. No obstante, se establecerán diversos mecanismos de financiación para tecnologías limpias para fomentar y ayudar en la transición tecnológica.

Dos nuevos fondos surgirán en esta etapa:

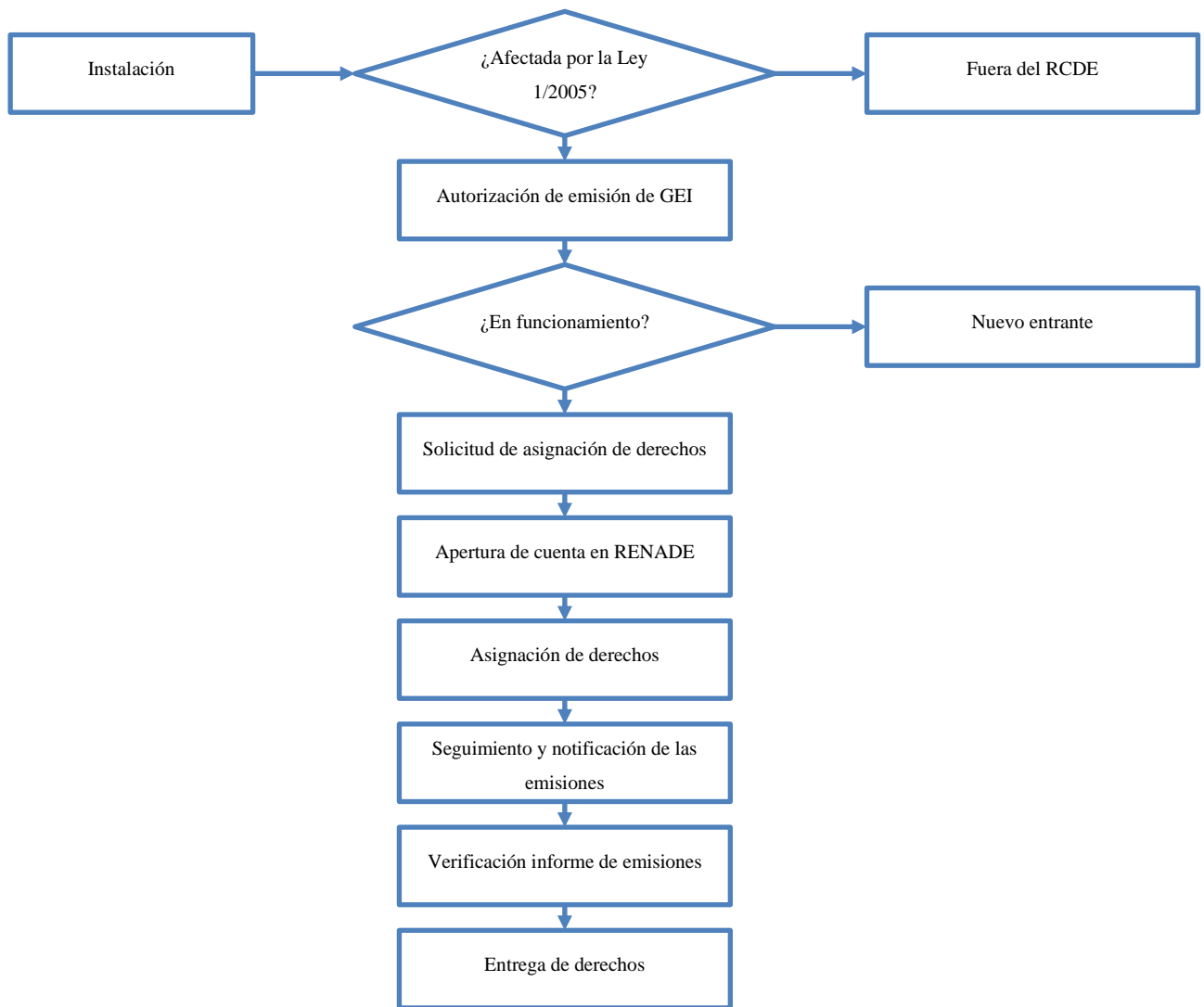
- **Fondo de Innovación:** financiará propuestas de tecnologías innovadoras para la industria. Los fondos corresponderán al valor de mercado de 450 millones de derechos de emisión.

- Fondo de Modernización: financiará la modernización del sector eléctrico y los sistemas energéticos con el objetivo de aumentar la eficiencia y facilitar las transiciones a tecnologías bajas en carbono.

#### 6.5.4 Seguimiento, notificación y registro de emisiones

Un elemento fundamental para el régimen de derechos de emisión es el seguimiento y verificación de las emisiones. El titular de la instalación es el responsable de realizar el seguimiento de sus emisiones siguiendo la metodología determinada por la Comisión europea.

Siendo propietario de una autorización de emisión, el responsable de la instalación debe entregar a una entidad de verificación acreditada independiente a su empresa, un informe acerca de las emisiones producidas a lo largo del año anterior. La entidad comprobará que éstas han sido medidas y emitidas conforme la normativa.

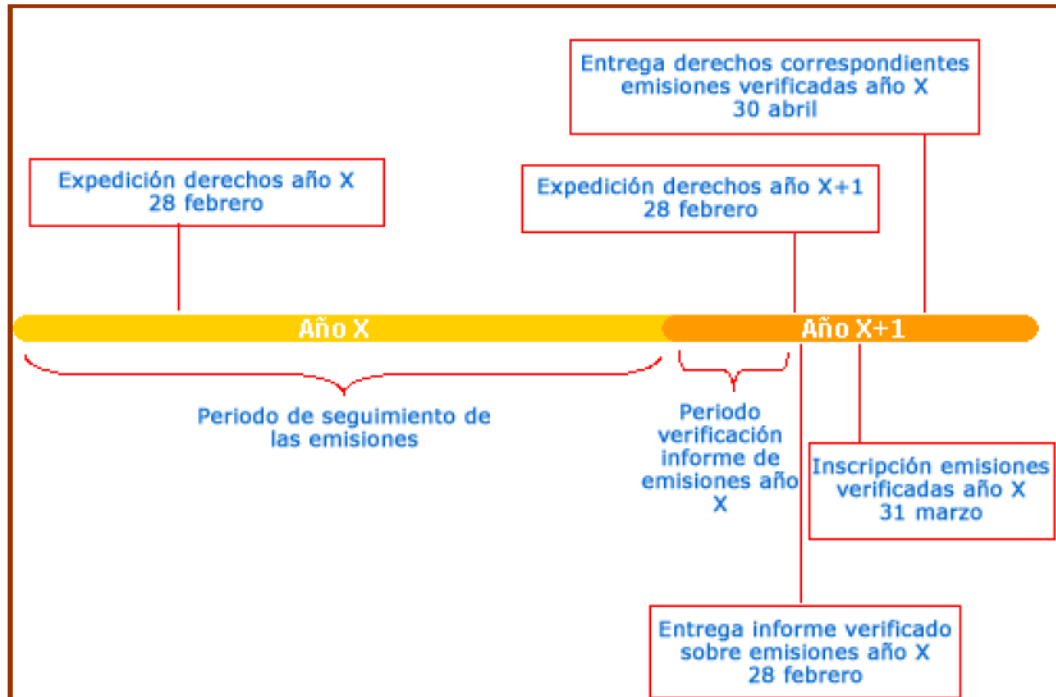


**Figura 28** Flujograma entrega de derechos de emisión

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica - Gobierno de España



En la Figura 29 se muestra a modo esquemático los momentos en los que el titular de la instalación debe presentar los informes y realizar el rendimient de cuentas en España.



*Figura 29 Calendario de informes y rendimient de cuentas  
Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica*

Antes del 30 de abril de cada año, los responsables de las instalaciones deben entregar un número de derechos o unidades de emisión (EUAs, ERUs, CERs) equivalente a la cantidad de emisiones verificadas del año anterior. Este dato debe estar inscrito en el RENADE. El RENADE es el Registro Nacional de Derechos de Emisión, este lleva la cuenta exacta de la expedición, titularidad, transferencia y cancelación de derechos de emisión. RENADE forma parte del sistema integrado de registros, compuesto por los registros de todos los Estados miembros de la UE y del Protocolo de Kioto.

A su vez, este sistema integrado involucra al International Transaction Log (ITL) y al Community Independent Transaction Log (CITL), quienes controlan en tiempo real las operaciones que se realizan en los registros.

## 6.6 Compra y venta de derechos de carbono

Las emisiones de carbono (o comúnmente llamadas “derechos de carbono” o “derechos de CO<sub>2</sub>”) se comercializan a nivel mundial y se utilizan en los sistemas de cumplimiento de comercio de emisiones en todo el mundo o como parte de los esfuerzos voluntarios para "compensar" la huella de carbono. Los compradores más comunes son empresas (instalaciones) que están sujetas a obligaciones regulatorias (esquemas de cumplimiento), como el ETS de la UE. La necesidad de comprar depende de si una empresa tiene o no un déficit entre su asignación gratuita y sus emisiones medidas o esperadas.

Un número creciente de empresas opta por aprovechar los beneficios de la certificación de carbono neutral (para ofertas más exitosas, ventas, reputación o simplemente una buena gestión ambiental). Las personas también pueden optar por comprar asignaciones para compensar su impacto ambiental, por ejemplo, la vida cotidiana o una cierta parte de ella, como los vuelos para unas vacaciones familiares.

La compra de derechos de emisión es un proceso sencillo. Para aquellos que deseen comprar para cumplir con un esquema de comercio de emisiones regulado, se requiere una cuenta de registro para permitir la entrega de los derechos de emisión. Las compras voluntarias (por lo general) implicarán una cancelación de los derechos adquiridos y esto puede hacerlo en su nombre por la compañía a la que elija comprar los derechos.

La ley no regula el mercado de derechos de emisión, ya que los registros electrónicos mencionados en 6.5.4 llevan el computo de quién está en posesión de los derechos en cada transacción, pero son independientes de la actividad comercial.

Los derechos de carbono son una mercancía (“commodity”), cuyo precio va a depender del equilibrio entre la oferta y la demanda en el mercado, como se puede observar en la Figura 30. Las principales variables que determinan su precio son su escasez en aumento y el coste de reducción de emisiones. Las instalaciones deben optar por reducir emisiones invirtiendo en tecnología y mejoras, o en comprar derechos de emisión; siempre buscando el mínimo coste. Como cualquier mercado de valor, los derechos de emisión de carbono son negociados para obtener un beneficio.

**Futuros emisiones de carbono, (CFD):CFI2, W**



*Figura 30 Precio Futuros emisiones de carbono  
Fuente: Investing.com*

Los derechos no se imprimen, el registro es completamente electrónico.

Para realizar la compra o venta de derechos existen tres medios principales:

- Mediante el acuerdo con otros participantes
- En plataformas electrónicas de negociación
- A través de intermediarios (brokers, over the counter, etc.)

Las alternativas de compraventa de derechos pueden ser:

- Spot: la transacción se hace al contado y de manera inmediata se realiza el pago y entrega de derechos.
- Futuros: o forwards, se realiza un contrato con un plazo definido de entrega y pago en el futuro. La mayoría de las operaciones son de este tipo.

- Estructurado: se realiza un contrato mercantil con varias condiciones, plazos de pago y entrega.

Los elementos que forman el mercado de derechos de emisión a nivel comunitario son los siguientes:

- Operadores físicos: 15.000 instalaciones
- Operadores financieros: bancos y fondos que invierten en activos de carbono
- Plataformas de intercambio: pueden ser comunitarias (ECX, European Climate Exchange) o regionales (SENDECO2 en España)
- Intermediarios: brokers.

