

El mercado energético en el ámbito social

Dpto. de Economía e Historia Económica
Dr. David Patiño Rodríguez
Universidad de Sevilla



JORNADAS

El mercado energético en el ámbito social

31 de mayo | 16:00 horas | ETSI Universidad de Sevilla
Sala Juan Larrañeta

Rubén Sánchez
Secretario General FACUA

David Patiño
Vicedecano Fac. de Económicas

Gonzalo Martín
Presidente Protermosolar



STREAMING

3^{er} Plan Propio
de Docencia



UNIVERSIDAD
DE SEVILLA
1505



Escuela Técnica Superior de
INGENIERÍA DE SEVILLA

REDESS

Red de colaboración docente para el desarrollo, puesta en práctica y comunicación de sistemas de generación y consumo energético medioambientalmente sostenibles y socialmente justos

<http://institucional.us.es/redess>



1. MERCADO MARGINALISTA

- Precio depende del gas (habría que revisarlo también)
- De los derechos de emisión de CO₂
- Es un mercado *pool*, gestionado por OMIE, diseñado como los libros de texto
- Cada hora del día se forma un mercado independiente, en el que se ordenan las ofertas de menor a mayor (formando oferta del mercado agregando las individuales)

- Igual con la demanda
- Donde se cruzan, se fija precio y cantidad suministrada
- Todos los productores, excepto casos contados, reciben la misma remuneración independientemente de la oferta que hayan realizado

- En el mercado competitivo todas las unidades se intercambian al precio que marca la última unidad que entra en el mercado
- Dado un precio de mercado, entran empresas hasta que la última unidad que entra es la menos eficiente. El precio será el de esta empresa

- Esta empresa no decide el precio
- Entran consumidores hasta que el precio sea la valoración del último consumidor y también habrá consumidores que se beneficien de un precio bajo en comparación con sus valoraciones

- Incentivos para quienes tienen ventajas en la producción aumenten su capacidad echando del mercado a los más ineficientes
- Incentivos para mejorar la tecnología y producir a menores costes

- El mercado eléctrico, con sus subastas diarias, intenta emular un mercado competitivo
- En la subasta un productor dice el precio mínimo al que se compromete a vender cierta cantidad
- Si la subasta fuera competitiva, los precios coincidirán con sus costes o serán incluso menores

- Algunas tecnologías, de ese modo, se ofrecen a precio 0 para asegurarse entrar en el mercado, sabiendo que se remunerarán a un precio positivo (la nuclear no puede parar por lo que necesita asegurarse de que toda la producción se vende)

- **La remuneración total por el producto no depende de los costes reales de producción** (que se suponen relacionados con la oferta realizada)
- Habrá instalaciones que apenas cubran costes (teóricamente los últimos participantes en el mercado)
- Y productores que cobrarán precios muy por encima de su oferta

- Los famosos *windfall profits* (beneficios caídos del cielo). Puedo ofertar el producto mucho más barato, y recibo una remuneración mucho mayor, consecuencia del funcionamiento del mercado

- De ahí que el gobierno esté tratando de obtener un suministro más continuado, con retribuciones garantizadas, que salgan fuera del mercado *pool*
(Subastas para el Otorgamiento del Régimen Económico de Energías Renovables)

- Diseño pensado para un gran mercado de carácter competitivo
- Pero el mercado eléctrico no lo es, al menos en el tramo relevante

- Un mercado en competencia perfecta formado por numerosos oferentes, sin capacidad para influir en el precio, con tecnologías muy similares, que compiten para ofertar su producto a un precio, igual o si acaso un *poquito* más bajo que el resto de competidores

- Es decir, *oferentes precio-aceptantes*
- Precio tomado como referencia que nadie puede alterar
- La única forma de obtener beneficios es rebajando costes
- Mercado eléctrico caracterizado por una fuerte concentración
- 2020, el 56% de la producción concentrada en 3 empresas: Endesa, Iberdrola y Naturgy

- Pero los mercados, para que funcionen bien, precisan además, que oferta y demanda sean independientes
- La demanda de producción eléctrica realizada por las mismas empresas que la ofertan
- Según CNMV en 2020, el 83% de la cuota de energía suministrada por comercializadoras procede de una de estas tres empresas
- Podemos imaginar el funcionamiento del mercado

- Mercado complejo en muchos otros sentidos
- Productos perfectamente homogéneo, que puede ser obtenido con tecnologías muy diversas, cada una con ventajas e inconvenientes: disponibilidad horaria, velocidad de acoplamiento, capacidad de adaptación, estructura de costes fijos y variables, dependencia de combustibles, efectos medioambientales, etc.

