



22 de octubre de 2021


Consulta pública previa relativa a la modificación del Precio Voluntario al Pequeño Consumidor



FUNDACIÓN
RENOVABLES



FUNDACIÓN
RENOVABLES



El presente documento refleja como síntesis las propuestas que la **Fundación Renovables** ha ido realizando en los diferentes documentos que ha publicado:

1. El contrato social de la energía. Electrificar para democratizar. Octubre 2019
2. Observaciones y medidas de correspondencia para la transición energética. Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico. Enero 2021
3. ¿Qué hacemos con la tarifa eléctrica? Ideas y propuestas para su desarrollo desde el objetivo de la electrificación de la demanda. Febrero 2021
4. Democratizar la energía como proyecto de país. Abril 2021

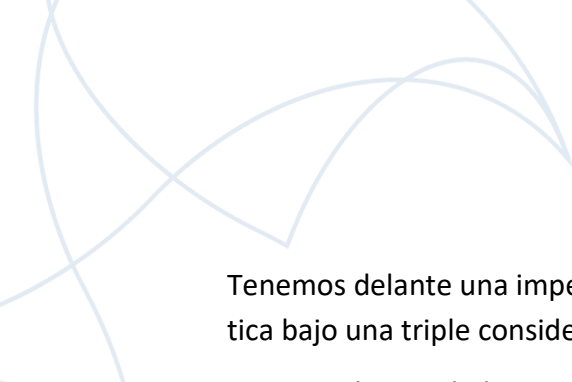
Consideraciones previas

La electrificación de la demanda es la única base de actuación que nos permite cumplir nuestros compromisos de emisiones, reducir la dependencia e incorporar como objetivos la eficiencia y las energías renovables. Pero, apostar por ella como la principal línea de política energética en España, es una tarea imposible si el precio de la electricidad no es competitivo, por causas regulatorias, con el del resto de energías a las que debe sustituir.

Es una realidad que el precio de la electricidad que consumimos, en el sector doméstico, es de los más caros de la Unión Europea (UE), pero, además, no se corresponde con los costes que lo originan y no aporta una señal precio transparente y racional para que los consumidores podamos adoptar criterios centrados en el consumo responsable.

La posición de la **Fundación Renovables** siempre ha sido clara con respecto a la necesidad inexcusable de disponer de una Ley del Sector Eléctrico que considere a la electricidad como un bien de primera necesidad y como un vector de recomendado consumo frente a los combustibles fósiles. Las propuestas que se incluyen en este documento sirven tanto para modificar puntualmente algunos de los parámetros de conformación de la tarifa, como para que se conviertan en la base de lo que debería ser una nueva regulación que permita transformar a la electricidad en el principal vector energético que abastezca nuestras necesidades, consolide a las renovables como fuentes de energía primaria a escala mayoritaria y a la eficiencia en la base de nuestro consumo.

La propuesta sobre el necesario cambio en la configuración de la tarifa y de las partidas que deben formar parte de ella no deben ser solo una consecuencia de los efectos de la borrasca Filomena sobre el precio del pool o del incremento del precio del gas natural, sino de la constatación de que el mercado de la electricidad no funciona adecuadamente, ni esa semana ni el resto del año.



Tenemos delante una imperiosa necesidad de transformar la base de la política energética bajo una triple consideración:

- La electricidad es un bien de primera necesidad y como tal debe configurarse la tarifa para que regule su oferta y precio.
- La electricidad debe ser la base de la transición energética (y por tanto del nuevo modelo energético), basada en el fomento de la eficiencia y de las energías renovables. Por ello, se debe incentivar su consumo frente a alternativas insostenibles como son las fuentes de energía fósiles.
- La transparencia y trazabilidad de la señal precio y su correspondencia con los costes que lo originan debe ser un elemento primordial de la propuesta de la tarifa.

En la actualidad como refleja la petición de consulta, el PVPC se configura como un precio dinámico totalmente indexado al mercado mayorista de la electricidad y es así porque incorpora la señal de precio horario negociado en el mercado mayorista de electricidad.