## 6.7 Precio del CO<sub>2</sub>

Los derechos de carbono son una mercancía (“commodity”), cuyo precio va a depender del equilibrio entre la oferta y la demanda en el mercado, como se puede observar en la Figura 31. Las principales variables que determinan su precio son su escasez en aumento y el coste de reducción de emisiones. Las instalaciones deben optar por reducir emisiones invirtiendo en tecnología y mejoras, o en comprar derechos de emisión; siempre buscando el mínimo coste.

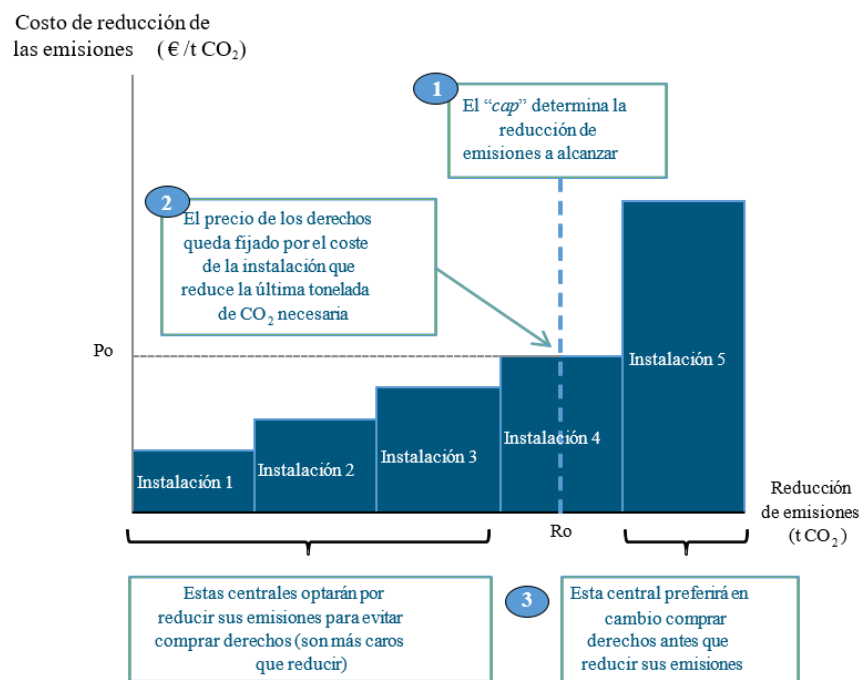


Figura 31 Determinación del precio de los derechos de emisión en el mercado.

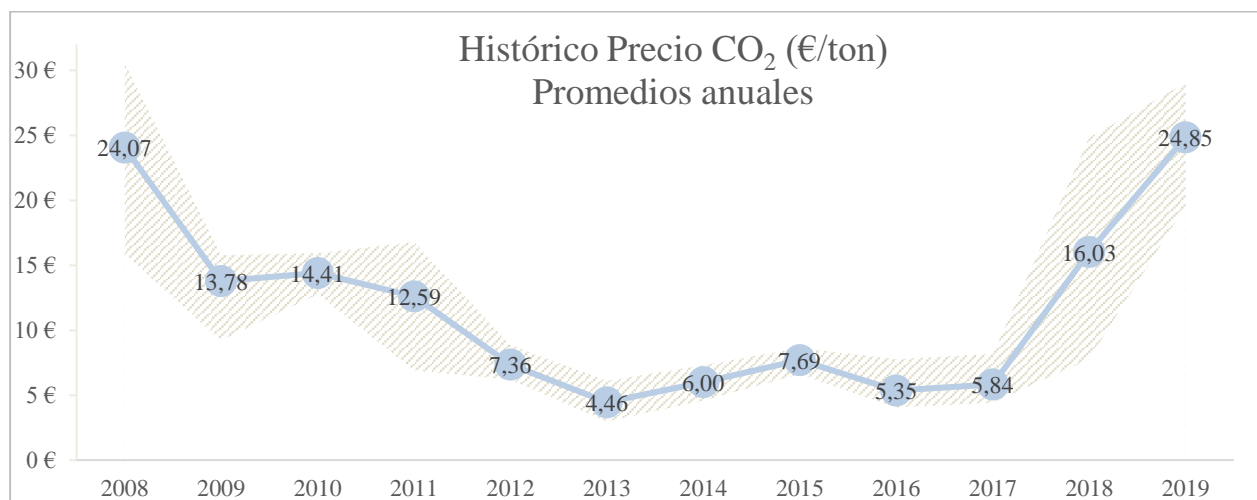
Fuente: energía y sociedad

El esquema “cap and trade” no sólo incentiva el cambio tecnológico, sino también el cambio en el

orden de mérito del mercado (las tecnologías con menor emisión media por MWh producido ganan competitividad).

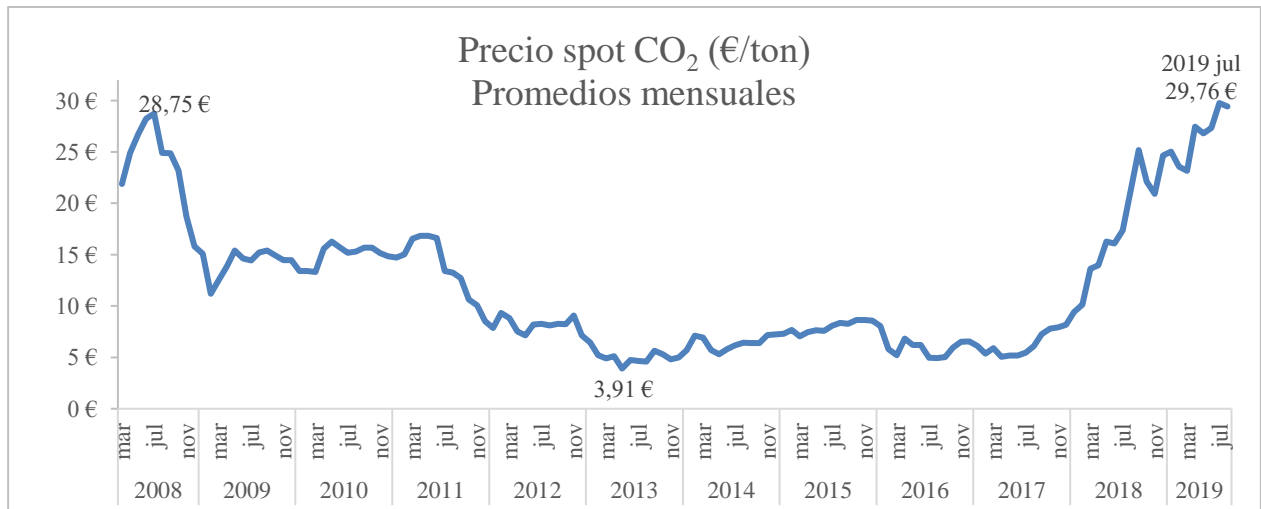
Idealmente, con un crecimiento económico sostenido a medio o largo plazo y límites de emisiones cada vez más restrictivos en el futuro, el precio de los derechos de emisión sería cada vez mayor, al ser más costoso alcanzar reducciones adicionales de emisiones. Sin embargo, la entrada de tecnologías limpias (ej.: energías renovables) o menos contaminantes (como los ciclos combinados), ayudan a contener el coste total de reducción de emisiones para cumplir el “cap”. Indudablemente, estas tecnologías desplazan a fuentes de generación más contaminantes, con lo que alivian el esfuerzo de reducción de emisiones que deberá ser realizado por las tecnologías más contaminantes, impulsando así a la baja el precio de los derechos de emisión.

Como se puede observar en las Figura 32 y Figura 33, con dos reformas importantes aprobadas por los legisladores europeos en 2015 (Reserva de estabilidad del mercado, MSR<sup>2</sup>) y 2018, los precios del CO<sub>2</sub> experimentaron aumentos significativos desde mediados de 2017.



**Figura 32** Histórico promedios anuales precio CO<sub>2</sub>  
**Fuente:** Sistema europeo de negociación de CO<sub>2</sub>

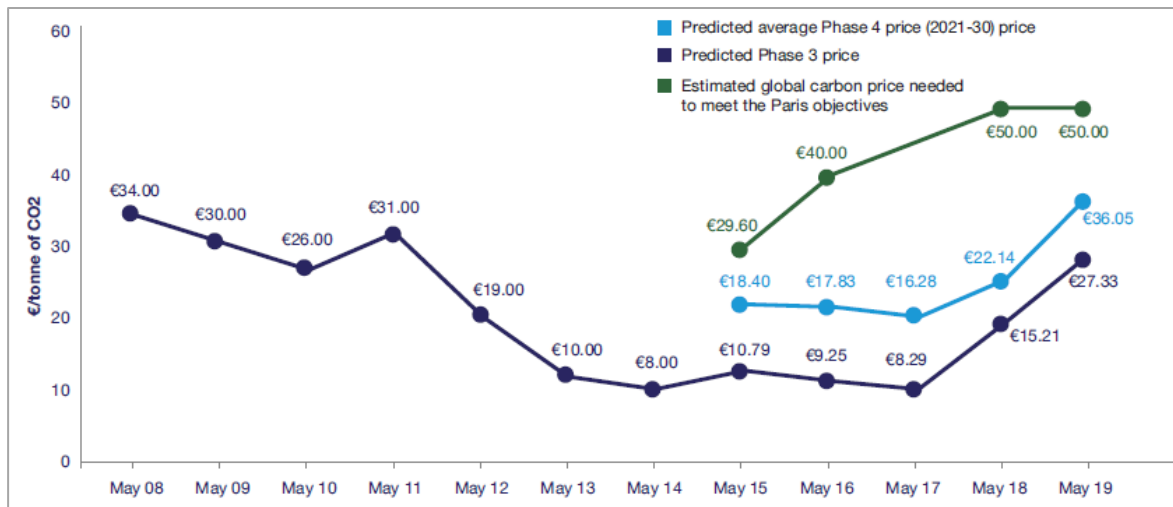
<sup>2</sup> La Reserva de Estabilidad del Mercado es un mecanismo de ajuste de suministro en el EU ETS que está diseñado para absorber el excedente construido históricamente y mejorar la resiliencia del régimen frente a los cambios drásticos de la demanda externa en el futuro.



**Figura 33 Evolución precio spot de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en el RCDE UE**  
*Fuente: elaboración propia con datos de EEX Group*

La caída del precio a mediados del 2008 se debe a la crisis financiera global, situación que se recupera lentamente a mediados del 2009. Vuelve a tener una caída en 2011 por la crisis del euro.

Según una encuesta del GHG Market Sentiment Survey 2019 realizada entre los miembros de la Asociación Internacional de Comercio de Emisiones (IETA), formada por entidades financieras, por consultoras internacionales e incluso la gran industria energética internacional y española, han dicho que no solo esperan que el precio medio del carbono sea de 36,05 € en la Fase IV y 27,33 € en el resto de la Fase III (2019-2020), sino que más del 50% de los encuestados no cree que las reformas para la Fase IV estén en línea con la meta del Acuerdo de París de limitar el calentamiento a menos de 2°C. La encuesta también señala el precio al que debería llegarse para que el sistema fuera efectivo y que los propietarios de las centrales contaminantes no les fuera ya rentable continuar manteniéndolas en funcionamiento. Se estima que el precio global del carbono necesario para cumplir con los objetivos de París debe llegar hasta los 50 €/ton CO<sub>2</sub> (Figura 34).



