

# Formación del precio de la electricidad

**Diego Rodríguez Rodríguez**  
UCM y Fedea

- 1. La factura eléctrica**
- 2. La formación del precio de mercado**
- 3. El encarecimiento actual del precio de mercado**
- 4. Las reformas regulatorias**
- 5. ¿Qué hacer (y no hacer)?**

*Fedea*

Madrid, 22 de noviembre de 2021

# 1. La factura eléctrica

*Cuatro componentes:*

## 1. Precio de la electricidad en el mercado (€/MWh):

- mercados diarios e intradiarios → mercado europeo
- mercados a plazo (organizados y no organizados)

## 2. Peajes: en término de potencia (€/kW) (75%) y en término de energía (€/kWh) (25%)

- **trasladan los costes de transporte y distribución** (monopolistas regulados)
- la CNMC calcula esos costes (base de activos regulados)
  - Transporte → 1.500 M€/año
  - Distribución → 5.300 M€/año
- la **CNMC** los distribuye entre los consumidores (nueva metodología junio 2021)

**3. Cargos:** en término de potencia (€/kW) (25%) y en término de energía (€/kWh) (75%)

→ **trasladan costes de política energética:** 9.500 M€/año

- **Retribución a renovables y cogeneraciones “históricas”** (pre-2013): 6.400 M€/año
  - Rentabilidad asegurada para tres periodos regulatorios (18 años)
  - Situación actual de “exceso” de remuneración (en el semiperiodo de 3 años)
  - Solo una parte de la entrada renovables se produce vía subastas
- **Coste de la deuda del sector eléctrico:** 2.400 M€/año
  - Enormes déficits anuales hasta 2013 → **Deuda en 2014: 27 MM€**
  - Superávit en 2014-2018
  - Equilibrio en 2019 y 2020 (déficits *ex ante* compensados con superávits acumulados)
  - ¿2021? → **Deuda en 2021: 12 MM€**
  - **Se terminará de pagar en 2027-2028**
- **Extracostes por generación en territorio no peninsulares** (50% en PGE): 700 M/año

### 3. Cargos:

→ Los cargos están rebajados “en la factura” en un 96% hasta el 31 de diciembre

→ ... pero los costes a los que responden son los mismos

(1) Precio de la electricidad → mercados

(2) Peajes

(3) Cargos

} → Regulados (CNMC, Gobierno)

→ La importancia relativa de 1, 2 y 3 en la factura depende del tipo de consumidor (nivel de tensión)

## 4. Impuestos:

→ Impuesto Especial sobre la Electricidad (5,11%) → sobre (1+2+3)

- Reducido al 0,5% hasta el 31 de diciembre

→ IVA (21%) → sobre [(1+2+3) x IE electricidad]

- Reducido al 10% hasta el 31 de diciembre

... y también un impuesto que se paga en el precio (1): Impuesto sobre el Valor de la Energía Producida (7% sobre precio en €/MWh) → **Es un ingreso para el sector eléctrico**

- Suspendido hasta 31 de diciembre

- ¿Reducciones/suspensiones de impuestos y cargos en 2022? Probablemente

- Por tanto, hay ingresos regulados (peajes, cargos, algunos impuestos) que tienen que ser suficientes para cubrir los costes (redes, RECORE, pago de la deuda,...)
  - **No puede (por Ley) haber déficit “excesivo” (principio de sostenibilidad económica y financiera)** → esto implica un desajuste máximo permitido del entorno de 300 M€
  - El sistema ingresa también de las subastas de derechos de emisión de CO2 (2.000 M€ en 2021)