Durante los últimos meses hemos estado viviendo el incremento de los precios de electricidad provocados por el aumento del precio del gas natural y del CO₂, como reflejaba en [su informe el Banco de España](#). Esta situación no sería alarmante si este incremento solamente se aplicara a aquellos kilovatios que realmente se han producido con gas natural (en lo que llevamos de año solo el 13% se ha generado en las centrales de ciclos combinados de gas), y no al resto, que acaban cobrando un precio de la electricidad muy por encima de sus costes de producción, de lo necesario para que sean rentables y de lo que han ofertado en el mercado. El famoso modelo marginal de casación de la oferta y demanda.

Como se puede deducir, la incorporación de la señal de precio del mercado mayorista no es el problema. El problema es que esta señal no nace de un modelo racional y justo. Lo hemos comprobado en los últimos meses en los que el incremento del precio del gas natural y del CO₂ a nivel mundial, a pesar de que el peso del gas natural en el mix de generación de electricidad en nuestro país es minoritario, se ha trasladado a todas las centrales, independientemente de que sus costes de generación fueran mucho más reducidos.

A la situación de funcionamiento perverso del mercado mayorista se une la **pérdida de confianza y de reputación de las empresas que gestionan el sistema eléctrico**. No podemos olvidar que, si bien este está regulado por el Estado, como no puede ser de otra forma, está gestionado por empresas privadas.

Esta pérdida de confianza se demuestra año a año cuando se analizan las quejas sobre

el suministro de electricidad y gas como bienes de primera necesidad de los consumidores, como se refleja en la siguiente figura:

Tipo consumidor	Electricidad		Gas Natural	
	Número	Por 100 puntos de suministro	Número	Por 100 clientes
Doméstico	777.972	2,8	433.900	5,5
Pyme	86.770	10,0		
Industrial	6.045	25,3	1.315	28,3
Sin CUPS o contrato de acceso	66.075		10.000	
Total general	936.862	3,2	445.215	5,6

Figura 1. Reclamaciones recibidas por tipo de consumidor en los sectores de electricidad y gas naturales. Año 2019.
Fuente: CNMC.

Modificar la configuración de la tarifa sin mejorar la percepción que los consumidores tenemos del funcionamiento del sistema eléctrico es muy complicado. Esta es la principal razón por la que debe conllevar, como siempre hemos pedido, un cambio profundo en la forma de generar y comercializar la energía eléctrica.

Lo primero que llama la atención de esta consulta es que se haga con la premisa de eliminar la exposición a la realidad del mercado de la electricidad, porque, por su diseño, cuando traslada la señal precio introduce la especulación del mercado y los ingresos inmerecidos (terminología del Tribunal Superior de Justicia de la UE) y esta señal no se corresponda con la media ponderada de costes, sino con el precio más alto, que es el que cerró la subasta.

En buena lógica, esta propuesta asume que es imposible que el mercado se comporte adecuadamente y que la labor del Gobierno sea la de que los mercados funcionen adecuadamente y no actúen, descontando que como nunca podrán hacer que las señales sean reales necesitamos alcuerces para que los más vulnerables sigan siendo un colectivo que proteger y dejar fuera de la realidad del mercado. La incapacidad nacional, escudada en el inmovilismo de la Comisión Europea, es una explicación que responde y refuerza el sentimiento de que el poder real del mundo energético sigue estando más cerca de la empresa que del consumidor.

La segunda duda que entraña la consulta es sobre el reparto de los costes regulados y su reparto, los impuestos y el tratamiento de los consumidores vulnerables no hay preguntas que responder. **Todos sabemos que si la electricidad es cara es por culpa de los diferentes gobiernos que no han querido aplicar ni transparencia ni racionalidad en su diseño** y, en este contexto, el Gobierno tiene mucho por hacer.