**Figura 34 Promedio precio esperado del carbono**  
**Fuente: International Emissions Trading Association (IETA)**

En la Fase IV, a partir de 2021, la oferta de asignaciones gratuitas (*free allocation*) que cada estado miembro de la UE concede a su industria contaminante se va a ir reduciendo cada año, se harán reglas más estrictas en caso de fuga de carbono y se destinará una mayor financiación para innovar en tecnologías bajas en carbono y la modernización del sector energético.

En el caso español, el objetivo de reducción de emisiones del 10%, a pesar de haberse visto mitigado por el establecimiento de 2005 como año base,<sup>3</sup> es muy exigente y requerirá actuaciones y medidas en todos los sectores, con especial hincapié en transporte y edificación. No obstante, la evolución de la economía española hasta el horizonte 2020 también será un factor importante a la hora de considerar los esfuerzos necesarios para alcanzar el objetivo planteado.

<sup>3</sup> Las emisiones de GEI en España en 2005 superaban en un 52% a las de 1990.

# 7 Método

## 7.1 Método

El objetivo de este proyecto es estudiar la influencia del precio del derecho de emisión de CO<sub>2</sub> en las emisiones anuales del sector eléctrico de España mediante un método *ceteris paribus*. La idea es mantener constantes todas las variables involucradas en la estructura de costes de la generación de electricidad a excepción del precio del derecho de emisión y así generar una nueva curva de oferta con un nuevo precio de equilibrio formado por un mix energético diferente.

Como hemos mencionado en el capítulo 4, debido a las características de competencia perfecta, el precio ofertado por las empresas generadoras en el mercado eléctrico mayorista corresponde a su coste marginal.

Para cada hora, cada generador oferta un precio en €/MWh que es igual a su coste marginal (ecuación (1)).

Si asumimos que este coste está compuesto por un coste desconocido (propio de la empresa) y una componente conocida asociada al coste de las emisiones (Figura 35), decimos que:

$$(1) \text{ Precio ofertado } \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] = \text{ Coste marginal } \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right]$$

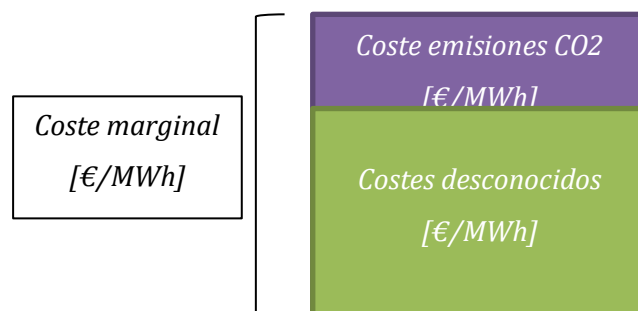


Figura 35 Composición teórica del coste marginal de un MWh  
Fuente: elaboración propia

$$(2) \text{ Precio ofertado } \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] = \text{ Costes desconocidos } \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] + \text{ Coste emisiones CO}_2 \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right]$$

A su vez, como se ha desarrollado anteriormente, el precio que debe pagar un generador por sus emisiones va a depender de dos factores: su tasa de emisión, la cual se puede obtener mediante un factor de emisión



según el combustible utilizado en la generación de energía (Figura 16 – página 30); y el precio del derecho a emitir CO<sub>2</sub> en el momento de la generación.

Así, el coste de las emisiones de un MWh será el que indica la ecuación (3):

$$(3) \text{ Coste emisiones } CO_2 \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] = \text{Factor de emisión} \left[ \frac{tCO_2}{\text{MWh}} \right] * \text{Precio } CO_2 \left[ \frac{\text{€}}{tCO_2} \right]$$

De acuerdo a la ecuación (3), podemos desagregar la ecuación (2) en los siguientes términos:

$$(4) \text{ Precio ofertado} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] = \text{Costes desconocidos} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] + \left( \text{Factor de emisión} \left[ \frac{tCO_2}{\text{MWh}} \right] * \text{Precio } CO_2 \left[ \frac{\text{€}}{tCO_2} \right] \right)$$

Mediante la ecuación (4) resulta más evidente el impacto del precio del derecho de emisión de CO<sub>2</sub> en el precio ofertado. Así, como se refleja en la ecuación (5), un cambio en el precio del CO<sub>2</sub> origina un nuevo precio ofertado:

$$(5) \text{ Nuevo precio ofertado} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] = \text{Costes desconocidos} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] + \left( \text{Factor de emisión} \left[ \frac{tCO_2}{\text{MWh}} \right] * \text{Nuevo precio } CO_2 \left[ \frac{\text{€}}{tCO_2} \right] \right)$$

Un cambio en los precios ofertados genera desplazamiento de la curva de ofertas. Sin embargo, como existe una variable desconocida no podemos obtener el nuevo precio ofertado solo con esta ecuación. De igual manera, al ser los “costes desconocidos” una variable que permanecerá constante e inalterada en este estudio *ceteris paribus*, podremos despejarla igualando las ecuaciones (4) y (5) como se realiza a continuación:

$$\text{Costes desconocidos} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] = \text{Precio ofertado} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] - \left( \text{Factor de emisión} \left[ \frac{tCO_2}{\text{MWh}} \right] * \text{Precio } CO_2 \left[ \frac{\text{€}}{tCO_2} \right] \right)$$

$$\text{Costes desconocidos} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] = \text{Nuevo precio ofertado} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] - \left( \text{Factor de emisión} \left[ \frac{tCO_2}{\text{MWh}} \right] * \text{Nuevo precio } CO_2 \left[ \frac{\text{€}}{tCO_2} \right] \right)$$

$$\text{Nuevo precio ofertado} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] = \text{Precio ofertado} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] - \left( \text{Factor de emisión} \left[ \frac{tCO_2}{\text{MWh}} \right] * \text{Precio } CO_2 \left[ \frac{\text{€}}{tCO_2} \right] \right) + \left( \text{Factor de emisión} \left[ \frac{tCO_2}{\text{MWh}} \right] * \text{Nuevo precio } CO_2 \left[ \frac{\text{€}}{tCO_2} \right] \right)$$

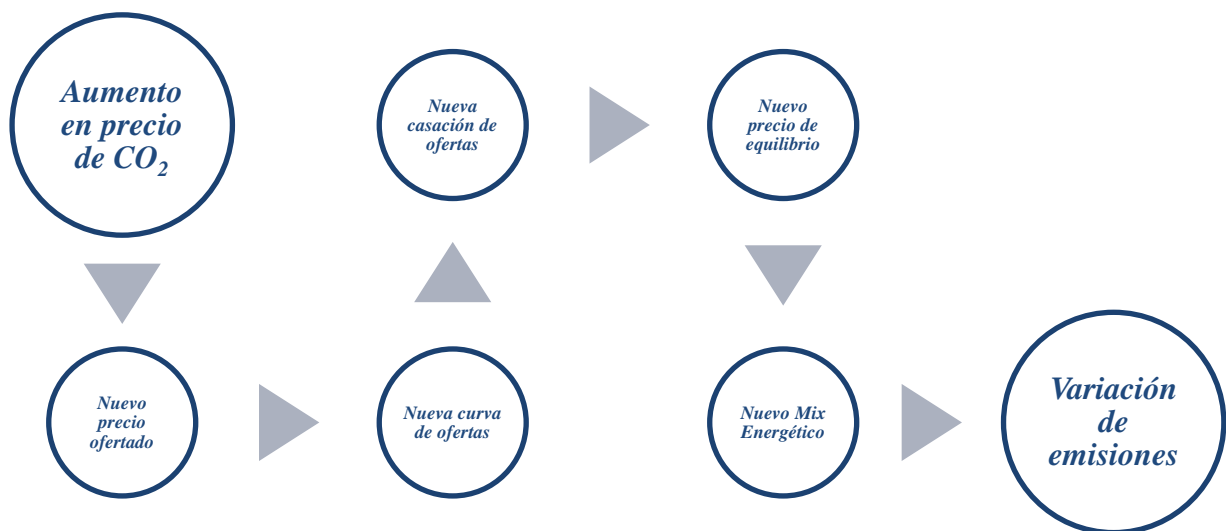
$$\text{Nuevo precio ofertado} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] = \text{Precio ofertado} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] + \text{Factor de emisión} \left[ \frac{tCO_2}{\text{MWh}} \right] * \left( \text{Nuevo precio } CO_2 \left[ \frac{\text{€}}{tCO_2} \right] - \text{Precio } CO_2 \left[ \frac{\text{€}}{tCO_2} \right] \right)$$

$\text{Nuevo precio ofertado} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] = \text{Precio ofertado} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] + \left( \text{Factor de emisión} \left[ \frac{tCO_2}{\text{MWh}} \right] * \Delta \text{ precio } CO_2 \left[ \frac{\text{€}}{tCO_2} \right] \right)$
---

Se obtiene que el nuevo precio ofertado va a ser igual al precio inicialmente ofertado más un incremento que depende de la variación del precio del CO<sub>2</sub> y el factor de emisión del combustible utilizado. Evidentemente, solo aquellas empresas que utilizan combustibles que emiten CO<sub>2</sub> en la generación de

energía (es decir, con un factor de emisión positivo) tendrán un cambio en su oferta, mientras que las ofertas de las energías que no emiten se mantienen inalteradas.

De acuerdo a lo anteriormente señalado, a igualdad de condiciones, si reproducimos las ofertas de los generadores con una variación en el precio del derecho de emisión de CO<sub>2</sub> obtendremos una nueva curva de ofertas. La curva se forma con las ofertas ordenadas según su precio y aquellas que satisfacen la demanda serán casadas para llegar a un precio de equilibrio. Si el precio del derecho de emisión tiene un aumento significativo, entonces el nuevo precio de las energías emisoras será demasiado alto para entrar entre las ofertas casadas y estas energías serán reemplazadas por energías de menor o nulo factor de emisión alterando el mix energético y las emisiones totales.



## 7.2 Datos

Gracias a la transparencia del Mercado Ibérico de la Electricidad, podemos contar con la disponibilidad de toda la información necesaria. OMIE cuenta con una plataforma electrónica que permite la participación simultánea de numerosos agentes que gestiona las ofertas de compra y venta. Los vendedores y compradores pueden contratar las cantidades que necesitan a precios públicos y transparentes. Entre las funciones de OMIE, se destaca la publicación de información a terceros, la cual incluye: las curvas agregadas de oferta y demanda de los mercados diarios e intradiarios, las ofertas presentadas por los agentes para cada día y hora, los precios finales de la energía y sus componentes, entre otras.

Los datos requeridos para la realización de este estudio serán:

- **Los precios ofertados por cada generador:** OMIE dispone de todas las ofertas económicas de las compañías productoras de energía que desean vender su energía en el mercado mayorista y las publica mensualmente para cada hora de cada día.
- **Las cantidades demandadas por cada instalación:** OMIE también dispone de todas las demandas de energía realizadas por las comercializadoras, distribuidoras y grandes consumidores en el mercado mayorista. Estas demandas serán cruzadas con las ofertas para lograr el precio de equilibrio. los datos se encuentran disponibles y son accesibles públicamente.
- **El tipo de combustible de cada oferta:** como se indicó anteriormente, existe un orden de mérito según el tipo de tecnología mediante el cual OMIE ordena las ofertas antes de realizar el orden por precio. Es por esto que OMIE también dispone del tipo de tecnología (dependiente del tipo de combustible) de cada oferta recibida y esta información esta puesta a disposición.
- **El precio del derecho de emisión de CO<sub>2</sub>:** los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> son una commodity por lo que su precio está dado por las interacciones de la oferta y la demanda en un mercado formado por compradores y vendedores. Los precios actuales e históricos están disponibles al público.