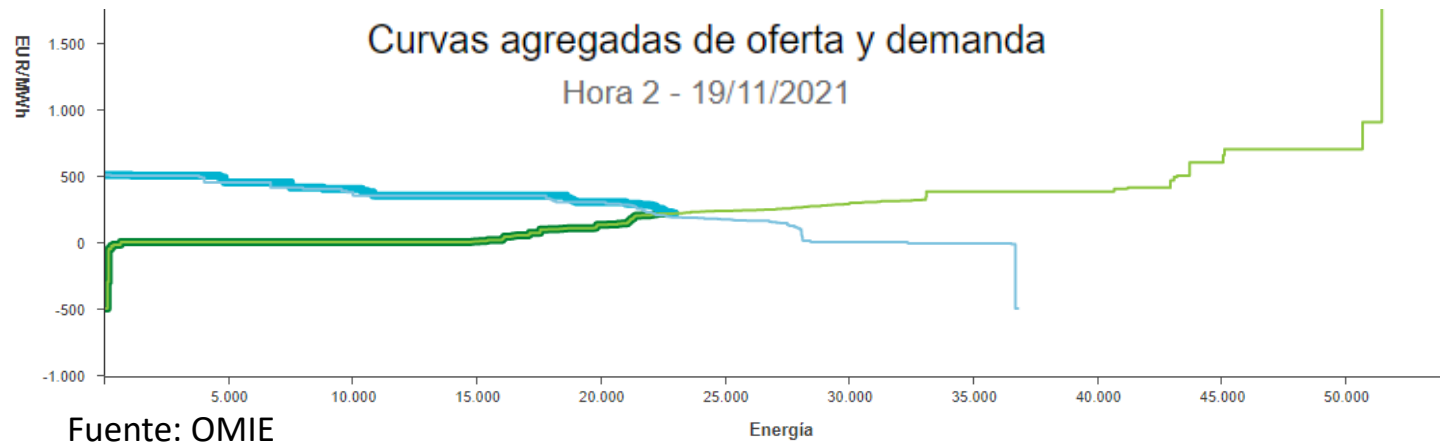
Situación actual (2021): la reducción de los cargos hace imprescindible incrementar otros ingresos

- Parte de ellos vendrán de la minoración de ingresos a generadores

## 2. La formación del precio de mercado

Mercado diario (e intradiarios) → mercado europeo, con algoritmo único de casación

- *Minimiza el coste de producción (“regla de mérito”)*
- *Maximiza el uso de las interconexiones entre países*
- *Es un mercado supervisado (OMIE, CNMC, REMIT)*



Los ciclos combinados (gas) marcan el precio de casación, **directa o indirectamente**, en la mayoría de horas

## Adicionalmente:

- Hay mercados de ajuste a corto plazo
- También se compra/vende a plazo, en mercados organizados y no organizados (bilaterales): en torno a un 30% de la energía programada
  - En España las compras a plazo han tenido (hasta ahora) menor peso que en países de nuestro entorno
  - Es previsible que esto varíe en el futuro



### 3. El encarecimiento actual del precio de mercado

#### Contexto →

**1. Refuerzo de la ambición climática europea** (Plan Verde Europeo → *Fit for 55*)

→ Precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>

**2. Cambio del mix eléctrico** (Ley de Cambio Climático y PNIEC) → **descarbonización**

- Más renovables (44% actual; objetivo a 2030: 74%): entrada a mercado y subastas
- Desplazamiento del carbón
- Cierre de generación nuclear entre 2027 y 2035 (Protocolo de intenciones, enero 2019)

