

## Comisión de Transición Ecológica del Senado

---

21 de junio de 2021

Estimadas senadoras, estimados senadores:

Hoy quiero compartir con Uds. una idea clave: corremos el riesgo de que la Transición Ecológica descarrile si no atendemos adecuadamente sus impactos distributivos. Y porque no nos podemos permitir que fracase, tenemos que asegurar que los costes y los beneficios de la Transición Ecológica se reparten de forma equitativa en la sociedad. Este reparto depende de que se pongan en marcha políticas correctas que, de partida, no generen desequilibrios distributivos. Y allí donde sea inevitable que las políticas de lucha contra el cambio climático generen ganadores y perdedores, será necesario introducir mecanismos de compensación.

Hoy les quiero hablar de la primera de estas cuestiones. Y lo haré en el contexto del sector eléctrico, que como saben, es la piedra angular de la Transición Energética que, a su vez, lo es de la Transición Ecológica.

### **Una exigencia económica y medioambiental**

La Transición Energética es una exigencia medio ambiental: no podemos seguir contribuyendo al aumento de las emisiones de carbono, cuya concentración en la atmósfera provoca el cambio climático. Pero no es sólo una exigencia medio ambiental. La lucha contra el cambio climático es también una exigencia de la economía. Si no existiera el cambio climático, lo tendríamos que inventar. Espero que se me entienda: se trata de que la Transición Energética se convierta en una fuente de estímulo para la economía, en una potente palanca para la transformación de nuestro modelo productivo. Así lo ha comprendido claramente la Comisión Europea: Keynes ha vuelto de la mano del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia y de su condicionalidad verde y digital. Al menos

---

<sup>1</sup> Natalia Fabra (<http://nfabra.uc3m.es/>) es Catedrática de Economía en la Universidad Carlos III de Madrid, donde dirige el grupo de investigación energyecolab (<http://energyecolab.uc3m.es/>).

una tercera parte de las inversiones financiadas con los fondos europeos irán destinadas al ámbito de la Transición Energética; en España, el porcentaje alcanzará casi el 40%. Hoy podemos celebrar ya el que la Comisión Europea haya aprobado nuestro plan con nota, lo que supondrá una inyección de 69.500M€ para modernizar nuestra economía fundamentalmente en los próximos 3 años.

La Transición Energética, impulsada por esta inyección de recursos, generará efectos muy positivos sobre el conjunto de la economía, a través del fomento de actividades tales como:

- el despliegue de las energías renovables;
- el desarrollo de instalaciones de almacenamiento que permitan garantizar el suministro en todo momento y potenciar el valor de las energías renovables;
- el fortalecimiento de las interconexiones eléctricas;
- el despliegue de las infraestructuras de recarga para el vehículo eléctrico;
- la construcción y rehabilitación de viviendas más eficientes desde un punto de vista energético;
- el tratamiento y la gestión de los residuos; o
- la gestión forestal para el aprovechamiento de la biomasa y la prevención de incendios...

Éstas son sólo algunas de la larga lista de actividades que aportarán riqueza y nuevos puestos de trabajo, con efectos multiplicadores que alcanzarán todos los rincones de la economía. Según los datos contenidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC),<sup>2</sup> la Transición Energética en España movilizará 236.000M€ en inversiones durante la presente década. Ello permitirá un aumento del PIB en un 1,8% en 2030, y favorecerá la creación de entre 250.000 y 350.000 empleos netos al año. Además, una parte de estos empleos se crearán en comarcas donde antes se concentraba la extracción y quema de combustibles fósiles, permitiendo un cambio gradual en su modelo productivo.

---

<sup>2</sup> MITECO (2020) Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, disponible en <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>.

El carácter distribuido de algunas de estas actividades también favorecerá el cambio estructural en zonas rurales, contribuyendo a frenar su vaciamiento.

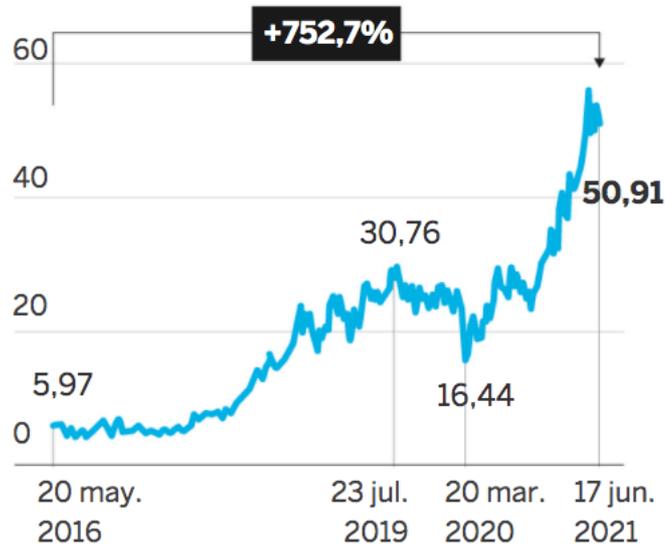
### **¿Cómo percibe la sociedad los costes y los beneficios de la acción climática?**