### 7.3 Procedimiento

Tomando los datos reales del 2018 y 2019 se reproducirán las ofertas de cada generador para cada día y cada hora asumiendo aumentos del precio del CO<sub>2</sub> de 10€, 20€ y 30€. Manteniendo constantes el resto de las variables, obtendremos una nueva lista de ofertas que ordenadas nos darán una nueva curva.

Se tomó un año completo de 365 días y 8760 horas, desde la hora 1 del día 29 de septiembre de 2018 a la hora 24 del día 28 de septiembre de 2019.

Se realizará la reproducción de los números con tres escenarios distintos:

- Escenario 1: Aumento del precio del CO<sub>2</sub> de 10€ (“+10€”)
- Escenario 2: Aumento del precio del CO<sub>2</sub> de 20€ (“+20€”)
- Escenario 3: Aumento del precio del CO<sub>2</sub> de 30€ (“+30€”)

Aplicando la ecuación obtenida en la sección 7.1, con los datos del precio ofertado, el tipo de tecnología y la variación en el precio del carbono, podremos recalcular el precio teórico ofertado para cada uno de estos escenarios.

# 8 Resultados

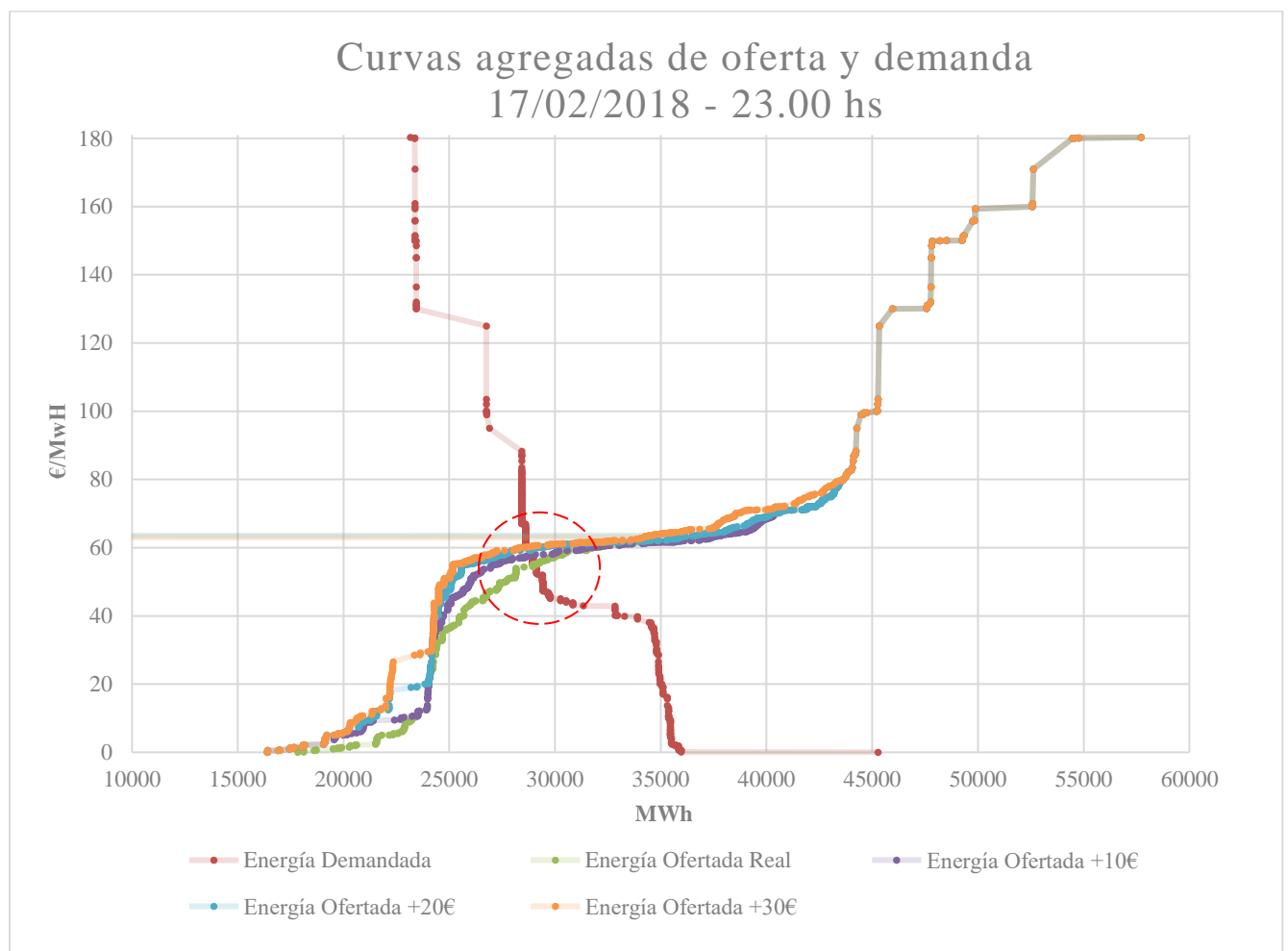
## 8.1 Aplicación del método en una planilla de cálculo

Realizaremos en primer lugar la representación de los datos para una fecha y hora específica mediante una planilla de cálculo.

Para el 17 de febrero de 2018 a las 23.00 hs, hemos tomado las ofertas y demandas de energía. Aplicando la ecuación obtenida en la sección 7.1, a igualdad de demanda y de ofertas recibidas, pero con una variación en el precio ofertado se obtiene un desplazamiento de la curva agregada de oferta.

Como se observa en la Figura 36, la curva de oferta real (verde) se desplazó hacia arriba para cada escenario.

En la Figura 37 se puede apreciar con mayor detalle los nuevos puntos de equilibrio.



*Figura 36 Curvas agregadas de oferta y demanda del 17/02/2018 a las 23.00hs para cada escenario  
Fuente: elaboración propia*

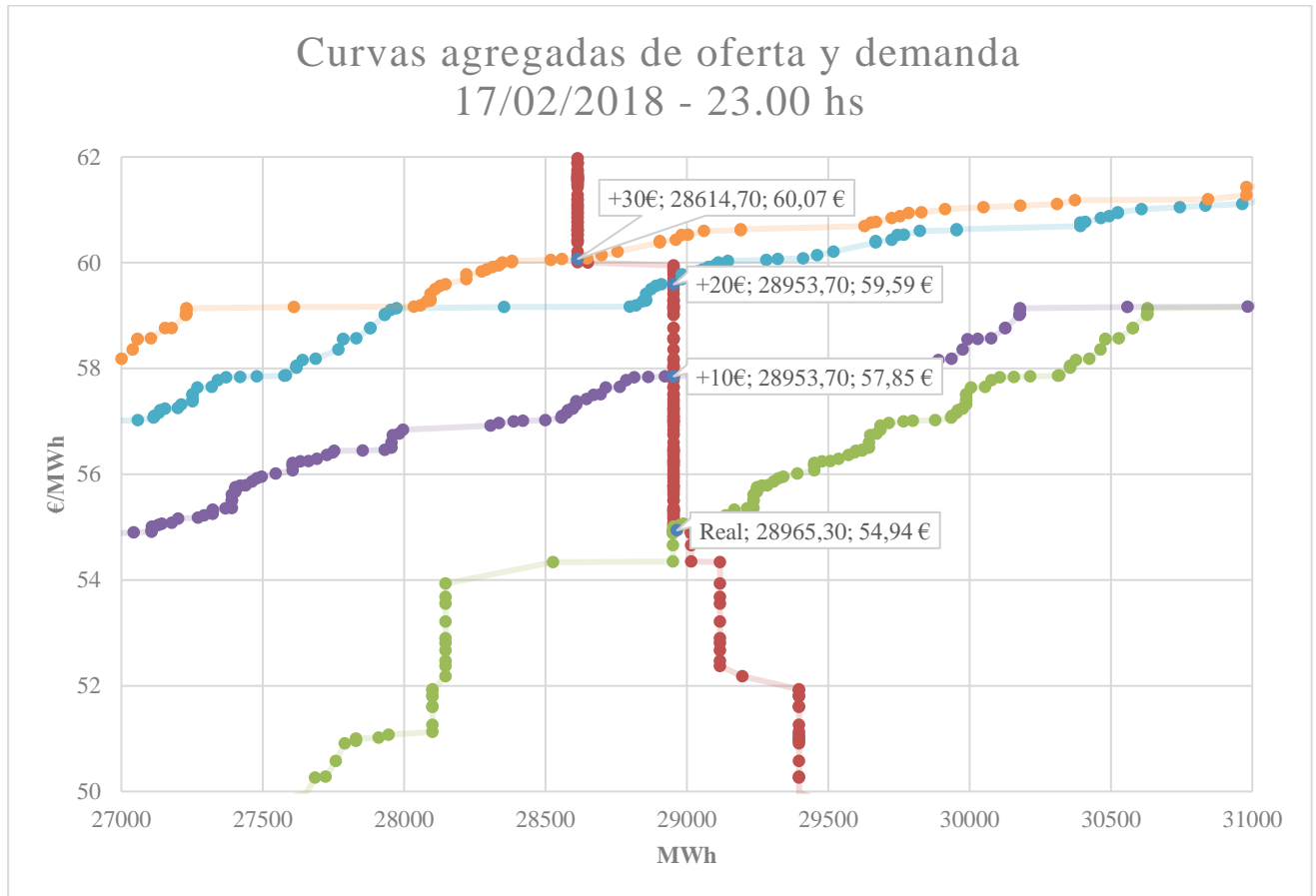


Figura 37 Detalle del desplazamiento de las curvas de oferta y nuevos valores equilibrio para el 17/02/2018 a las 23.00  
Fuente: elaboración propia

En la Tabla 12 se resumen los valores y los porcentajes de variación. El precio por MWh para el 17 de febrero a las 23.00 hs aumentaría un 5,3% si el precio del derecho de emisión de una tonelada hubiese aumentado en 10€. Así también, si los aumentos del precio del CO<sub>2</sub> hubiesen aumentado en 20€ y 30€, los precios por MWh para esta hora aumentarían en un 8,46% y 9,34% respectivamente.