**3. Encarecimiento de precios de productos energéticos: gas, petróleo**

→ Alta demanda mundial de GNL

**Situación actual** → precios históricamente altos (y volatilidad)

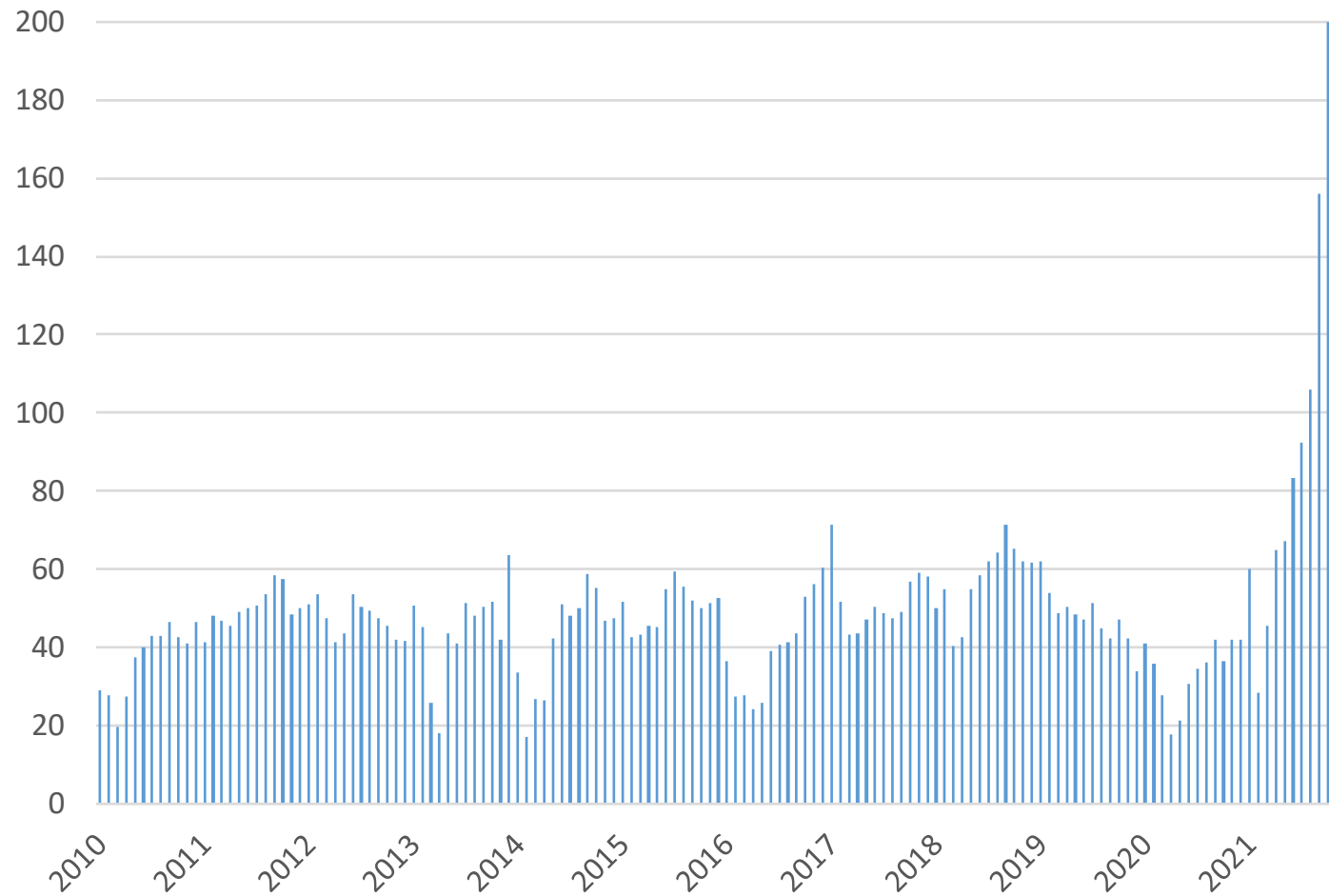
- Encarecimiento del gas (de 20 a 90 €/MWh)
- Encarecimiento de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> (de 24 a 65 €/tCO<sub>2</sub>)
- Precios de electricidad históricamente altos en el mercado de contado europeo (de 50 a 200 €/MWh)