Pero si la Transición Energética va a resultar tan beneficiosa, ¿por qué empezamos a percibir ciertas reticencias desde algunos sectores de la sociedad? Un número creciente de gobiernos en Europa están mostrando su preocupación por el elevado coste que tendrán los objetivos medioambientales, bajo el sistema de instrumentos e incentivos puestos en marcha para cumplirlos. El miedo es que los elevados precios del CO2 se trasladen a los precios de los bienes y servicios finales, como ya está ocurriendo con los precios de la energía, lo cual puede agravar los problemas de pobreza energética y de pérdida de competitividad de las empresas europeas.

En el trasfondo, la revuelta de los chalecos amarillos en Francia en 2018, cuyo detonante fue la subida de los impuestos a los carburantes, o las revueltas en Chile ante la subida de los precios del transporte público. Más recientemente, la semana pasada nos sorprendió la noticia del rechazo, en referéndum, de la creación de un impuesto para luchar contra el cambio climático en Suiza. Y más cerca, aquí en España, el descontento ante la subida del precio de la luz, causada en parte por el encarecimiento de los derechos de CO2, es cada vez mayor. Y esto no ha hecho más que empezar.

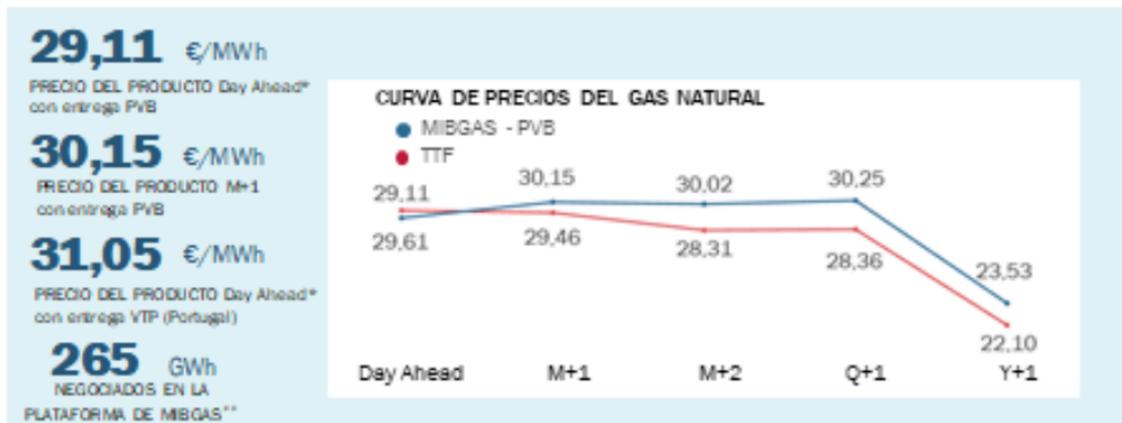
## Derechos de emisión de CO2

Precio en euros por tonelada



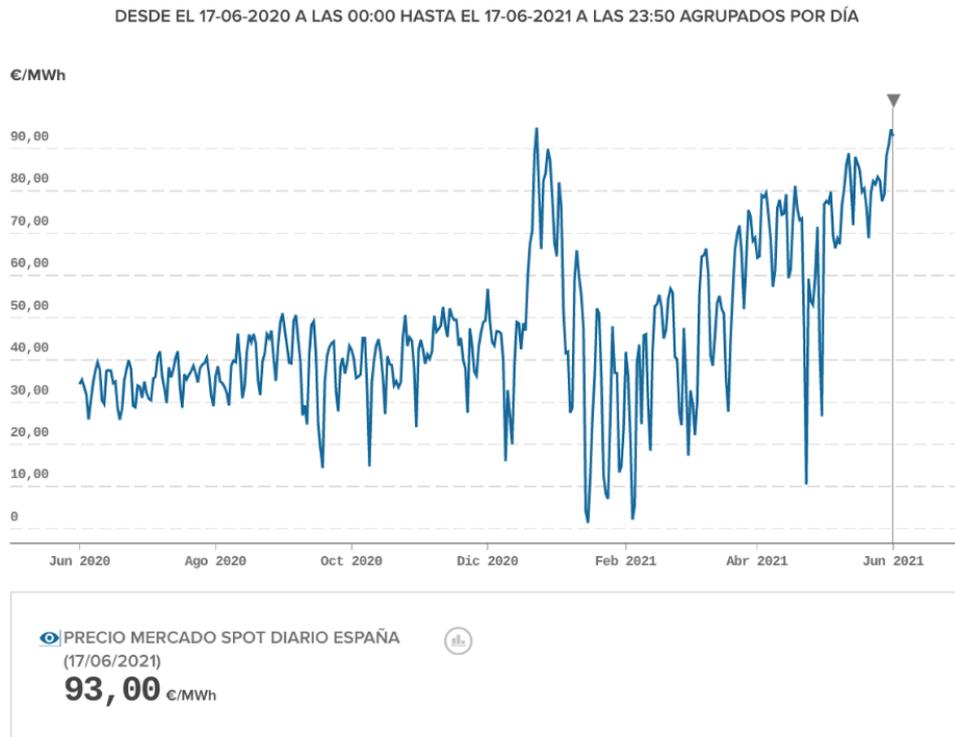
Fuente: The Ice, Bloomberg y Cinco Días.  
EL PAÍS

Figura 1: Evolución del precio de los derechos de emisión (EUA), 2016-2021



Fuente: MIBGAS

Figura 2: Curva de precios del gas natural (cotización del 18/06/2021)



Fuente: <https://www.esios.ree.es/es>

**Figura 3: Evolución de los precios en el mercado mayorista de electricidad en España, Junio 2020- Junio 2021**

La sociedad no percibe fácilmente los beneficios de la Transición Energética – entre otros motivos - porque parte del beneficio radica en que las cosas no vayan a peor frente a un escenario hipotético de falta de acción: que no se siga acumulando más CO<sub>2</sub> en la atmósfera, que no empeore la contaminación en nuestras ciudades, que no se agudicen los problemas respiratorios causados por la baja calidad del