Tabla 12 Precios de equilibrio para cada escenario para el 17/02 a las 23.00 hs

Escenario	Precio equilibrio (€/MWh)	%Δ Precio
Real	54,94 €	-
+10€	57,85 €	5,30%
+20€	59,59 €	8,46%
+30€	60,07 €	9,34%

Fuente: elaboración propia

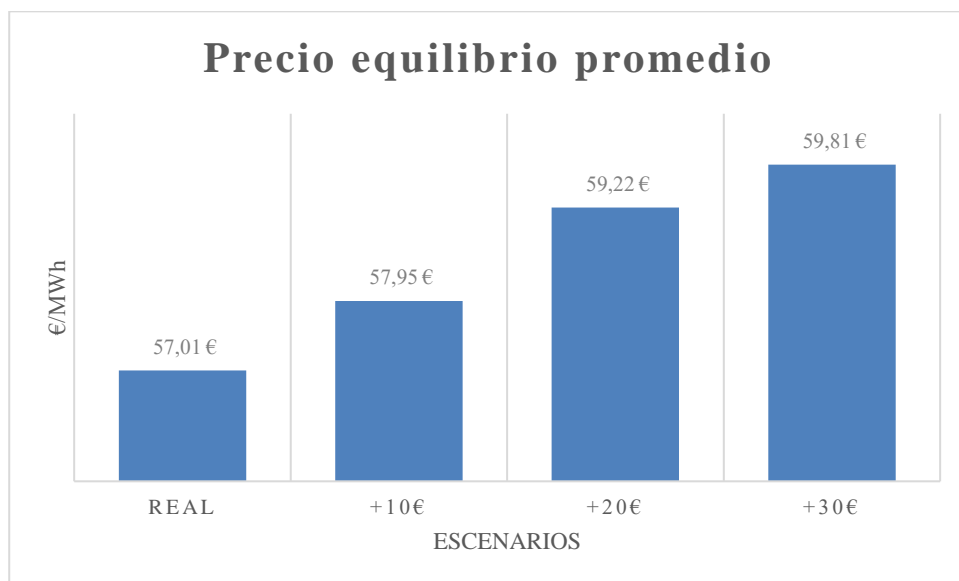
## 8.2 Aplicación del método para el año 2018

El análisis anterior debe iterarse para cada hora de cada día del año 2018, tras un aumento teórico del precio de la tonelada de CO<sub>2</sub> de 10€, 20€ y 30€, para arribar a resultados anuales.

Cabe aclarar que dada magnitud de la cantidad de las iteraciones necesarias (8760 iteraciones), conté con la ayuda de mi tutor quien gracias al software estadístico Stata, pudo facilitar la obtención de los resultados.

### 8.2.1 Nuevo precio equilibrio

El precio equilibrio se origina cruzando la curva agregada de ofertas con la de demandas. Este precio es distinto para cada hora de cada día. En la Figura 38 están graficados los precios equilibrios promedios por hora para cada uno de los escenarios. Se puede observar el aumento que habíamos esperado; siendo el precio promedio real de 57,01 €/MWh cuando la variable del precio de derecho de CO<sub>2</sub> tiene un aumento de 10€, el nuevo precio equilibrio promedio para el MWh es de 57,95 €. Es decir, que se produce un aumento de 0,94 €/MWh al aumentar 10€ la tonelada de CO<sub>2</sub>. Así, para los escenarios de aumentos de 20€ y 30€, los precios de equilibrio también aumentan a 59,22€ y 59,81€ respectivamente.

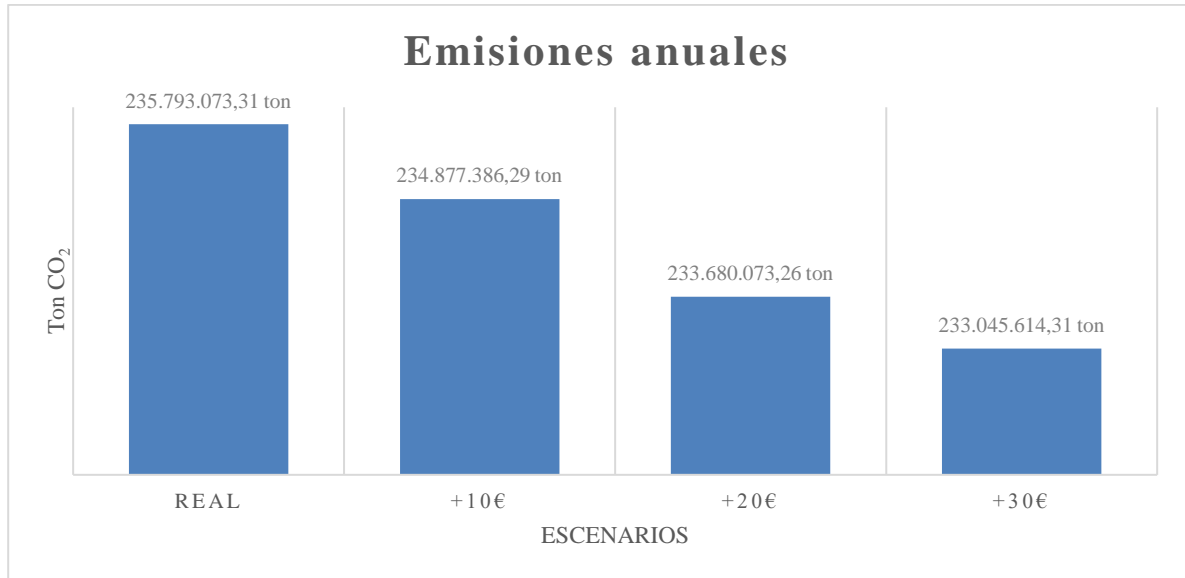


*Figura 38 Promedio precio de equilibrio por hora  
Fuente: elaboración propia*

### 8.2.2 Nuevas emisiones

El aumento en el precio ofertado en tecnologías emisoras de CO<sub>2</sub> origina una nueva curva de ofertas que permite que tecnologías con baja o nula tasa de emisión puedan ser casadas e ingresar al mix energético. La energía generada será más “limpia” y la cantidad de emisiones totales se irá reduciendo. En la Figura 39, al igual que en la sección anterior, se encuentran las emisiones de dióxido de carbono anuales. Se parte de un valor real de 235.793.073,31 toneladas de CO<sub>2</sub> al año, que se reduce a 234.877.386,29 toneladas

cuando el precio del derecho de emisión sufre un aumento de 10€. Es decir, se produce una reducción de 915.687,02 toneladas de CO<sub>2</sub> al año con el aumento de 10€ en el derecho de emisión de CO<sub>2</sub>. Sucesivamente, para los escenarios de 20€ y 30€ de aumento, las emisiones se reducen aún más a valores de 233.680.073,26 y 233.045.614,31 toneladas respectivamente (reducciones de 2.113.000,05 y 2.747.459 toneladas).



**Figura 39 Emisiones anuales totales**  
Fuente: elaboración propia

Para observar las tendencias de emisiones por temporada, se pueden obtener los valores totales mensuales. En la Figura 40 se grafican las emisiones totales mensuales para cada escenario. Evidentemente, enero es el mes con mayor cantidad de emisiones seguido por julio. Los mínimos ocurren en el mes de abril. Al alterar mantener la demanda y las condiciones climáticas constantes, las tendencias de máximos y mínimos de emisiones permanecen inalteradas, pero varían los valores totales de emisiones.

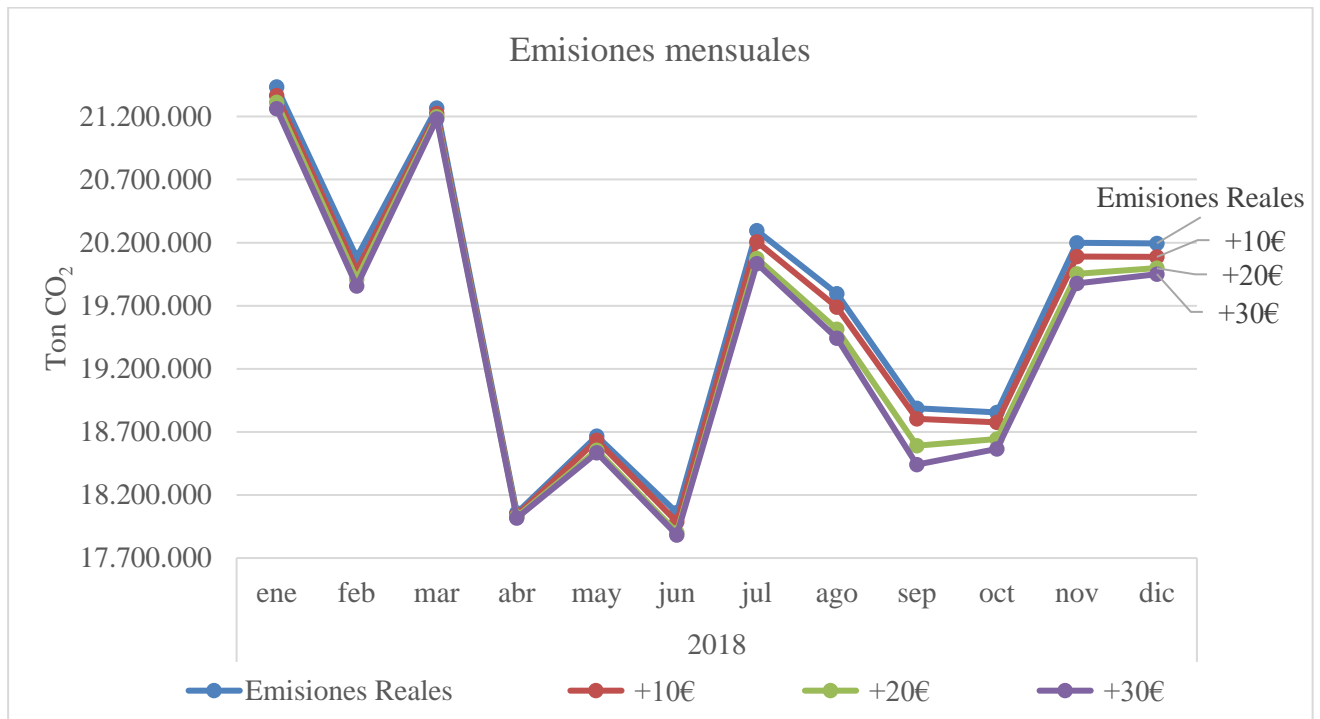


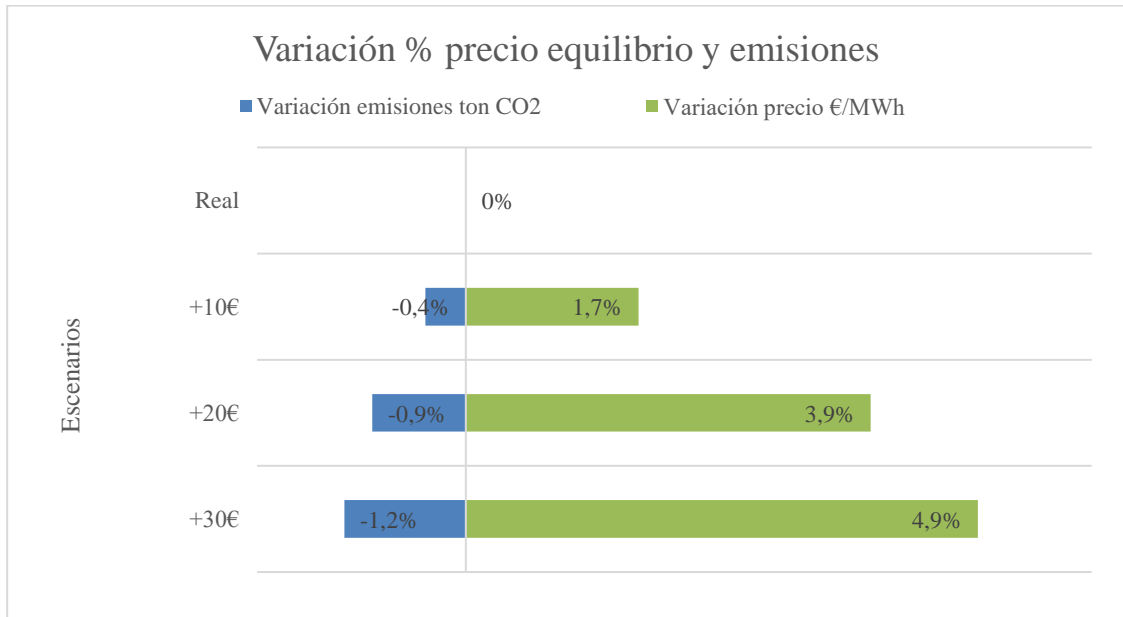
Figura 40 Emisiones mensuales para cada escenario  
Fuente: elaboración propia

### 8.2.3 Precio de equilibrio y emisiones

Si observamos el comportamiento del precio de equilibrio y las emisiones simultáneamente, podemos generar otras curvas. Se observa la disminución de las emisiones y el aumento del precio de equilibrio del MWh a medida que aumenta el precio del CO<sub>2</sub>.