	Precio medio (€/MWh)	Porcentajes de horas por bandas altas de precios (en €/MWh)					
		50 a 60	60 a 70	70 a 80	80 a 90	Más de 90	
<b>Precios en mercado diario (España)</b> →	<b>2012-2016</b>	44,72	24,66	13,18	2,02	0,47	0,45
	<b>2017</b>	52,24	36,77	11,24	6,76	1,47	1,1
	<b>2018</b>	57,29	26,85	38,29	11,99	0,19	0
	<b>2019</b>	47,68	36,89	7,76	0,98	0	0
	<b>2020</b>	33,96	7,62	0,43	0	0	0
	<b>2021*</b>	95,42	8,27	9,38	9,25	11,36	43,18
	<b>2002-2021</b>	<b>46,53</b>	<b>19,79</b>	<b>10,14</b>	<b>3,83</b>	<b>1,95</b>	<b>2,93</b>

\* El año 2021 recoge los precios horarios hasta el 18 de noviembre.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos horarios del mercado mayorista extraídos de OMIEData.

## Precios medios mensuales en España (2010-2021), en €/MWh (Mercado diario mayorista )

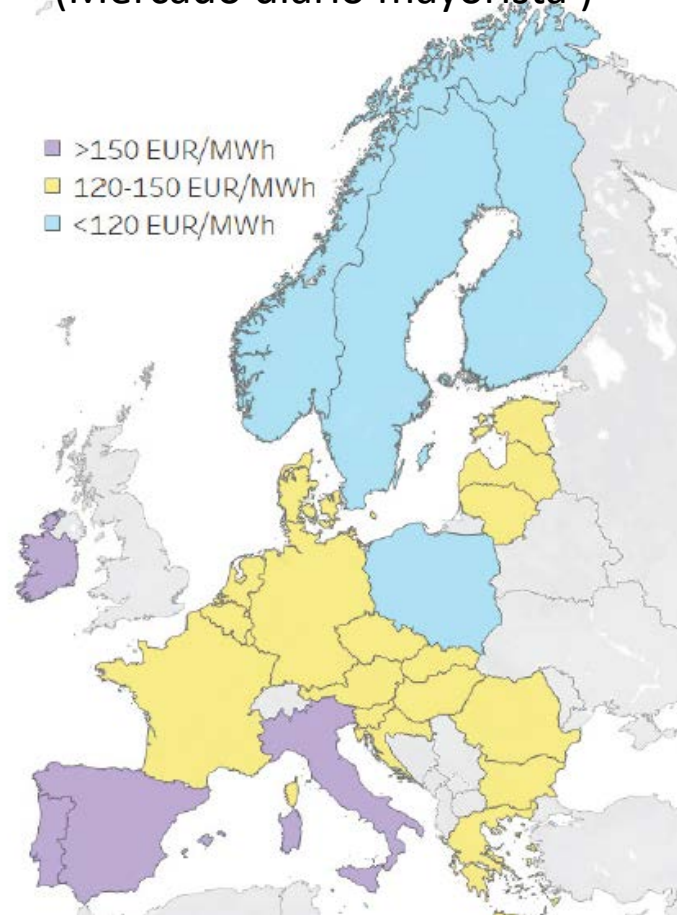


*Fuente:* Elaboración propia a partir de datos horarios del mercado mayorista extraídos de OMIEData.

## ¿Ha sido España más afectada por los altos precios?

### Precios medios en UE (sep 2021)

(Mercado diario mayorista)