aire, que no se sigan destruyendo los hábitat naturales afectando a la biodiversidad y contribuyendo a la expansión de las pandemias... Tampoco resulta fácil para la sociedad asociar de forma unívoca los beneficios económicos con la acción climática, beneficios que, en cualquier caso, todavía tardarán tiempo en materializarse en su integridad. ¿Cómo saber que el crecimiento de la riqueza y el empleo en sectores no directamente ligados a la Transición Energética se debe precisamente a sus efectos multiplicadores? Por el contrario, la sociedad percibe de forma nítida los costes de las políticas medio ambientales a través de, entre otros, los impuestos a los carburantes y el encarecimiento de la electricidad, cuestiones que provocan gran rechazo social.

Además, los costes y los beneficios de la Transición Energética no están distribuidos de forma uniforme entre todos los colectivos de la sociedad. Tampoco están necesariamente acompasados en el tiempo. Corremos el riesgo de que el corto plazo pueda convertirse en obstáculo para el largo plazo: si no nos ocupamos de los efectos distributivos que las políticas climáticas tienen sobre el corto plazo, la sociedad se opondrá a ellas sin ni siquiera dejar tiempo para que los beneficios de la Transición Energética puedan ser percibidos antes de que sea demasiado tarde.

### **La actualidad eléctrica como paradigma**

Todo esto queda muy claramente plasmado en la rabiosa actualidad que estamos viviendo estos días en el sector eléctrico, con las portadas de los periódicos copadas con los porcentajes de subida de la factura de la luz, que ha alcanzado niveles récord en España.

Y no es de extrañar que así sea. La factura de la luz es en realidad la factura de la electricidad, que además de utilizarse para dar luz a nuestros hogares, también se utiliza para producir pan, coches, ventanas, papel, aluminio...para iluminar los hoteles que albergan a los turistas que vienen a España, los colegios, los hospitales, los centros de trabajo...en definitiva, eso que llaman la factura de la luz afecta a las rentas disponibles de las familias, a la competitividad de las empresas y a su capacidad de crear empleo.