- Adolece de numerosos fallos de mercado que no aseguran que los precios envíen la información que deben enviar
- Monopolio natural, externalidades, información asimétrica, ... necesidad de regular los precios...

- Pero actualmente el precio depende únicamente de una de ellas, la de centrales térmicas de gas
- Si para satisfacer la demanda debe entrar alguna oferta de una central de gas, el precio de ésta determina todo el mercado
- Y el coste de producción de estas centrales se ha disparado, arrastrando todos los precios mayoristas

- Pequeño productor que solo dispone de una instalación con una tecnología determinada, solo puede ofertar a un precio suficiente para cubrir sus costes
- Gran productor con varias opciones tecnológicas, y abundante información del coste de producción de cada una de ellas en cada hora y día del año, puede organizar estratégicamente su producción

- Situación ideal para este productor es que la alternativa más cara determine el precio, disponiendo de otras alternativas de producción de mucho menor coste
- De ahí las sospechas de los medios sobre desembalse exagerado de algunos pantanos, o caída en la producción eólica

- Por último destaca un último aspecto. En las noticias aparecen los precios récord producidos en una hora del día en el mercado mayorista
- Sin embargo, lo que paga el consumidor acogido a la PVPC (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor), formado por un conjunto de elementos, en los que el aumento del precio mayorista del KW/h en una hora determinada de un día se refleja de un modo muy débil

- Al coste de consumo de energía hay que sumar el cargo por la potencia contratada, los pagos por peajes de transporte y distribución, el margen de comercialización, etc.
- No es minimizar el impacto, pero es muy inferior al que anuncian los titulares

Aspectos adicionales:

- La remuneración a precio de mercado de hidroeléctricas y nucleares no genera ningún incentivo a mejorar la tecnología o aumentar la capacidad, dado que no puede hacerlo

- Las hidroeléctricas y nucleares diseñadas en régimen de financiación particular y no pueden expandirse
- Costes variables baratos, se ofertan siempre a precio 0 y asegurarse que entran
- Su presencia no aporta nada a incentivos

- La permanencia de estas tecnologías posibilita ampliar el margen extra el resto de tecnologías
- Cabría por tanto, sacarlas del mercado y favorecer reducción de la tarifa de la luz

- Característica de la demanda de electricidad: **fluctuación de la demanda en ciclos de duración variable** con picos de demanda alta durante el día y valles o demanda baja por la noche

Dos problemas distintos:

- *Fijar los precios de alta y baja demanda con capacidad total de producción limitada*
- Determinar la inversión óptima en ampliación de capacidad y los precios que deben fijarse en ambos periodos, una vez se ha expandido el servicios

Dos componentes de coste:

- **Individualizable**. Coste marginal de uso en horas punta y valle. Se trata de costes operativos del servicios en cada tramo horario. Constituyen un *bien privado* para el usuario, cuyo coste debe soportar

- **Conjunto.** Coste de mantener una capacidad disponible, se emplee plenamente o no. Coste fijo, dada una capacidad. Es un bien público para el conjunto de usuarios. Coste soportado por su disposición a pagar por capacidad