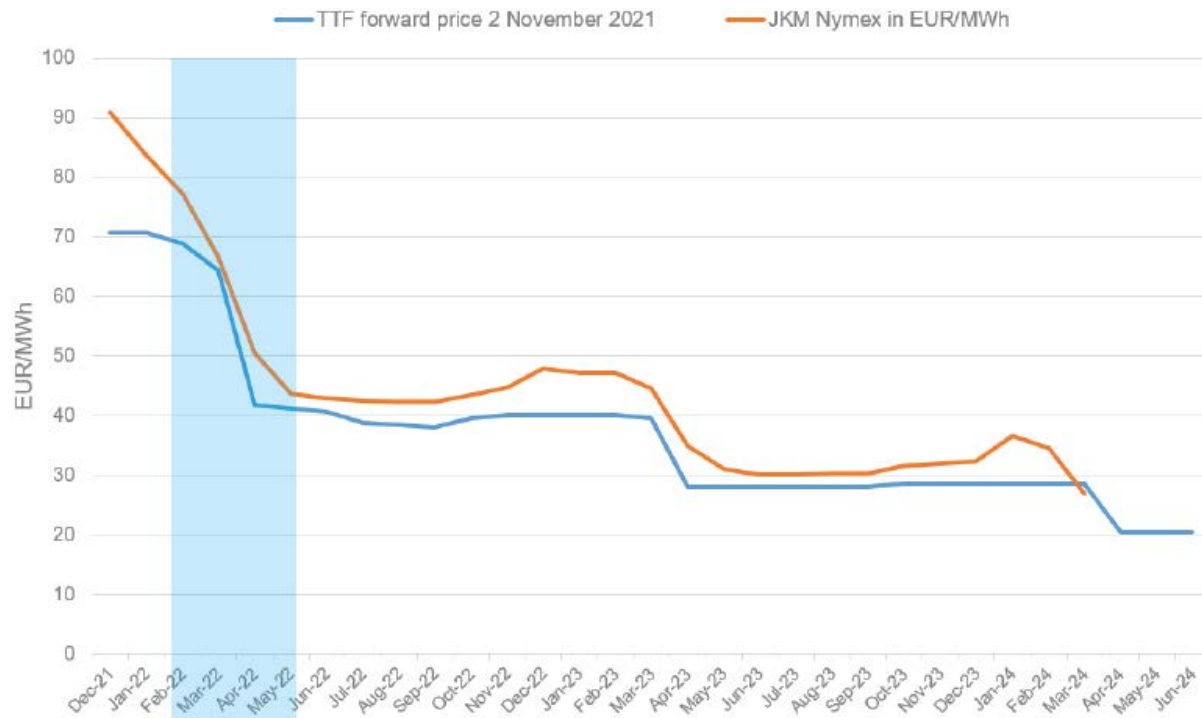
### Dos razones:

- Menor interconexión
- Mayor peso de los ciclos en el mix

Fuente: ACER (2021)

## ¿Cuánto durará esta situación?

### Futuros del gas (forward) (hubs TTF y JKM)



Fuente: ACER (2021)

Se espera caída a partir de abril de 2022

... pero los precios medios de la electricidad difícilmente bajarán de 100 €/MWh a lo largo de 2022

### 3. Las reformas regulatorias

#### Reformas regulatorias (nacionales) en curso o recientemente aprobadas:

##### Estructurales:

- Fondo Nacional de Sostenibilidad del Sistema Eléctrico
- Minoración de ingresos por traslación a precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>
- Subastas coercitivas a largo plazo (para comercializadores)
- Gases renovables, mecanismos de capacidad, acceso y conexión a redes,...

##### Temporales:

- Minoración de ingresos asociados al aumento del precio del gas (*con modificación*)
- Medidas de reducción de la factura: cargos, impuestos, ampliación del bono,...
- **La discusión actual en fiscalidad está marcada por el corto plazo** (suspensión temporal de impuestos) → A la espera de las conclusiones del Comité de expertos

A ello se unen **múltiples reformas en curso en el ámbito europeo (*Fit for 55*)**. Entre ellas:

- Ampliación del Régimen Europeo de Comercio de Derechos de Emisión
- Mecanismo de ajuste en frontera el carbono (CBAM)
- Revisión de la Directiva de Fiscalidad Energética

## 4. ¿Qué hacer (y no hacer)?

### 1. Ya se han utilizado los dos instrumentos de rebaja directa de la factura: cargos e impuestos.

- Se ha hecho de forma no discriminada, de modo que incluso hay consumidores con precio fijo que pueden tener menor factura.
  - **Será necesaria la prórroga al primer trimestre de 2022.**
  - De momento, se ha generado déficit en el sistema (difícil estimar la cuantía).
- **Explorar la posibilidad de la reliquidación anticipada de los excesos de retribución regulada a las renovables históricas.**
- **Utilizar al máximo posible los ingresos de las subastas de derechos de emisión.**