Por eso, si pagamos más por la electricidad de lo que corresponde, estamos debilitando a la economía en su conjunto. Si pagamos más por la electricidad de lo que cuesta producirla, estamos siendo injustos con los consumidores, esto es, con los hogares, con las empresas que consumen electricidad, y con los desempleados que no encuentran empleo porque las empresas son menos competitivas de lo que serían si el precio de la electricidad reflejara, ni más ni menos, su coste. Por ello, cuando hablamos de Transición Energética Justa, no nos deberíamos de referir sólo al trato justo que merecen los mineros y las comarcas afectadas por el cierre de las centrales térmicas y nucleares, sino también al reparto justo de los excedentes entre empresas eléctricas y consumidores y que viene determinado por el precio de la electricidad. Un precio de la electricidad elevado dificulta además la Transición Energética, porque

desincentiva el que la electrificación se convierta en el vector de descarbonización del conjunto de la economía.

### **¿Reducir impuestos es abaratar el coste del suministro eléctrico?**

Estos días en los que se oye hablar mucho de la factura de la luz, incluso se escuchan posibles soluciones: rebajar el IVA, quitar el impuesto del 7% a la generación o el impuesto especial sobre la electricidad, traspasar peajes y cargos a los Presupuestos Generales del Estado, modificar la definición de los tramos horarios de los peajes y cargos...pero, ¿parten estas soluciones del diagnóstico de por qué es cara la luz en España, y de por qué ha aumentado de formar espectacular durante el último año?

Sin la pretensión de elaborar sobre esta cuestión ahora, déjenme que les diga que reducir impuestos no es reducir el precio de la electricidad. Es, simplemente, reducir impuestos. Reducir peajes y cargos o pasarlos a los Presupuestos Generales del Estado, no es reducir el precio de la electricidad. Es aumentar el gasto público que habría de ser financiado con mayores impuestos, o reducir la financiación disponible para otros servicios públicos: sanidad, educación, investigación, infraestructuras... Prueba adicional de que el problema no radica en los impuestos, peajes o cargos, es que ninguno de estos conceptos ha aumentado en el último año y sin embargo nuestra factura de la luz se ha disparado. ¿Cuál es entonces la verdadera causa del encarecimiento de la electricidad en España?

La verdadera causa hay que buscarla en el diseño del mercado de la electricidad, que confía en un único precio – el que ofertan las centrales de gas en el mercado mayorista de electricidad - para remunerar al conjunto de las centrales eléctricas, todas ellas de costes muy dispares y – en su mayor parte – de costes muy inferiores a los costes de la generación con gas.

### **Sobre los precios y los costes de la electricidad**

Déjenme que aporte algunos datos al respecto. Tomo como fuente de los costes de generación un informe de la Comisión Nacional de la Energía,<sup>3</sup> y como fuente de la producción y los precios percibidos por nucleares e hidroeléctricas, el

---

<sup>3</sup> CNE (2008), Precios y Costes de la Generación de Electricidad, disponible en [https://www.cnmc.es/sites/default/files/1560478\\_0.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/1560478_0.pdf).

reciente “Anteproyecto de Ley por la que se actúa sobre la retribución del CO2 no emitido del mercado eléctrico”.<sup>4</sup>

	Producción (GWh)	Costes Fijos		Costes Variables (2)		Coste Total	
		€/MWh	Miles de €	€/MWh	Miles de €	€/MWh	Miles de €
<b>TOTAL</b>	<b>54.985</b>	<b>18,33</b>	<b>1.007.796</b>	<b>42,83</b>	<b>2.355.104</b>	<b>61,16</b>	<b>3.362.900</b>
<i>Hidráulica (1)</i>	6.822	36,00	245.601	3,00	20.467	39,00	266.068
<i>Ciclo Combinado</i>	18.734	11,73	219.765	56,91	1.066.214	68,64	1.285.979
<i>Carbón</i>	18.392	13,67	251.370	58,16	1.069.766	71,83	1.321.136
<i>Nuclear</i>	11.037	26,37	291.060	18,00	198.658	44,37	489.718

Fuente: CNE (2008), Precios y Costes de la Generación de Electricidad.

#### Figura 4: Estimación del coste de producción por tecnología

El precio medio de mercado que las centrales nucleares han percibido desde 2012 hasta 2020 ha sido de 46,1€/MWh. Teniendo en cuenta que el coste variable de producir un MWh en una central nuclear está en torno a los 18€/MWh,<sup>5</sup> sus beneficios de mercado habrían ascendido en este periodo a más de 14.000M€, ó, lo que es equivalente, a 1.500 M€/año en media anual. En el caso de la hidroeléctrica, la disparidad entre precios y costes es todavía más pronunciada. Con costes variables de unos 3€/MWh, sus beneficios de mercado desde 2012 hasta 2020 habrían sido de al menos 11.600M€, ó 1.300M€/año en media anual.<sup>6</sup> Es cierto que estos beneficios están gravados por cánones e impuestos, pero éstos no revierten el exceso retributivo, sólo lo palían parcialmente.