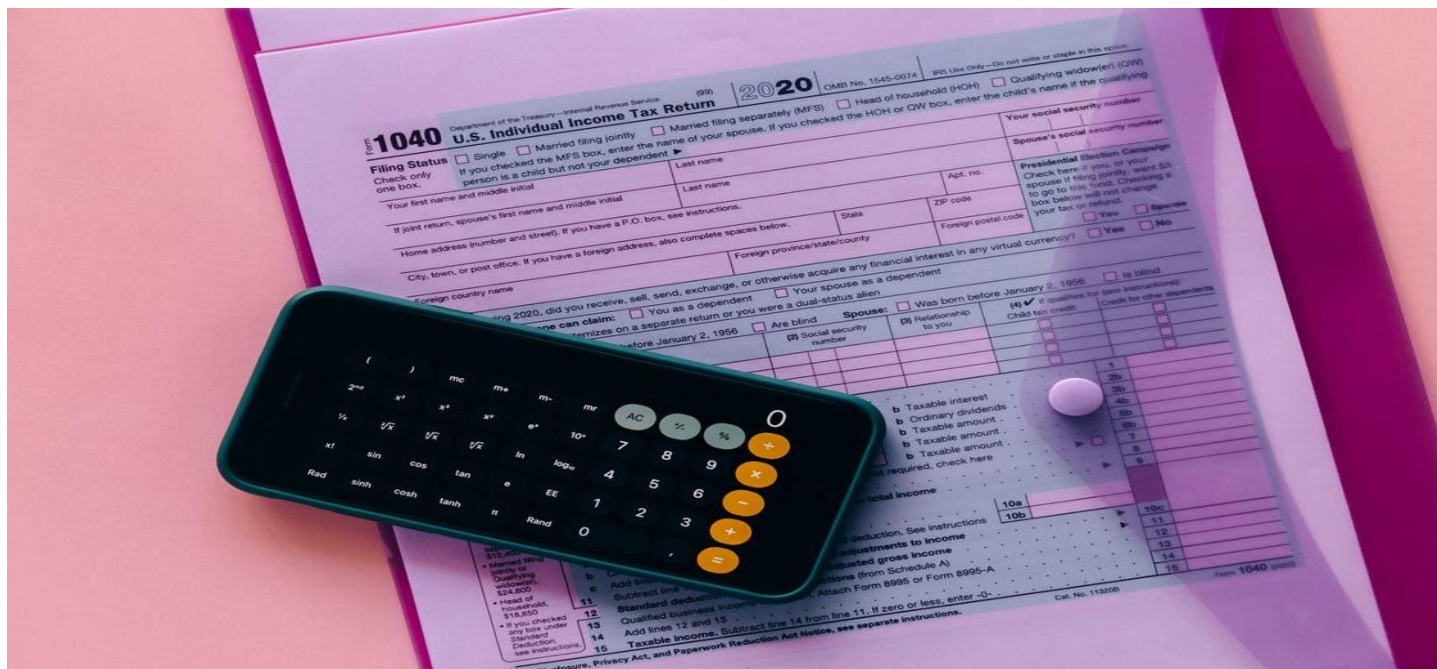
- Como en el caso de los bienes privados, cada consumidor debe enfrentarse a sus coste marginal (CMA o CMb)
- Como en un bien público, pagarlo en función de su valoración marginal de la capacidad disponible

- La tarifa de la luz compuesta por dos partes,
- 1. coste de la energía fijada en una subasta denominada mercado *spot* o mayorista
- 2. costes regulados, sumados a 1. incluye partidas como anualidades de déficit de tarifa, primas de renovables, sobrecostes de la producción insular, peajes de transporte y distribución, costes de las comercializadoras, alquileres de contadores e impuestos (electricidad e IVA)

- Tarifa en dos partes (Coase 1946)
- Estas tarifas optimizan nuestro consumo (parte variable) y por otro financiar los altos costes fijos del sector (fija)
- La evolución del sector ha llevado a cambiar su estructura de costes. Está pasando de tener el peso del coste total en el coste variable (usar carbón/gas) a tenerlo en los costes fijos (invertir en eólicas, solares, ...) al tiempo que estas tienen costes marginales 0

- La producción cada vez está teniendo más importancia las renovables y menos carga de carbono,
- Mayor importancia de producción renovable, con coste marginal 0, no teniendo repercusiones en precio spot, a excepción de casos extremos
- Lo explica el gran crecimiento de costes, y en concreto el del CO₂

- Algunos modelos ponen de relieve algo contraituitivo, a medida que aumentan renovables, las compañías reciben más beneficios debido al pago de derechos de emisión



4. REGULACIÓN

El mercado energético en el ámbito social

- Fit to 55 de la Comisión. European Green Deal
- 55% de reducción en las emisiones de CO₂ respecto de 1990
- Europa climáticamente neutro en 2050
- **Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono.** Impuesto que gravará las importaciones a la UE de productos cuya fabricación haya tenido estándares ambientales más bajos

- Impide fuga de carbono, traslado de industrias a países más comprensivos con las emisiones (dumping climático)
- Mantenimiento del liderazgo climático
- Ingresos propios para el presupuesto
- Mecanismo compatible con la OMC
- La nueva figura tributaria recuerda al IVA
- Los importadores deben adquirir Certificados CBAM

- Certificados CBAM (precio que se habría pagado si los bienes importados producidos según reglas europeas de precios de carbono, compra de Permisos de Emisión)
- Si se demuestra que pagaron en origen un impuesto similar al carbono, puede ser deducido completamente
- A partir de 2026 en algunos productos (entre ellos la generación eléctrica)
- Obligaciones de registro y declaración 2023

- Mecanismo similar en California para importaciones de electricidad y Biden se plantea extenderlo y también Canadá y Japón
- FMI y OCDE lo apoyan para reducir gases de efecto invernadero fijando precios al uso del carbono
- Críticas. Se cuestiona si el mecanismo actuará como apoyo a la acción climática de la UE