Como dice el texto de la consulta:

La estructura del PVPC incluye, de forma aditiva, los conceptos de coste de producción



de energía eléctrica, peajes de acceso y cargos y costes de comercialización. En concreto, el PVPC se compone de:

- a) un término de potencia, que es el término de potencia de los peajes de transporte y distribución de electricidad y cargos del sistema eléctrico, más el término fijo de los costes de comercialización;
- b) un término de energía, correspondiente al término de energía del peaje de acceso y cargos;
 - un término del coste horario de la energía, calculado aplicando las pérdidas correspondientes al coste de producción de la energía suministrada en cada hora: precio medio horario obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario, precio de los servicios de ajuste del sistema, otros costes asociados al suministro (entre los que se encuentran las retribuciones de los operadores, los pagos por capacidad o el término variable de los costes de comercialización).

Los componentes fijo y variable de los costes de comercialización incluidos en el PVPC siguen la metodología regulada en el Real Decreto 469/2016, de 18 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

El Precio Voluntario al Pequeño Consumidor

El PVPC se sitúa en el centro del bloque normativo del mercado minorista de electricidad, siendo actualmente la opción de suministro elegida por más de 10,7 millones de consumidores finales, lo que representa, aproximadamente, el 40% del total de suministros del ámbito doméstico.

Coincide, además, que los consumidores con PVPC son los más vulnerables, ya que percibir el bono social de electricidad requiere, como requisito previo, estar acogido al suministro a PVPC.

En este punto, y como paso previo a las propuestas, es importante dejar constancia de algunos elementos que perturban y alteran el significado de lo que una tarifa regulada de un bien de primera necesidad debería tener:

- 1. Se está produciendo una transferencia de rentas desde el consumidor doméstico de electricidad a consumidores con actividad económica a partir de la asignación asimétrica de costes fijos**, situación denunciada y que, curiosamente, ha sido fruto de las normativas anteriores que tuvieron como antecedentes la conversión de la tarifa con una configuración cada vez más fija y menos variable. Y no porque se transformarán los costes variables en fijos, como



puede ser la intención por las preguntas de la presente consulta, sino porque se convirtieron en fijos costes del sector con el fin de garantizar su percepción y cobro.

		Peaje de acceso (1)	Coste de aprovisionamiento de energía en mercado (2)	Pagos por capacidad	Otros costes (3)	Financiación bono social	Sobrecoste servicio ajuste	Pérdidas	Tasa ocupación vía pública	Impuestos	Total
Año 2019	2.0A	108,99	97,66	4,63	0,83	1,77	2,04	9,90	1,04	61,67	288,53
	2.0DHA	88,75	87,87	2,71	0,82	1,83	2,04	8,63	0,97	52,63	246,24
	2.1A	121,43	93,50	4,63	0,82	0,55	2,04	9,80	1,02	63,56	297,34
	2.1DHA	77,49	76,66	2,42	0,82	0,36	2,04	8,48	0,94	46,00	215,20
	3.0A	57,87	73,67	4,09	0,82	0,10	2,04	9,26	0,99	40,46	189,29
	3.1A	51,09	62,84	2,67	0,81	0,03	2,03	3,93	0,88	33,79	158,06
	6.1A	32,82	56,63	1,38	0,81	0,00	2,03	3,85	0,86	26,75	125,14
	6.2	16,40	53,61	1,26	0,81	0,00	2,03	2,72	0,83	21,12	98,79
	6.3	14,17	50,68	1,12	0,81	0,00	2,02	1,90	0,81	19,44	90,96
	6.4	9,04	51,41	1,11	0,81	0,00	2,08	1,00	0,80	18,01	84,26

Figura 2. Desglose estimado del precio medio final de las comercializadoras en el mercado libre. Año 2019. (En €/MWh).
Fuente: CNMC. Elaboración propia.

No podemos aceptar que los consumidores domésticos asuman, en la cobertura básica de sus necesidades energéticas, subvencionar, de forma encubierta, a la industria. En España esto es una realidad que no responde a la distribución de costes por volumen de demanda, sino a la condición silente de los consumidores.