Si se considera la variación porcentual, se pueden llegar a conclusiones adicionales. Según lo graficado en la Figura 41, partiendo de la situación real, en el primer escenario donde el aumento del precio de derecho de emisión corresponde a 10€, se logra una reducción de emisiones del 0,4% y el precio equilibrio del MWh aumenta en un 1,7%. En el caso del segundo escenario, si el precio del CO<sub>2</sub> aumenta 20€, se logra una reducción de emisiones de un 0,9% respecto a la situación inicial pero el precio de equilibrio del MWh aumenta un 3,9%. Por último, para un aumento de 30€ el precio del carbono, las emisiones se reducen en un 1,2% pero el precio de equilibrio sufre un aumento del 4,9%.





*Figura 41 Variación porcentual del precio equilibrio y las emisiones respecto a los valores reales  
Fuente: elaboración propia*

### 8.3 Aplicación de modelo de regresión lineal

Con los datos obtenidos podemos aplicar un modelo de regresión lineal que aproxime el comportamiento de las variables explicada utilizando la información proporcionada por la variable explicativa. Este modelo para una variable explicativa se expresa como:

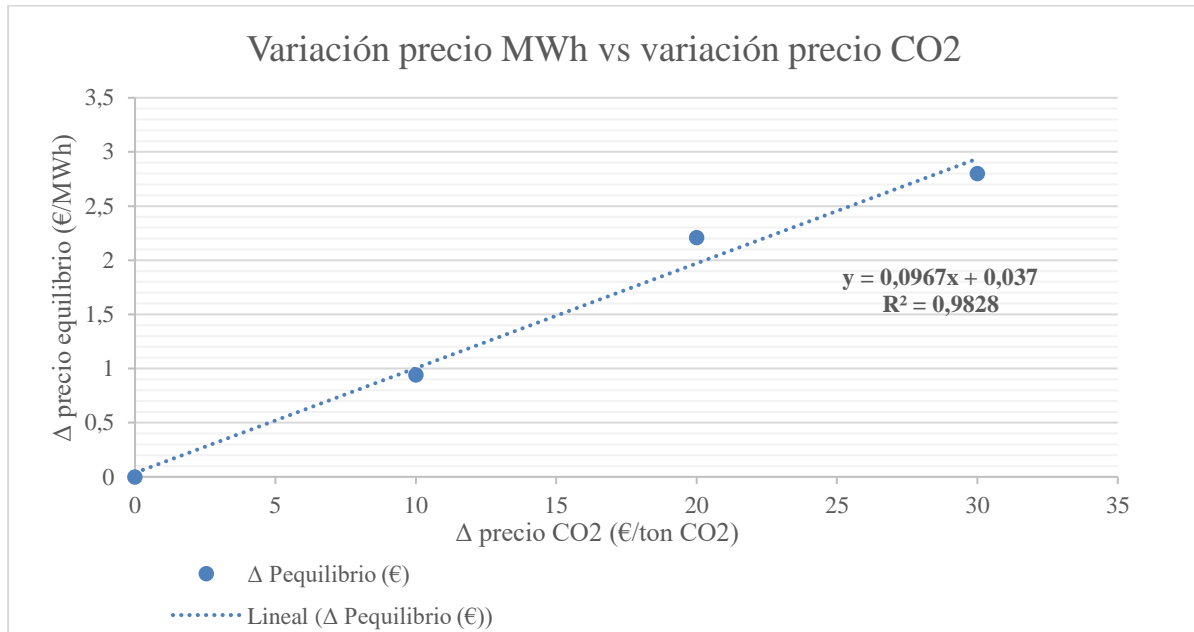
$$Y = \beta_0 + \beta_1 X + \varepsilon$$

Siendo Y la variable explicada, dependiente o regresando; el coeficiente  $\beta_1$  denota la magnitud del efecto que las variables explicativas tienen sobre la variable explicada y el coeficiente  $\beta_0$  es el término constante o intercept (intersección) del modelo. Por otra parte,  $\varepsilon$  es la perturbación aleatoria o residuo.

En los modelos lineales nivel – nivel, el coeficiente  $\beta$  es la pendiente de la recta de regresión y expresa la relación entre la variación de la variable independiente y la variable dependiente, es decir,  $\beta = \frac{\Delta Y}{\Delta X}$

Junto con la recta de regresión lineal se calcula el coeficiente de determinación  $R^2$ , este es un indicador de la bondad del ajuste de la recta de regresión a la dispersión de puntos.

En la Figura 42 se grafica la nube de puntos de la variación del precio de equilibrio y la variación del precio del CO<sub>2</sub> junto con la respectiva recta de regresión lineal y su coeficiente de determinación.



**Figura 42 Variación precio MWh vs variación precio CO<sub>2</sub>**  
Fuente: elaboración propia

Siendo:

$y \rightarrow \Delta$  precio equilibrio [€/MWh]

$x \rightarrow \Delta$  precio CO<sub>2</sub> [€/ton CO<sub>2</sub>]

La recta de regresión lineal está dada por la siguiente función:

$$\Delta \text{Precio equilibrio [€/MWh]} = 0,0967 \Delta \text{Precio CO}_2 \text{ [€/ton CO}_2\text{]} + 0,037$$

El término de la pendiente significa que la variación del precio de equilibrio aumenta 0,0967 euros cuando la variación del precio del CO<sub>2</sub> aumenta en 1 euro. En la Tabla 13 se detallan los valores obtenidos y los estimados por el modelo de regresión lineal de la variación del precio de equilibrio.

**Tabla 13 Valores obtenidos y estimados de la variación del precio de equilibrio**

$\Delta P$ ton CO <sub>2</sub> (€)	$\Delta$ Pequilibrio (€/MWh)	$\Delta$ Pequilibrio Estimado (€/MWh)
<b>0</b>	0	0,037
<b>10</b>	0,94	1,004
<b>20</b>	2,21	1,971
<b>30</b>	2,8	2,938

Fuente: elaboración propia

El valor del coeficiente de determinación:

$$R^2 = 0,9828$$

El coeficiente de determinación R<sup>2</sup> es un valor muy cercano a 1, indicando un buen ajuste de la recta de regresión a la dispersión de los puntos.

En la Figura 43 se grafica la nube de puntos de la variación las emisiones anuales y la variación del precio del CO<sub>2</sub> junto con su respectiva recta de regresión lineal y su coeficiente de determinación.

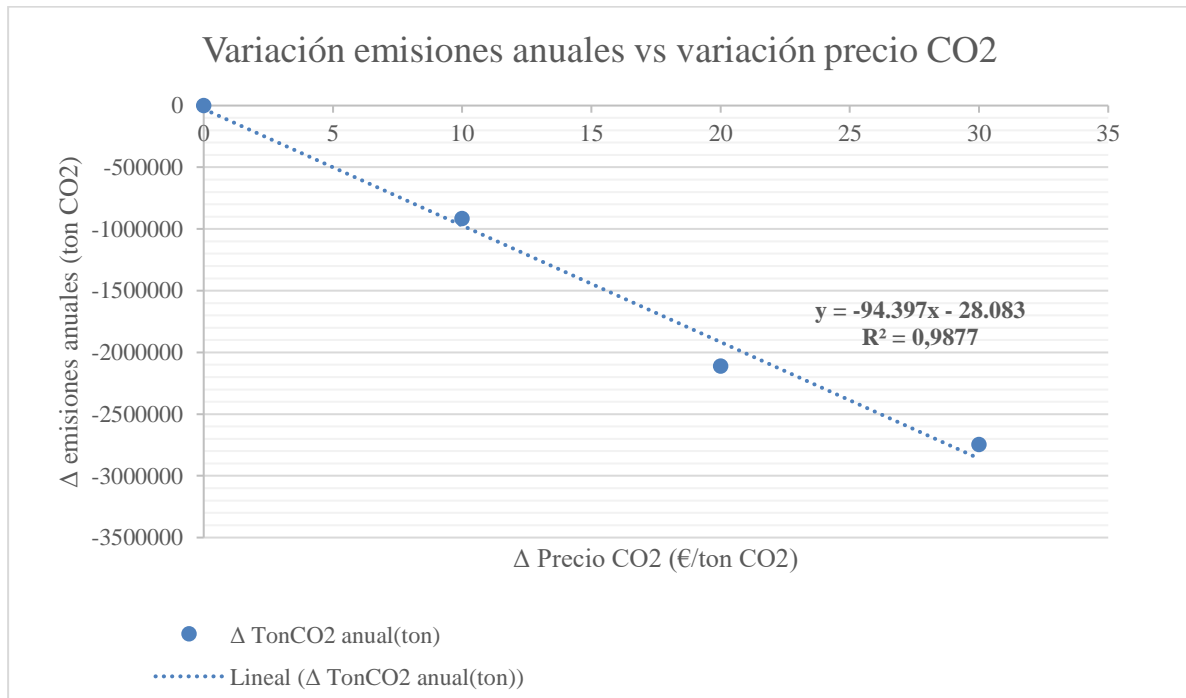


Figura 43 Variación emisiones anuales vs variación precio CO<sub>2</sub>  
Fuente: elaboración propia

Siendo:

$x \rightarrow \Delta \text{ precio CO}_2 [\text{€/ton CO}_2]$

$z \rightarrow \Delta \text{ emisiones anuales } [\text{ton CO}_2]$

La recta de regresión lineal está dada por la siguiente función:

$$\Delta \text{ Emisiones anuales } [\text{ton CO}_2] = -94.397 \Delta \text{ Precio CO}_2 [\text{€/ton CO}_2] - 28.083$$

El término de la pendiente significa que la variación de las emisiones anuales disminuye 94.397 toneladas cuando la variación del precio del CO<sub>2</sub> aumenta en 1 euro. En la Tabla 14 se detallan los valores obtenidos y los estimados por el modelo de regresión lineal de la variación de las emisiones anuales.

Tabla 14 Valores obtenidos y estimados de la variación de emisiones anuales

$\Delta P \text{ ton CO}_2$ (€)	$\Delta \text{ Emisiones anuales (ton CO}_2)$	$\Delta \text{ Emisiones anuales estimada (ton CO}_2)$
------------------------------------	---	--

<b>0</b>	0	-28.083,00
<b>10</b>	-915.687,02	-972.053,00
<b>20</b>	-2.113.000,05	-1.916.023,00
<b>30</b>	-2.747.459,00	-2.859.993,00

*Fuente: elaboración propia*

El valor del coeficiente de determinación:

$$R^2 = 0,9877$$

El coeficiente de determinación  $R^2$  es un valor muy cercano a 1, indicando un buen ajuste de la recta de regresión a la dispersión de los puntos.