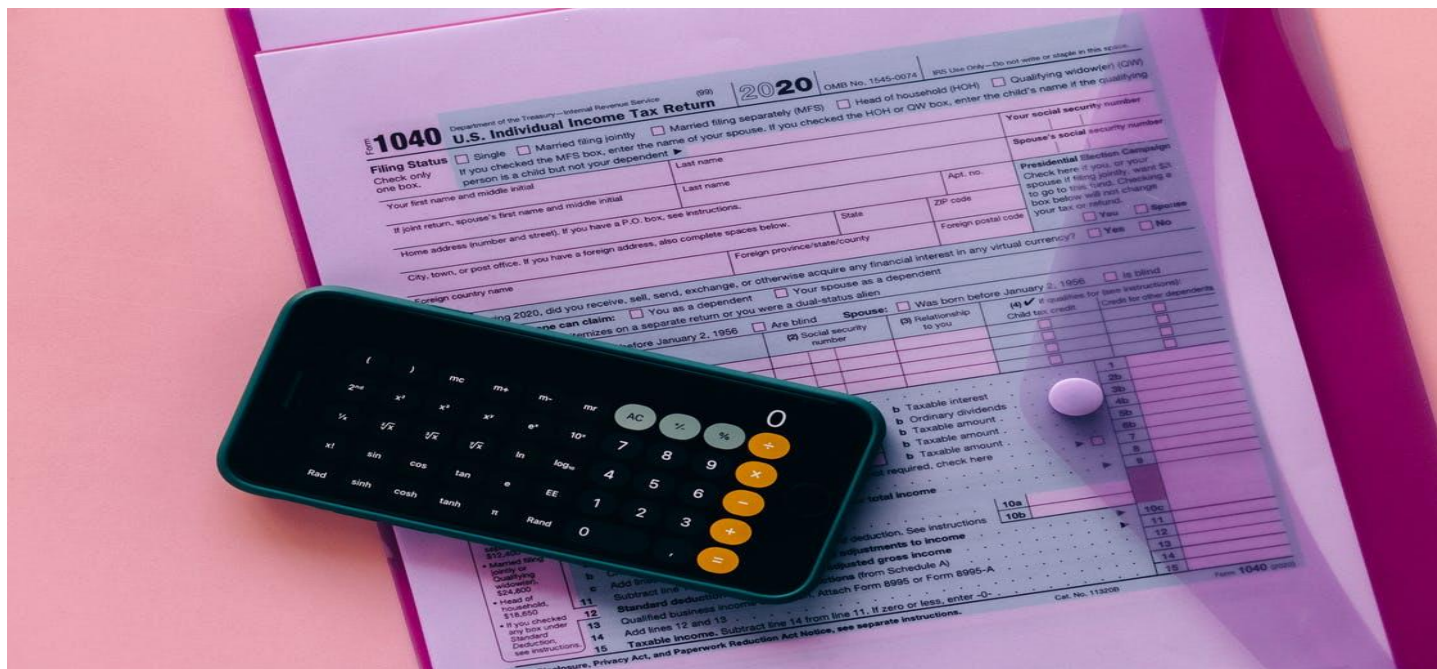
- Hasta ahora, las industrias han funcionado en la UE usando Permisos de Emisión distribuidos gratuitamente, por tanto sin incentivos reales a reducir las emisiones
- La distribución gratuita no puede subsistir
- *Desde 2026 a 2035, cada año, los productores de la UE perderán un 10% de los derechos de emisión gratuitos*
- Incorporarán en sus costes los daños ambientales causados por la contaminación

- Las importaciones deberán adquirir un número equivalente de Certificados CBAM, a coste similar
- La idea final es que la producción de estos materiales refleje el coste asociado a las emisiones de CO₂, producido en la UE o en terceros países
- Se espera una mejora tecnológica en la contaminación de estas industrias y/o aumento de precios relativos de estos materiales

- La crítica fundamental es la lentitud del proceso
- Según la Fundación ecologista Heinrich-Böll-Stiftung en 2030 los derechos gratuitos solo se habrán reducido a la mitad
- Segunda crítica, presunta desventaja que sufrirán los productores de países terceros debido a la utilización del mecanismo CBAM

- Se destaca fuertemente que viola el principio de responsabilidad diferenciada. Los países desarrollados deben liderar la lucha contra el cambio climático de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC)
- Este argumento ataca a los denominados *BASIC countries*, africanos, varios entre los que destaca Marruecos

- Se puede dedicar parte de los ingresos a financiar proyectos de transición energética en estos países
- El CBAM es un mecanismo para fijar precios para el carbono en estas industrias