<sup>4</sup> Disponible en <https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=419>

<sup>5</sup> Se consideran sólo los costes variables porque los costes fijos han sido ya recuperados a través de diversos pagos regulados y través de los márgenes de beneficios que obtuvieron en años previos. Nótese que esto no queda reflejado en la contabilidad de las empresas, que aplican prácticas de amortización que nada tienen que ver con los ingresos que les permiten la recuperación de sus costes fijos.

<sup>6</sup> En el informe antes citado, la CNE (2008) estima que la hidroeléctrica percibe un precio un 29% por ciento superior a la media del mercado, gracias a que se utiliza para cubrir las puntas de precios. Según este supuesto, el precio medio percibido por la hidráulica hubiera sido de 59,5€/MWh, dando lugar a una sobre-retribución media de 1.700M€/año.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	media 2012-2020
Precio medio anual [€/MWh]	47,2	44,3	42,1	50,3	39,7	52,2	57,3	47,7	34,0	<b>46,1</b>
Generación nuclear [TWh]	57,7	56,4	57,2	56,8	55,5	55,6	53,2	55,8	55,6	<b>56,0</b>
Ingresos nuclear [M€]	2.727	2.495	2.409	2.858	2.203	2.905	3.048	2.662	1.890	<b>2.577</b>
Generación hidráulica [TWh]	27,6	34,2	35,7	25,7	39,0	20,5	34,1	24,7	29,8	<b>30,1</b>
Ingresos hidráulica [M€] *	1.302	1.514	1.503	1.295	1.549	1.071	1.954	1.178	1.013	<b>1.375</b>

\* Asumiendo que la hidráulica percibe el precio medio del mercado. La hidráulica gestionable produce en las horas punta, de mayores precios, por lo que los ingresos de la hidráulica están infraestimados y las cantidades de la tabla son un mínimo

Fuente: “Anteproyecto de ley por la que se actúa sobre la retribución del CO2 no emitido del mercado eléctrico”

### **Figura 5: Producción e Ingresos de la generación nuclear e hidroeléctrica en España, 2021-2020**

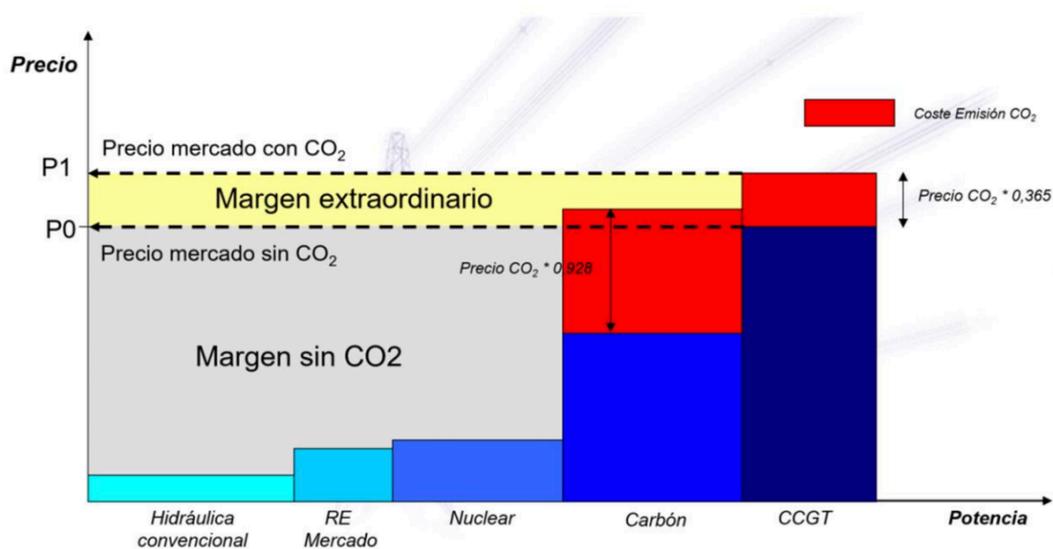
En lo que llevamos de año, la rentabilidad de nucleares e hidroeléctricas se ha disparado por el aumento de los precios del mercado eléctrico, cuya media en junio supera los 83€/MWh. Detrás de ello está el encarecimiento de los precios del CO2 (que han llegado a cotizar a 56€/Ton) y del gas (que ya se negocia a 29€/MWh, frente a una media de 10€/MWh en 2020). Ello ha provocado el encarecimiento de la generación eléctrica con gas, que ha trasladado sus mayores costes al precio del mercado eléctrico con el que se retribuye a todas las centrales, a pesar de que sus costes no dependan ni del coste del gas ni, con excepción del carbón, del coste de los derechos de emisión. No, el mayor beneficiario de la subida de la luz no ha sido la Hacienda Pública, sino – y en mucha mayor medida - las empresas eléctricas.