## 2. Sigue sin abordarse la reforma fiscal en el ámbito energético

- Las reducciones o suspensiones son temporales.
- **Debería abordarse ya la eliminación del Impuesto al Valor de la Producción (7%) →** compensado en los ingresos del sistema por el aumento del precio del CO<sub>2</sub>.
- **Debería mantenerse al mínimo el Impuesto especial sobre la electricidad.**
- Sin embargo, **no debería haber tipos diferenciados de IVA entre productos energéticos.**
- Es necesaria una **visión global** que integre:
  - la reforma de la Directiva de fiscalidad energética
  - la extensión del Régimen de comercio de derechos de emisión
  - otras medidas (peajes en vías de alta capacidad)

### 3. Debe prestarse especial atención al tratamiento de los consumidores domésticos vulnerables

- Se ha ampliado el bono (solo a partir del RDL de octubre) y extendido otras medidas de protección. Son medidas correctas.
- **¿Es adecuado el nivel de protección actual? ¿Están bien identificados todos los colectivos? ¿Cómo se complementan con otras políticas de renta (IMV)?**

#### 4. La discusión del precio minorista regulado (PVPC)

- El pequeño consumidor eléctrico, especialmente el vulnerable, no debería estar pendiente del cambio diario en el precio.
- **El cambio en la estructura del precio regulado**, con referencia parcial a contratos a plazo, parece imprescindible.
- Aunque ello sería a costa de perder señal de precio.

## 5. La discusión sobre el mercado mayorista

- En la UE (reguladores) **no hay dudas sobre la configuración marginalista del mercado eléctrico.**
- Las intervenciones de extracción de rentas **no deben interferir en el funcionamiento eficiente del mercado.**
- Hay **elementos de la regulación** (como el sistema concesional del aprovechamiento hidráulico) **que necesitan ponerse al día.**

## 6. Debe potenciarse la contratación a plazo

- El contexto previo (estabilidad, bajos precios) no invitaba a una cultura de aseguramiento en el precio.
- El mayor peso de las renovables implicará mayor volatilidad de precios (pendiente del almacenamiento).
- **Es necesario explicar esto a ciudadanos y empresas.**

**7. Las reformas regulatorias deben conciliar intervenciones de corto plazo que hagan frente a la situación coyuntural con las señales de largo plazo.**

- **Las señales de largo plazo son básicas** para garantizar el cambio en el mix de generación (entrada de renovables)

**8. Las reformas regulatorias deben discutirse antes con los agentes (consumidores, productores, comercializadores) y ser sometidas a informes (CNMC, Consejo de Estado)**

- **Las intervenciones poco meditadas, y no discutidas previamente, pueden generar efectos contrarios a los pretendidos.**

## 9. La transición energética no afecta a todos por igual. Debemos prestar especial atención a los aspectos distributivos.

- Lo relevante es saber:
  - **Qué impactos** queremos mitigar (exenciones, bonificaciones, ...)
  - Sobre **quiénes** recae el esfuerzo de mitigación (consumidores, contribuyentes)
  - Las subvenciones (entre individuos, territorios, ...) deben ser lo más **transparente** posibles
- Sería conveniente que las memorias de impacto normativo recogiesen una valoración del impacto en la desigualdad (agentes, hogares, territorios...)



## 10. Es necesaria una evaluación rigurosa de los fondos destinados al apoyo a la descarbonización

- El apoyo a la descarbonización absorbe importantes recursos del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (>30%)
- **Es necesaria una evaluación ex ante y ex post** que garantice el uso eficiente de esos fondos, de modo coherente con el principio de maximización del bienestar social.