Esta asimetría se ha mantenido en el diseño del Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (FNSSE), ya que las exenciones y compensaciones a los combustibles líquidos hacen que el peso recaiga de nuevo en el consumidor residencial o en actividades no productivas.

- 2. Los costes regulados que forman parte de la tarifa, tanto en su parte fija como en la variable, y que están fijados por el Gobierno, nacen de la utilización de la tarifa eléctrica como un instrumento de política industrial, territorial o medioambiental,** al margen de establecer rendimientos financieros para el sector por encima de lo que el mercado de capitales fija.

Es necesario limpiar la tarifa y que responda al concepto de pago por uso. La tarifa eléctrica no puede parecer exclusivamente un instrumento de política industrial, territorial y de cumplimiento de los compromisos medioambientales, aunque inexcusablemente lleve implícitas directrices estratégicas, y mucho menos asumiendo partidas que van justamente en dirección contraria a lo que el precio de la electricidad debería reflejar y al objetivo de la política energética



que tendría que permitir que la electricidad fuera más barata y competitiva.

El Gobierno tiene en sus manos que el PVPC responda al traslado de costes que ocasiona el suministro eléctrico de forma transparente y justa y no a la inclusión de partidas incontroladas que lo único que hacen es encarecer la electricidad en base a la nula capacidad de reacción del consumidor doméstico.

La tarifa PVPC debe estar definida sin incluir algunos de estos costes o, al menos, teniendo en cuenta la consideración de justicia y racionalidad en su definición.

En la tarifa de 2019, año base de nuestras propuestas y de comportamiento homogéneo, el 58% de los costes del sistema eléctrico fueron regulados, situación que asciende al 61% si incluimos los pagos por capacidad y la definición de algunos costes del mercado que son eminentemente políticos.

En estas partidas se pueden destacar y analizar las siguientes actuaciones, que ya ha venido solicitando la **Fundación Renovables**:

- **El RECORE** que es la partida más importante, pues supone, con los datos de 2019, un 41% de los costes regulados y, por tanto, el 25% de los costes del sistema. Su origen es el cumplimiento de los compromisos de penetración de las energías renovables y de la eficiencia que asumió España y, por tanto, es un compromiso de país que por causas “prácticas” se consideró, erróneamente, que lo debería pagar el consumidor eléctrico porque quien estaba esforzándose en cumplir los objetivos era el sistema eléctrico. Un duro castigo a la diligencia y al desarrollo tecnológico de un país que acabó declarándose en moratoria a las energías renovables.

El Gobierno mandó al Congreso, el pasado mes de septiembre, el Anteproyecto de ley del Fondo Nacional Para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico, FNSSE. Un año más tarde de la existencia del borrador de la propuesta y 11 años después de que la **Fundación Renovables** propusiera la medida. Esta partida supone que el 41% de los costes regulados pasara a ser pagada por todos los consumidores de energía y no solo por los eléctricos, que históricamente han asumido más de 25.000 M€ de los que les correspondía.

Como noticia positiva, la definición del FNSSE y la asimetría existente en el soporte de los costes regulados van a suponer una mayor rebaja a los consumidores domésticos que al resto.

Desde la **Fundación Renovables** creemos que es necesario acortar los plazos de cumplimiento de 5 a 2 años, la revisión de las exenciones y de las compensaciones, incorporando criterios degresivos y con fecha límite de aplicación, así como la transparencia respecto a lo que implican las medidas



de la política energética para los consumidores finales de los productos energéticos afectados: derivados del petróleo, gas y electricidad.

La asunción de las partidas por parte de las compañías de suministro energético, de acuerdo con el texto del Anteproyecto, plantea una doble dificultad: en primer lugar, no llevar a cabo una labor de información y divulgación de mejores prácticas y, en segundo, abrir un camino a la judicialización como ha pasado con las diferentes vías adoptadas en el bono social.

En la siguiente figura se reflejan las propuestas alternativas de la **Fundación Renovables** para la modificación del FNSSE.