Esta deficiencia regulatoria, ahora muy patente por la coyuntura de los precios del gas y del CO2, ha sido la misma que explica por qué desde 1997, año de aprobación de la Ley del Sistema Eléctrico, venimos pagando en España por la electricidad más de lo que cuesta producirla. Porque conviene recordar que las empresas eléctricas no sólo son las grandes beneficiarias de la regulación eléctrica ahora, sino que también lo han sido en el pasado. Costes de Transición a la Competencia (CTCs) que les garantizaban la recuperación de sus inversiones, sendas de precios de la electricidad muy superiores a los contemplados para el cómputo de los CTCs, políticas contables que les han permitido aumentar el valor contable de sus activos y alargar los periodos de amortización, dando lugar a un mayor reparto de dividendos... Todo esto conviene recordarlo para que su relato no condicione las decisiones en materia

de política energética ahora. La única manera de bajar la factura de la luz es atajar el problema de la sobre-retribución sobrevenida de algunas centrales de generación, producto de una incorrecta regulación eléctrica que lastra nuestra economía desde 1997.

### Medidas en la dirección correcta

En 2021, el gobierno ha adoptado dos medidas que sí atacan la raíz del problema. La más reciente de ellas, la aprobación del “Anteproyecto de Ley por la que se actúa sobre la retribución del CO2 no emitido del mercado eléctrico”, data de apenas tres semanas. Cuando esta medida entre en vigor, se minorará el exceso de retribución que perciben, por efecto del traslado del CO2 al precio del mercado eléctrico, las centrales no emisoras cuya puesta en marcha fuera anterior a la regulación de emisiones de 2005 (principalmente, nucleares e hidroeléctricas). Se estima que ello aportará aproximadamente 1.000M€/año (más, si el precio del CO2 supera los 50€/Ton actuales), que compensarán parte de los cargos del sistema que ahora pagan los consumidores eléctricos a través de sus facturas.



Fuente: “Anteproyecto de ley por la que se actúa sobre la retribución del CO2 no emitido del mercado eléctrico”

**Figura 6: Ilustración de la minoración de los sobre-ingresos provocados por el precio del CO2**

Además, a instancias del gobierno, en enero de 2021 se celebró una nueva subasta de renovables que arrojó una media de precios de 25€/MWh para los nuevos 3.000MW de fotovoltaica y eólica que entrarán en funcionamiento en 2023. Esto quiere decir que durante los primeros doce años de la vida de las nuevas instalaciones, los consumidores pagaremos por su producción 25€/MWh de media, y no el precio que marquen las centrales de gas en el mercado mayorista de electricidad – que, en estos días, como estamos viendo, han superado los 90€/MWh -. Además, la incorporación de la nueva potencia renovable deprimirá los precios del mercado, contribuyendo a abaratar el conjunto del suministro eléctrico.

Ambas medidas reducen el coste de la electricidad para los consumidores, no lo esconden en otras partidas de costes o en otras partidas presupuestarias, no lo traspasan a otros sectores...lo reducen, de verdad. Pero si bien el Anteproyecto de Ley corrige parcialmente una deficiencia del diseño actual de mercado, las nuevas subastas inauguran un nuevo diseño de mercado por el que, en mi opinión, debiera transitar el cambio regulatorio del sistema eléctrico en España. Un cambio, sin el que no será posible acometer una Transición Energética justa y eficiente – calificativos que no pueden ser desligados el uno del otro.

Es imperativo que la Transición Energética en el sector eléctrico vaya acompañada de un cambio en la regulación eléctrica que facilite la consecución de las inversiones necesarias (en energías renovables, en centrales de respaldo y almacenamiento y en ahorro y eficiencia energética), al menor coste para los consumidores y para la sociedad en su conjunto, dando cabida a una mayor participación ciudadana tanto a través del fomento del auto-consumo como de una gestión más activa de la demanda.