2. LA REGULACIÓN DE PRECIOS EN LA PRÁCTICA: INFORMACIÓN E INCENTIVOS

El mercado energético en el ámbito social

- La más elemental de las reglas no aplicable o tener consecuencias indeseables si no se cumplen ciertos requisitos que no se suelen dar en el mundo real

- Incentivos de empresas reguladas
¿cómo podemos estar seguros de que minimizan costes si financiamos pérdidas?
- **Información asimétrica** sobre costes y comportamiento de la demanda que le permite a la empresa comportarse ineficientemente y extraer rentas de su ventaja informativa

- El regulado conoce *ex ante* mejor que el regulador las tecnologías y el comportamiento de la demanda
- Y facilita o incentiva que *ex post* no haga el esfuerzo necesario para aumentar la calidad o renunciar a costes innecesarios

- Regla óptima de fijación de precios debe cumplir:
- ***Ser compatible con incentivos de las empresas para reducir costes de producción***
- *Utilizar información observable o verificable por el regulador sin grandes costes*
- *Generar un aumento razonable de excedente para los consumidores*

- Las exigencias 1 y 3 contradictorias
- Las regulaciones oscilan entre recuperar el coste del servicio (**fórmula retrospectiva**) y establecer precio fijo (prospectivo e independiente de costes pasados)

- Un precio fijo incentiva reducción de costes, pues la renta del productor, aumenta con reducciones de costes
- Pero el excedente es apropiado por los productores en su totalidad

- En el otro extremo familia de fórmulas regulatorias que giran en torno al coste medio, *cost plus* o **costes reconocidos por el regulador**
- **No genera incentivos a reducir costes**, más bien lo contrario *si entre ellos están rentas residuales* (costes innecesarios que elevan la utilidad del productor)

- Pese a los efectos negativos sobre la eficiencia, la regulación basada en costes retrospectivos ha sido ampliamente utilizada en el pasado EEUU, RU, Francia o España
- La experiencia ha conducido a cierto desencanto
- ***Mínimos incentivos a reducir costes (si la empresa es multiproducto incentivos a trasladar costes conjuntos a la producción regulada)***

- Dado que es imposible disponer de la información suficiente sobre costes fijos y variables, y diferenciados por productos para diferenciar los aceptables, **los costes tienden a ser inflados**
- Remedios parciales: recuperación de costes combinado con la introducción de *“competencia por comparación”* (compensaciones recibidas por eléctricas en el Marco Legal Estable de 1987)

- Las empresas compiten entre sí por fondos presupuestarios escasos o por retener para sí los ahorros de gastos. Eso les obliga a aquilatar costes y revelar de esta forma información
- Ingresos de la empresa un fijo asociado al nivel de actividad, más el ahorro de costes respecto a la media de las restantes empresas
- Esta estrategia induce una tendencia a la rebaja de costes de producción

- Pero no descarta **respuestas colusorias**, que anularían los efectos de introducir competencia

- Sustitución de la recuperación de costes por la regulación basada en **fijar precios máximos**
- Regla prospectiva que no utiliza información detallada sobre costes históricos
- Bajo ciertas condiciones compatibiliza reducción de costes con objetivos de la empresa y aumentos en el excedente de los consumidores

- Esto es así si se permite a la empresa participar en el ahorro de costes
- Regla más extendida RPI-X (Retail Price Index minus X)

- En un periodo fijo, 4-5 años, la empresa puede reajustar precios con una limitación importante

$$P^* \leq p^*_{t-1} (1 + RPI_{t, t-1} - X_{t, t-1})$$

- El índice agregado en el año t no puede exceder del fijado para el año anterior, $t-1$, ajustado al alza en un porcentaje representativo del aumento en el coste de los inputs (RPI)

- y a la baja en un factor X establecido por el regulador para el periodo
(Representa la parte de la ganancia de productividad que se traslada a consumidores)

- Genera incentivos correctos a la reducción de costes, es simple en sus requerimientos de información (en relación a la tarifa basada en costes)

- En la práctica, vulnerable ante problemas de información y la incertidumbre regulatoria
- *El incentivo a la reducción de costes puede **degenerar** en disminuciones de calidad y en la eliminación de servicios relativamente costosos*

- Periodos regulatorios cortos pueden desincentivar inversiones necesarias (problema de compromiso)
- Falta de referencias objetivas de coste pueden facilitar la “**captura**” del regulador (sesgo de decisiones a favor del regulado)



3. DEMANDAS FLUCTUANTES

MUCHAS GRACIAS

MUCHAS GRACIAS