Alcance	FNSSE	Fundación Renovables
Razones y justificación	Evitar el déficit y electrificar la política energética	Política fiscal y corresponsabilidad entre vectores energéticos
Periodo de cobertura	5 años, hasta 2025 → 20% cada año	2 años, hasta 2021 → 40% en 2021 y 100% en 2022
Reparto entre vectores	→ 43,7% Petróleo → 31,5% Electricidad → 24,8% Gas	→ 57% Petróleo → 25% Electricidad → 18% Gas
Metodología de aplicación	Sobre el volumen de comercialización y ventas	Por unidades físicas: c€/lt, €/MWh y mantenimiento de los criterios para evitar efectos de asimetrías
Exenciones	Totales, permanentes y amplias: 48,3%	Parciales, transitorias y degresivas
Compensaciones	Discrecionales: 48%	Parciales, transitorias y degresivas
Continuidad	No prevista	Extensión, uso como instrumento

Figura 3. Propuestas de la Fundación Renovables para la modificación del FNSSE.

Fuente: FNSSE. Elaboración propia.


Un elemento de análisis adicional es que en la **traslación de los costes a los combustibles fósiles no se produzca un descuento en sus aportaciones por la traslación de la devolución de los ingresos según el RDL 17/2021** por los incrementos del precio del pool producidos en 2021 y previsiblemente en 2022, que supondrán una rebaja en las diferentes retribuciones fijas a la inversión y, por lo tanto, del monto del RECORE para el siguiente periodo trianual.

Es necesario habilitar los procedimientos de cálculo para que estas reducciones no entren en el cómputo del monto a recaudar, sobre todo porque ya han sido asumidos por el consumidor eléctrico.

- **Distribución y transporte.** La distribución, ante todo, es la actividad que debe asumir el cambio de modelo energético y permitir que los consumidores juguemos un papel activo en la cobertura de nuestras necesidades.

La necesidad de desarrollar la digitalización y automatización supone que la






distribución tiene ante sí el importante reto de modernización del sistema, reto que no es compatible con la realidad de un modelo como el actual, en el que los propietarios de la distribución cobran por el mero hecho de haber invertido y, además, se reservan la gestión del sistema que supone la protección de sus otros negocios integrados.

En lo que respecta a las partidas que se fijan para la retribución de la distribución y transporte de electricidad, que suponen un 38% de los costes regulados, entendemos que **debería estar fijada en función al servicio que prestan y no a la rentabilidad de las inversiones**, previamente calificadas como elegibles, independientemente de la demanda de electricidad.

La retribución de la distribución debe ser acorde con los costes del dinero y con los beneficios y riesgos que conlleva, así como la amortización de las líneas e instalaciones debe suponer un proceso de reversión por parte del Estado porque fue este el que originó su negocio, el que lo retribuyó sin riesgo y sobre el que debe recaer su desarrollo en el futuro.

Adicionalmente a la importancia del papel de conexión entre la generación de energía eléctrica y el consumidor que tiene la distribución, junto con un modelo retributivo ineficiente y ajeno a las necesidades, **en la distribución se incorporan dos elementos de vital importancia para la transición energética** y para la consideración de que la electricidad debe ser tratada como un bien de primera necesidad y que son:

- **El papel de las distribuidoras como Comercializadoras de Referencia.** Suministran la tarifa PVPC a más de 10,7 millones de contratos, pero, a la vez, son la puerta de salida debido al interés de los mismos accionistas en que los consumidores pasen de la tarifa regulada al mercado liberalizado. De hecho, en el caso del sector doméstico, más del 80% de los clientes pertenecen al sector empresarial dueño de las distribuidoras. Que su cuota de mercado sea tan alta en relación con la que existe en el caso de las PYMES es reflejo de que el consumidor debe ser, ante todo, protegido por la regulación de las prácticas en muchos casos abusivas o engañosas. Esta línea de creación de valor para los Grupos Empresariales Integrados no está evaluada.
- **La concesión de acceso y conexión para instalaciones de generación distribuida y de autoconsumo.** Su desarrollo depende de las distribuidoras y de la información privilegiada que supone conocer de antemano donde hay capacidad para los propios proyectos de la matriz de generación y para acompañar ofertas de ejecución de instalaciones



de autoconsumo. Esta línea de valor tampoco está identificada y supone una de las llaves más importantes para la transición energética.