### **Por un nuevo diseño de la regulación eléctrica**

¿Qué características debiera de tener ese nuevo diseño del mercado de la electricidad en España? La nueva regulación debería responder a una doble necesidad:

- Retribuir de forma adecuada y estable a las diversas tecnologías del parque de generación (incluido el auto-consumo y el almacenamiento).

- Transmitir a los consumidores los precios del mercado...los de un mercado de la electricidad adecuadamente diseñado, capaz de revelar los costes del suministro.

A la vez, se deberían de preservar las características del modelo actual que se han demostrado eficaces. En este sentido, el mercado de producción de electricidad en España ha demostrado, en comparación con otros mercados europeos, ser robusto en cuanto a su liquidez, su transparencia y sus mecanismos de control y supervisión.<sup>7</sup>

Bajo el nuevo modelo energético, el regulador recuperaría la responsabilidad sobre la cobertura y el mix eléctrico, como ha quedado ya plasmado en el PNIEC, y el Operador del Sistema pasaría a jugar un papel central en la optimización. En él coexistirían, complementándose, un sistema centralizado y un sistema distribuido. El sistema eléctrico centralizado - que aporta eficiencia a la producción y contribuye al mantenimiento de los equilibrios del sistema de generación-transporte - sería el mejor garante para el desarrollo paralelo de un sistema eléctrico distribuido, cercano a los puntos de consumo, capaz de aprovechar los recursos autóctonos y de involucrar a los ciudadanos como agentes activos del cambio de modelo energético, respetando las características del territorio y aportando beneficios a las comunidades locales.

El sistema centralizado se regiría por mecanismos competitivos, poniendo en valor el valor social de la competencia - la competencia que hoy no existe - ... junto con el de una regulación eficiente de los mercados. Dos serían sus pilares:

- La *competencia por el mercado*, clave para mitigar los fallos de mercado asociados a los objetivos de descarbonización y de garantía de suministro, se articularía a través de la celebración, por parte del regulador, de subastas para el acceso al mercado de energía eléctrica, como las que ya se han estrenado en enero.

---

<sup>7</sup> En concreto, la obligación a los generadores de ofertar la potencia disponible (no comprometida en contratos bilaterales) y la identificación física de las unidades de oferta han demostrado ser soluciones eficaces.

- La *competencia en el mercado*, clave para facilitar que la generación eléctrica se lleva a cabo, en cada momento, a través de las tecnologías de menor coste, se seguiría articulando a través del mercado mayorista vigente en España, que, con cambios menores, sería preservado.

Las subastas ya han demostrado su eficacia para fomentar el despliegue de las energías renovables y para propiciar la reducción de sus costes, eventualmente traducándose también en una reducción de los costes del suministro eléctrico para el consumidor. Los pagos fijados de forma competitiva a través de las subastas asegurarían la estabilidad de los flujos financieros a los inversores a lo largo de la vida útil de las instalaciones. La competencia entre los potenciales entrantes identificaría las inversiones más eficientes para la cobertura de la demanda y llevaría los precios del suministro no ya al precio del mercado mayorista, que (en el mejor de los casos) refleja el coste marginal del Sistema, sino al coste medio de las nuevas instalaciones.

A su vez, las subastas darían cierta flexibilidad al regulador para llevar a cabo su política energética. El regulador podría considerar oportuno que se incorporen ciertas tecnologías y no otras, en vez de mantenerse neutral ante la elección de tecnologías, siempre que ello esté justificado. Por ejemplo, si se considera que una cierta tecnología tiene potencial de maduración que el mercado por sí sólo no internaliza, o si se considera que, dado su perfil de producción, la incorporación de una cierta tecnología aportaría mayor valor que otras a la calidad que es exigible al Sistema Eléctrico.

La reserva de cuotas de potencia, o la celebración de subastas exclusivas para pequeños inversores, podría ser útil para evitar una excesiva concentración de las adjudicaciones a las grandes empresas, evitando de este modo que se diluya una de las principales virtudes de las renovables: el que su modularidad haya permitido la entrada de nuevos agentes de menor tamaño en el sector.

Además, los contratos establecidos a través de subastas reducirían rentas excesivas, al tiempo que se evitarían quebrantos patrimoniales: para las inversiones sujetas a estos contratos, subidas futuras de los precios del mercado mayorista no generarían beneficios caídos del cielo, de igual modo que

reducciones futuras de los precios del mercado mayorista no generarían pérdidas caídas del cielo. No serían necesarios ajustes ex - post, como los que contempla el Anteproyecto de Ley antes citado. Esta menor volatilidad de la rentabilidad permitiría además reducir los costes del capital de las nuevas inversiones, reduciendo también las asimetrías existentes en el acceso al capital entre empresas incumbentes y entrantes, lo que a su vez reforzaría la competencia.