## 9 Conclusiones

---

Siendo el sector de generación de energía uno de los principales emisores de GEI, las instalaciones generadoras deben incluir en sus estructuras de costes los derechos de emisión para pagar el precio de su impacto. Se estima un inevitable aumento del precio del derecho de emisión de CO<sub>2</sub> tanto sea por la reducción de derechos en circulación o por una reevaluación del verdadero coste social del carbono.

Tras la evaluación del impacto de un aumento del precio del CO<sub>2</sub> hemos tomado los datos de un año completo y los hemos reproducido para tres escenarios distintos, aumentos de 10€, 20€ y 30€ en el precio del derecho de emisión de una tonelada de CO<sub>2</sub>.

Un aumento de 10€ en la tonelada de carbono tiene un impacto tal en el coste de la generación de energía que, por tratarse de un mercado de competencia perfecta, las ofertas de energías más limpias -pero costosas- serán casadas. Por consecuencia, el precio de la energía aumentará de 57,01€/MWh a 57,95€/MWh y se emitirían 915.687,02 toneladas de CO<sub>2</sub> menos al año. Para los escenarios de aumentos de 20€ y 30€ por tonelada, se emitirían 2.113.000,05 y 2.747.459 toneladas menos al año respectivamente.

Considerando el objetivo planteado por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) de una reducción de 97,5 millones de toneladas anuales en los próximos 10 años, asumiendo una reducción lineal de 9,75 millones de toneladas por año, el aumento del precio del CO<sub>2</sub> en 10€, 20€ y 30€ implicaría cumplir este objetivo anual en un 9,38%, 21,7% y 28,2% respectivamente. Cabe destacar que estas reducciones se lograrían solo considerando las emisiones del sector de generación de energía y con un aumento del precio del carbono como única variable modificada.

El aumento del precio del derecho de emisión tendría impacto en otras variables. Si estos aumentos son significativos y perduran en el tiempo, el coste será transmitido a los consumidores finales quienes deberán reconsiderar sus niveles de consumo de energía. Por otro lado, estos aumentos también motivarían la inversión en energías limpias para lograr el objetivo de la descarbonización en el sector de generación de energía, ya que la generación de energías con alta tasa de emisión ya no sería rentable –esto ya se está viendo con el cierre de centrales de carbón-. Esto da lugar a que se realicen estudios adicionales del comportamiento y la interacción de estas variables en el cumplimiento de objetivos medioambientales.

# Referencias

---

- Ackerman, F., & Stanton, E. A. (2012). Climate Risks and Carbon Prices: Revising the Social Cost of Carbon. *Economics: The Open-Access, Open-Assessment E-Journal*, 6(2012-10), 1. <https://doi.org/10.5018/economics-ejournal.ja.2012-10>
- Acworth, W., Montes de Oca, M., Gagnon-Lebrun, F., Gass, P., Matthes, F., Piantieri, C., Touchette, Y. 2018. Emissions Trading and Electricity Sector Regulation. Berlin: ICAP.
- Alberola, E., Chevallier, J., & Chèze, B. (2008). Price drivers and structural breaks in European carbon prices 2005–2007. *Energy Policy*, 36(2), 787–797. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.10.029>
- Aura Energía. (2019, 16 julio). ¿Cómo funciona el sector eléctrico en España? | Aura Energía. Recuperado 15 diciembre, 2019, de <https://www.aura-energia.com/como-funciona-el-sector-electrico-en-espana/>
- Banco Mundial. (s.f.). Carbon Pricing Dashboard | Up-to-date overview of carbon pricing initiatives. [https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map\\_data](https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map_data)
- Baumol, W. J., & Oates, W. E. (1988). *The Theory of Environmental Policy*. Cambridge, Reino Unido: Cambridge University Press.
- Biggar, D. R., & Hesamzadeh, M. R. (2014). *The Economics of Electricity Markets*. West Sussex, United Kingdom: John Wiley & Sons Ltd.
- Boute, A. (2016). The Impossible Transplant of the EU Emissions Trading Scheme: The Challenge of Energy Market Regulation. *Transnational Environmental Law*, 6(1), 59–85. <https://doi.org/10.1017/s2047102516000133>
- Brink, C., Vollebergh, H. R., & Van der Werf, E. (2016). Carbon pricing in the EU: Evaluation of different EU ETS reform options. *Energy Policy*, 97, 603–617. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.07.023>
- Burtraw, D., Krupnick, A., Palmer, K., Paul, A., Toman, M., & Bloyd, C. (2003). Ancillary benefits of reduced air pollution in the US from moderate greenhouse gas mitigation policies in the electricity sector. *Journal of Environmental Economics and Management*, 45(3), 650–673.

[https://doi.org/10.1016/s0095-0696\(02\)00022-0](https://doi.org/10.1016/s0095-0696(02)00022-0)

- Carbonero Martínez, Alejandra. Efecto sobre el bienestar económico de un aumento de la potencia instalada fotovoltaica: una aplicación al sistema eléctrico español. Dirigido por Ángel Arcos Vargas; Fernando Núñez Hernández. Proyecto Fin de Carrera defendido en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla, 2018. [Consulta:21 de octubre de 2019] Disponible en: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5860>
- Caron, j., Cohen, s. M., brown, m., & Reilly, j. M. (2018). Exploring the impacts of a national U.S. CO<sub>2</sub> tax and revenue recycling options with a coupled electricity-economy model. *Climate change economics*, 09(01). <https://doi.org/10.1142/s2010007818400158>
- Chevallier, J. (2011). A model of carbon price interactions with macroeconomic and energy dynamics. *Energy Economics*, 33(6), 1295–1312. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2011.07.012>
- Cleetus, R., Clemmer, S., Davis, E., Deyette, J., Downing, J. and Frenke, F. (2012). *Ripe for Retirement: The Case for Closing America's Costliest Coal Plants*. Union of Concerned Scientists.
- Comisión Europea. (2017, 16 febrero). Régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (RCDE UE) - Acción por el Clima - European Commission. Recuperado 3 diciembre, 2019, de [https://ec.europa.eu/clima/policies/ets\\_es](https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_es)
- Comisión Europea. (s.f.). Comisión Europea, web oficial. Recuperado 16 diciembre, 2019, de [https://ec.europa.eu/info/index\\_es](https://ec.europa.eu/info/index_es)
- Cook, J., (2013). The Future of Electricity Prices in California: Understanding Market Drivers and Forecasting Prices to 2040. PhD. University of California, Davis.
- Costantini, V., & Sforna, G. (2019). A dynamic CGE model for jointly accounting ageing population, automation and environmental tax reform. European Union as a case study. *Economic Modelling*, <https://doi.org/10.1016/j.econmod.2019.08.004>
- Cotton, D., & De Mello, L. (2014). Econometric analysis of Australian emissions markets and electricity prices. *Energy Policy*, 74, 475–485. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.07.024>
- Crippa, M., Oreggioni, G., Guizzardi, D., Muntean, M., Schaaf, E., Lo Vullo, E., Solazzo, E., Monforti-Ferrario, F., Olivier, J.G.J., Vignati, E., *Fossil CO<sub>2</sub> and GHG emissions of all world countries - 2019 Report*, EUR 29849 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2019, ISBN 978-92-76-11100-9, doi:10.2760/687800, JRC117610.
- D.G. Victor, D. Zhou, E.H.M. Ahmed, P.K. Dadhich, J.G.J. Olivier, H.-

H. Rogner, K. Sheikho, M. Yamaguchi Introductory chapter Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group Iii to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (2014)

- Da Silva, P. P., Moreno, B., & Figueiredo, N. C. (2016). Firm-specific impacts of CO<sub>2</sub> prices on the stock market value of the Spanish power industry. *Energy Policy*, 94, 492–501. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.01.005>
- Dahlke, S. (2019). Short Run Effects of Carbon Policy on U.S. Electricity Markets. *Energies*, 12(11), 2150. <https://doi.org/10.3390/en12112150>
- De Ayala, A., Galarraga, I., & Spadaro, J. V. (2016). The price of energy efficiency in the Spanish housing market. *Energy Policy*, 94, 16–24. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.03.032>
- Diaz-Rainey, I., & Tulloch, D. J. (2018). Carbon pricing and system linking: Lessons from the New Zealand Emissions Trading Scheme. *Energy Economics*, 73, 66–79. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.04.035>
- Ecofys (2016). Documento informativo *Interaction between carbon prices and energy prices*. Manuscrito no publicado.
- EEX Group. (s.f.). European Emission Allowances (EUA). Recuperado 25 febrero, 2020, de <https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/spot-market/european-emission-allowances>
- Ellerman, A. D., Convery, F. J., De Perthuis, C., Alberola, E., Buchner, B. K., Delbosc, A., Matthes, F. C. (2010). *Pricing Carbon: The European Union Emissions Trading Scheme*. Recuperado de <http://hdl.handle.net/1814/15503>
- European Commission. (2017, 30 octubre). EDGAR - GHG (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, F-gases) emission time series 1990-2015 per region/country - European Commission. Recuperado 12 diciembre, 2019, de <https://edgar.jrc.ec.europa.eu/overview.php?v=CO2ts1990-2015>
- Fagiani, R., Richstein, J. C., Hakvoort, R., & De Vries, L. (2014). The dynamic impact of carbon reduction and renewable support policies on the electricity sector. *Utilities Policy*, 28, 28–41. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2013.11.004>
- Freitas, C. J. P., & Silva, P. P. (2015). European Union emissions trading scheme impact on the Spanish electricity price during phase II and phase III implementation. *Utilities Policy*, 33, 54–62. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2015.01.004>



- Freitas, C. J. P., & Silva, P. P. D. (2013). Evaluation of dynamic pass-through of carbon prices into electricity prices - a cointegrated VECM analysis. *International Journal of Public Policy*, 9(1/2), 65. <https://doi.org/10.1504/ijpp.2013.053440>
- Glachant, J., & Ruester, S. (2014). The EU internal electricity market: Done forever? *Utilities Policy*, 30, 1–7. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2014.05.003>
- Global EV Outlook 2018 – Analysis - International Energy Agency (s.f.). Global EV Outlook 2018 – Analysis - IEA. Recuperado 25 febrero, 2020, de <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2018>
- Gu, W., Zhao, X., Yan, X., Wang, C., & Li, Q. (2019). Energy technological progress, energy consumption, and CO<sub>2</sub> emissions: Empirical evidence from China. *Journal of Cleaner Production*, 236, 117666. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.117666>
- Hansjèurgens, Bernd, (2010), *Emissions Trading for Climate Policy*, Cambridge University Press.
- International Carbon Action Partnership. (2017, octubre). Asignación: ¿Cómo se Distribuyen los Permisos de Emisión? Recuperado 16 diciembre, 2019, de [https://icpcarbonaction.com/en/?option=com\\_attach](https://icpcarbonaction.com/en/?option=com_attach)
- International Energy Agency. (2018). *World Energy Balances 2018*. [https://doi.org/10.1787/world\\_energy\\_bal-2018-en](https://doi.org/10.1787/world_energy_bal-2018-en)
- Investing.com. (s.f.). Precio de futuros de Emisiones de Carbono - Investing.com. Recuperado 25 febrero, 2020, de <https://es.investing.com/commodities/carbon-emissions>
- J.C.J.M. van den Bergh Optimal climate policy is a utopia: from quantitative to qualitative cost–benefit analysis *Ecological Economics*, 48 (2004), pp. 385-393
- Koch, N., Fuss, S., Grosjean, G., & Edenhofer, O. (2014). Causes of the EU ETS price drop: Recession, CDM, renewable policies or a bit of everything? —New evidence. *Energy Policy*, 73, 676–685. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.06.024>
- Layard, P. R. G., & Walters, A. A. (1978). *Microeconomic theory*. Nueva York: McGraw-Hill.
- Levin, T., Kwon, J., & Botterud, A. (2019). The long-term impacts of carbon and variable renewable energy policies on electricity markets. *Energy Policy*, 131, 53–71. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.02.070>
- Lijesen, M. G. (2007). The real-time price elasticity of electricity. *Energy Economics*, 29(2), 249–

258. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2006.08.008>

- Liu, Y., Zheng, R., Chen, S., & Yuan, J. (2019). The economy of wind-integrated-energy-storage projects in China's upcoming power market: A real options approach. *Resources Policy*, 63, 101434. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2019.101434>
- Mankiw, N. G. (2011). *Principles of Economics* (6<sup>a</sup> Ed.). Mason, Estados Unidos: Cengage Learning.
- Mann, N., Tsai, C. H., Gülen, G., Schneider, E., Cuevas, P., Dyer, J., & Morneau, R. (2017). Capacity Expansion and Dispatch Modeling: Model Documentation and Results for ERCOT Scenarios. *The University of Texas at Austin: Austin, TX, USA*.
- Mansanet-Bataller, M., Chevallier, J., Hervé-Mignucci, M., & Alberola, E. (2011). EUA and sCER phase II price drivers: Unveiling the reasons for the existence of the EUA–sCER spread. *Energy Policy*, 39(3), 1056–1069. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.10.047>
- Maryniak, P., Trück, S., & Weron, R. (2019). Carbon pricing and electricity markets — The case of the Australian Clean Energy Bill. *Energy Economics*, 79, 45–58. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.06.003>
- Matthes, F. C. (2017). *Emissions trading in regulated power sectors: What are the challenges?* Workshop of the International Carbon Action Partnership (ICAP) and the International Institute for Sustainable Development (IISD) on Emissions trading in a regulated power sector. Tokyo, 15 June 2017.
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. El comercio de derechos de emisión (2019) <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/comercio-de-derechos-de-emision/que-es-el-comercio-de-derechos-de-emision/>
- Ministerio para la Transición Ecológica (2019). *Inventario nacional de emisiones a la atmósfera. Emisiones de gases de efecto invernadero. Informe resumen. Edición 2019*. Recuperado de [https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/resumeninventariogei-ed2019\\_tcm30-486322.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/resumeninventariogei-ed2019_tcm30-486322.pdf).
- Monsalve, S. (1999). *Introducción a los conceptos de equilibrio en economía*. Bogotá, Colombia: Universidad Nacional de Colombia.
- N.H. Stern, S. Peters, V. Bakhski, A. Bowen, C. Cameron, S. Catovsky, D. Crane, S. Cruickshank, S. Dietz, N. Edmondson, S.L. Garbett, L. Hamid, G. Hoffman, D.

Ingram, B. Jones, N. Patmore, H. Radcliffe, R. Sathiyarajah, M. Stock, C. Taylor, T.

Vernon, H. Wanjie, D. Zenghelis Stern *Review: The Economics of Climate Change* Cambridge University Press, Cambridge (2006)

- Newbery, D. (2019). Economics – The Proper Valuation of Security and Environment. *In Search of Good Energy Policy*, 32–44. <https://doi.org/10.1017/9781108639439.003>
- Nicholson, M., Biegler, T., & Brook, B. W. (2011). How carbon pricing changes the relative competitiveness of low-carbon baseload generating technologies. *Energy*, 36(1), 305–313. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.10.039>
- OMIE. (s.f.-a). Nuestros mercados de electricidad | OMIE. Recuperado 16 diciembre, 2019, de <http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/nuestros-mercados-de-electricidad/diario-e-intradia>
- OMIE. (s.f.-b). Mercado Diario | OMIE. Recuperado 16 diciembre, 2019, de <http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/nuestros-mercados-de-electricidad/mercado-diario>
- Oren, S. S. (2003, 3 junio). Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets. Recuperado 12 diciembre, 2019, de <https://escholarship.org/uc/item/8tq6z6t0>
- Palmer, K., Paul, A., & Keyes, A. (2018). Changing baselines, shifting margins: How predicted impacts of pricing carbon in the electricity sector have evolved over time. *Energy Economics*, 73, 371–379. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.03.023>
- Pindyck, R. S., & Rubinfeld, D. L. (2009). *Microeconomía*. Madrid, España: Prentice Hall.
- Provornaya, I., Filimonova, I., Eder, L., Nemov, V., & Zemnukhova, E. (2019). Formation of energy policy in Europe, taking into account trends in the global market. *Energy Reports*, <https://doi.org/10.1016/j.egy.2019.09.032>
- PwC. (2019). GHG Market Sentiment Survey 2019. Recuperado de [https://www.ieta.org/resources/Resources/GHG\\_Market\\_Sentiment\\_Survey/GHG\\_Market\\_Sentiment\\_Survey-2019.Web\\_HIGH\\_RESOLUTION.pdf](https://www.ieta.org/resources/Resources/GHG_Market_Sentiment_Survey/GHG_Market_Sentiment_Survey-2019.Web_HIGH_RESOLUTION.pdf)
- Réseau de transport d'électricité (RTE). (2016). *Carbon Price Signal: Impact Analysis of the European Electricity System*. (RTE).
- Sendeco2. (s.f.). Precios CO<sub>2</sub> - Sendeco2. Recuperado 16 diciembre, 2019, de <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>

- Sijm, J., Chen, Y., & Hobbs, B. F. (2012). The impact of power market structure on CO<sub>2</sub> cost pass-through to electricity prices under quantity competition – A theoretical approach. *Energy Economics*, 34(4), 1143–1152. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2011.10.002>
- Sijm, J., Neuhoff, K., & Chen, Y. (2006). CO<sub>2</sub> cost pass-through and windfall profits in the power sector. *Climate Policy*, 6(1), 49–72. <https://doi.org/10.1080/14693062.2006.9685588>
- Tol, R. S. (2013). Targets for global climate policy: An overview. *Journal of Economic Dynamics and Control*, 37(5), 911–928. <https://doi.org/10.1016/j.jedc.2013.01.001>
- Tranberg, B., Corradi, O., Lajoie, B., Gibon, T., Staffell, I., & Andresen, G. B. (2019). Real-time carbon accounting method for the European electricity markets. *Energy Strategy Reviews*, 26. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100367>
- Van den Bergh, K., & Delarue, E. (2015). Quantifying CO<sub>2</sub> abatement costs in the power sector. *Energy Policy*, 80, 88–97. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.01.034>
- Van den Bergh, K., Delarue, E., & D'haeseleer, W. (2013). Impact of renewables deployment on the CO<sub>2</sub> price and the CO<sub>2</sub> emissions in the European electricity sector. *Energy Policy*, 63, 1021–1031. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.09.003>
- Varian, H. R., Rabasco, E., & Toharia, L. (2011). *Microeconomía intermedia* (8ª ed.). Barcelona, España: Antoni Bosch editor.
- Von Der Fehr, N. H. y Harbord, D. (1993): Spot market competition in the UK electricity industry. *The Economic Journal*, vol. 103, n° 418, pp. 531-546.
- Voorspools, K. R., & D'haeseleer, W. D. (2006). Modelling of electricity generation of large interconnected power systems: How can a CO<sub>2</sub> tax influence the European generation mix. *Energy Conversion and Management*, 47(11-12), 1338–1358. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2005.08.022>
- Wu, X., Xu, Y., Lou, Y., & Chen, Y. (2018). Low carbon transition in a distributed energy system regulated by localized energy markets. *Energy Policy*, 122, 474–485. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.08.008>
- Yoshida, T., Yamagata, Y., & Murakami, D. (2019). Energy demand estimation using quasi-real-time people activity data. *Energy Procedia*, 158, 4172–4177. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.813>
- Yu, J., & Mallory, M. L. (2014). Exchange rate effect on carbon credit price via energy markets.

---

*Journal of International Money and Finance*, 47, 145–161.  
<https://doi.org/10.1016/j.jimonfin.2014.04.010>

- Zhang, K., Wang, Q., Liang, Q., & Chen, H. (2016). A bibliometric analysis of research on carbon tax from 1989 to 2014. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58, 297–310.  
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.089>

# Glosario

---

- *Cap and trade*: “Tope y Canje”; “Limitación y comercio”; mecanismo de mercado para incentivar una determinada reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEIs) al mínimo coste. El funcionamiento de este esquema se basa en dos conceptos clave: la fijación de un tope de emisiones (“Cap”), y la transferencia con un valor económico de derechos de emisión entre agentes (“Trade”).
- *Casación de oferta*: proceso de igualación o emparejar de las ofertas con las demandas.
- *Ceteris paribus*: método para estudiar la influencia de una variable alterándola y manteniendo constantes el resto de las variables involucradas en una situación.
- *CO<sub>2</sub>*: dióxido de carbono, anhídrido carbónico; gas de efecto invernadero mayormente emitido por actividades antropogénicas y así el principal impulsor del calentamiento global.
- *Complete market*: mercado donde los costes de transacción son insignificantes, la información es perfecta y hay un precio por cada activo en todos los estados posibles del mundo.
- *Derechos de emisión de carbono*: “carbon allowances”; permisos que habilitan a una instalación o empresa a emitir dióxido de carbono. Un derecho admite la emisión de una tonelada de dióxido de carbono.
- *EUPHEMIA*: algoritmo utilizado para casar los precios en los mercados eléctricos.
- *Externalidades*: influencia positiva o negativa sobre el bienestar de un tercero que surge de la interacción de un agente comprador y un vendedor.
- *Factor de emisión*: toneladas de dióxido de carbono emitidas en la generación de un mega vatio hora.
- *Fuga de carbono*: carbon leakage; posible escenario en el que, por motivos de costes, las empresas transfieren su producción a otros países que tienen restricciones de emisiones más laxas.
- *Impuesto Pigouviano*: tipo de impuesto que busca corregir una externalidad negativa y/o positiva.
- *LCOE (levelized cost of electricity)*: coste energético nivelado; representa un coste constante por unidad de generación, que se calcula para comparar el coste de generación de diferentes tecnologías. Explica las diferencias entre las distintas tecnologías mediante la conversión en una cifra de precio estándar de la energía conocida como megavatio-hora MWh. Este precio sería la cantidad de dinero que debería pagar un comprador de la energía al propietario de la central eléctrica para recuperar sus costes y obtener un margen de ganancia.
- *Market splitting*: separación de mercados; en mercados eléctricos cuando existe una saturación se utilizan las interconexiones para resolver la congestión dividiendo el sistema en dos áreas y realizando la casación por separado. Por consecuencia, los precios de mercado son diferentes en cada zona.
- *Mix energético*: matriz energética; combinación de fuentes de energía primaria utilizadas en una zona o región geográfica.
- *Orden de mérito*: clasificación de las fuentes de generación energía según su precio y su cantidad ofertada.
- *Pool eléctrico*: mercado mayorista de energía, donde productores y consumidores de energía realizan las transacciones.
- *Precio marginal*: precio dado por el coste de producir una unidad adicional.

- *Revenue Recycling*: reciclaje/redistribución de ingresos de los impuestos a las emisiones de carbono.
- *Tecnologías limpias*: tecnologías de bajas emisiones de carbono.