La gestión como Comercializadora de Referencia, la potestad de generar accesos a la red de instalaciones de generación de pequeño tamaño o del autoconsumo va en dirección contraria a los intereses de los consumidores.

La idea que subyace en las propuestas de la **Fundación Renovables**, recogidas en el informe [Democratizar la energía como proyecto de país. Los Next Generation EU y las infraestructuras del sistema eléctrico](#), **es que la distribución pase a ser de propiedad pública.**

El objetivo es garantizar la transición energética con el fomento del autoconsumo y de la movilidad eléctrica y para ello la concesión de acceso y conexión de instalaciones de generación renovables bajo criterios de transparencia o de las figuras de relación entre consumidores es fundamental. En la actualidad las distribuidoras son las que actúan como Comercializadoras de Referencia, es decir, de la venta de electricidad al PVPC y, por lo tanto, con oportunidad de su inclusión en la presente consulta.

Sabemos que este es un cambio complejo porque es la base de los ingresos del sector eléctrico tradicional, pero también es claro que, **si apostamos por la electrificación de la demanda y consideramos la necesidad de realizar mejoras para su automatización y digitalización, deberíamos analizar su desarrollo dentro de unos parámetros diferentes a los actuales.** En nuestras reflexiones abrimos una línea sobre la posibilidad de que estas actividades las puedan asumir los contribuyentes y no los consumidores, siguiendo las enseñanzas del *New Deal* del siglo pasado y considerando la disponibilidad de los *Next Generation UE*.

Con respecto a las redes de transporte, al no implicar directamente a los consumidores, no es tan necesario emprender un proceso de control público, pero sí la adopción de medidas como la separación del OS de la sociedad y la reducción de la retribución de los activos.

En ambos casos es importante introducir el “*pago por uso*” y que se obligue a definir cuáles son los peajes por el uso de la red en un intercambio entre consumidores, así como que la reducción de la retribución sea punto obligado de acuerdo con las propuestas y conclusiones de la CNMC.



- **Anualidad del déficit de tarifa.** A finales de 2020 manteníamos una deuda de 14.294M€. No vamos a entrar en si es necesario revisar el reconocimiento de la deuda, pero está claro que hay que utilizar todos los elementos que la ley permite para que el peso de la anualidad se reduzca, tanto por la extensión de la amortización como por la reducción y renegociación del precio.

La extensión del plazo de amortización de la deuda hasta el año 2034, definido en 23 años desde su inicio en 2011, podría suponer una reducción importante en la anualidad a pagar de más de 1.400 M€.

No hemos incluido en este apartado la idea de su inclusión en los Presupuestos Generales del Estado (PGE) como sí hemos hecho en los extrapeninsulares, ni el reparto a otros sectores como en el caso del RECORE.

- **Extrapeninsulares.** En el año 2009 se adquirió el compromiso de que esta partida, que estaba pensada para la lógica cohesión territorial, pasaría a formar parte de los PGE con fecha límite en 2013. Claramente se ha incumplido el compromiso y debe ser trasladada a los PGE de 2022.
- **Otras partidas.** En los costes de origen regulado se incluyen otras partidas como son los pagos por capacidad, que nunca han respondido a una realidad propia del funcionamiento del sistema eléctrico, sino a complementar la retribución de los generadores, la interrumpibilidad, como apoyo a la industria más electrointensiva, o, incluso, los servicios de ajuste, cuya retribución ha evolucionado más como elemento de negociación que como el pago de una contraprestación por un servicio cierto.