Un mercado así diseñado haría redundante el mecanismo de pagos por capacidad (actualmente en revisión). Las nuevas centrales de respaldo que hubieran accedido al mercado a través de subastas no necesitarían de ningún pago regulado: el propio contrato subastado incentivaría su disponibilidad en los momentos más críticos para el sistema, al tiempo que la competencia entre inversores garantizaría una retribución esperada en línea con sus costes. Se reduciría así la intervención administrativa porque los pagos por capacidad los fijaría el mercado (estando implícitos en las ofertas a la subasta). Este mercado tendría la virtud adicional de la simplicidad porque no requeriría profundas alteraciones en los mecanismos actuales de casación.

En definitiva, un mercado así diseñado revelaría los costes reales de producción sin intervenciones administrativas. Sus ventajas serían las siguientes:

- Trasladaría a los consumidores los costes reales de la energía.
- Estabilizaría los ingresos de las empresas y los pagos de los consumidores.
- Retribuiría de manera suficiente las diferentes tecnologías de generación.
- Permitiría estabilizar la reserva del sistema transmitiendo mayor certidumbre sobre la utilización futura de las centrales.
- Suministraría un instrumento para preservar la competencia y la diversificación.

### **El papel central de la Operación del Sistema**

Por último, en un contexto no muy lejano, con una elevada penetración de renovables, el papel de la Operación del Sistema pasaría a ser, si cabe, más crítico que en el contexto actual. La intermitencia de las energías renovables en un sistema con recursos distribuidos por todo el territorio implica que la gestión

de la energía almacenable junto con la gestión de la capacidad de almacenamiento, pasarían a ser cruciales para el mantenimiento de los equilibrios del sistema eléctrico - esto es, para asegurar la garantía de suministro en todo momento y en todo punto de la red con la *frecuencia* y a la *tensión* que caracterizan la calidad imprescindible del suministro.

La gestión integrada de unas interconexiones internacionales reforzadas también es condición necesaria para dar mayor cabida a las renovables. Un Operador del Sistema eléctrico independiente de la generación, integrado con la operación del mercado y propietario de la red de alta tensión estaría en las mejores condiciones para llevar a cabo dichas funciones – siempre que haya transparencia y garantías suficientes para que dicha gestión se haga en pro del interés general, sin conflicto de intereses.

Por último, pero no por ello menos importante, los problemas que plantea la retribución de las centrales existentes con anterioridad a la Ley del Sistema Eléctrico del 1997, deben resolverse con mecanismos transitorios. Entre otros, algunos de los recogidos en el “Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España”,<sup>8</sup> como contratos por diferencias o similares, no muy distintos a los contratos de las nuevas subastas de renovables, ni muy distintos tampoco al sistema de Costes de Transición a la Competencia (CTCs) que estuvieron vigentes en España desde 1998 hasta 2006. Con otro nombre y un nuevo precio de referencia – que, tras llevar a cabo una auditoría regulatoria, sería posiblemente distinto a los 36€/MWh de entonces – el mecanismo de los CTCs podría ser un candidato adecuado para que la falsa transición a la competencia que introdujo la Ley del 1997 no nos cueste tanto a los consumidores como lo que nos ha costado, y nos está costando, hasta ahora.

### **En resumen**

Para evitar que la Transición Energética fracase, preocupémonos y ocupémonos de los efectos distributivos de las políticas de lucha contra el cambio climático – efectos distributivos entre ciudadanos y empresas, y entre colectivos de ciudadanos. Cuanto mejor estén diseñados los mecanismos que traducen costes

---

<sup>8</sup> Pérez Arriaga et al. (2005) “Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España” disponible en <https://energia.gob.es/electricidad/regimenordinario/documents/libroblanco.pdf>

a precios, menor será la necesidad de aplicar mecanismos compensatorios ex - post. Ejemplo de ello es el sector eléctrico, en el que resulta imprescindible poner en marcha una nueva regulación eléctrica que permita que los avances tecnológicos experimentados en el campo de las renovables se transmitan a los consumidores en forma de menores precios, y en forma de más oportunidades para participar del cambio.

Si no se aborda esta reforma, tendremos a la sociedad de frente, y no a favor, de la Transición Energética. Y sin ella, no llegaremos muy lejos...