3. Funcionamiento del mercado mayorista.

El mercado que se imputa **no responde a la realidad de los costes de quienes generaron la electricidad.** El consumo responsable y la transparencia en el traslado de la señal precio debe ser la base para una tarifa eléctrica inclusiva para todos los colectivos, especialmente para aquellos que más necesidades tienen o más dificultades padecen para saber discernir entre una oferta del mercado liberalizado o del regulado.

El punto más importante en la traslación de los costes de la electricidad es que respondan a los costes reales con carácter horario que se producen porque si no la señal no será válida para generar confianza y promover el consumo responsable

La apuesta por la transición a las renovables cuando es el precio del gas el que cercena el desarrollo de la electrificación de la demanda es, como poco, para-



dójica. Deberíamos estar trabajando para eliminar los efectos del gas en el sistema y no para darle más relevancia de la que puede tener.

Esta consulta está circunscrita, de forma errónea, en el **concepto de mercado a plazo y de otros modelos** en los que podamos amalgamar o utilizar elementos que amortigüen el precio y le resten volatilidad. En este punto, dos comentarios: el primero, su necesidad atendiendo a la tranquilidad para albardar los precios en origen. Como se puede ver en las series históricas las variaciones de precios del pool medio han sido reducidas y esporádicas, por lo que la necesidad es relativa. El segundo punto, y más importante, es **establecer la obligación de cambiar lo que no funciona** frente a la búsqueda de soluciones. No enfrentarse a la realidad y actuar para que el marginalismo deje paso a un modelo mixto en el que se pague por lo que se oferta, tanto en la energía como en las capacidades de disponibilidad de energía, es hacernos trampas en el solitario y reconocer la poca velocidad de reacción a nivel europeo para implementar cambios

Estamos de acuerdo en que se implanten los mercados a plazo, pero siempre atendiendo no a volúmenes de energía, sino a un modelo mixto de energía y funcionalidad de cada oferta para el adecuado funcionamiento del sistema.

4. Tasas impositivas.

No nos cansamos nunca de afirmar que la electricidad es un bien de primera necesidad, por lo que hay que eliminar su papel como elemento recaudatorio destinando este esfuerzo a las fuentes de energía contaminantes y de las que somos dependientes.

Respecto a los impuestos actualmente en vigor, al margen de los transitorios establecidos con el fin de paliar los efectos de la escalada de los precios del gas natural y del CO₂, sería conveniente:

- **Reducir el IVA como máximo al 10%**, estableciendo un IVA superreducido del 4% para un primer tramo definido como consumo vital para consumidores vulnerables. Hay que entender que, a efectos económicos, la reducción del IVA tiene verdaderamente un efecto positivo claro en los sujetos pasivos de IVA.
- **Impuesto sobre la electricidad.** Fijar el mínimo exigido por la Comisión Europea.
- **Impuesto medioambiental sobre la generación.** Es necesario que este se acote exclusivamente a las fuentes contaminantes cuyo origen son los combustibles fósiles y la nuclear. Este impuesto debe ser finalista, destinando la recaudación a la modernización del sistema eléctrico.



- **Impuestos autonómicos.** Deben ser eliminados al efecto de que la electricidad no sea el elemento que sustituya los ingresos que el Estado le reconoce a cada Comunidad Autónoma.
- **Tasas y demás elementos de recaudación.** A todos los niveles de la administración deben ser finalistas. Si se recauda por el uso del agua, el ingreso debe ir a mejorar, en términos de proximidad, los efectos que el uso del agua provoca, exactamente igual que las tasas de residuos, los impuestos por desarrollo de iniciativas energéticas, etc.

5. Los consumidores vulnerables.

La salida de la crisis de 2008, en lo que respecta al sistema eléctrico, no fue justa ni simétrica. Mientras que las actividades reguladas, ligadas al sector eléctrico tradicional, incrementaron sus ingresos (ver informe [Lecciones aprendidas para salir de la crisis: ¿Quién pago la crisis del 2008 del sector energético?](#)) las renovables y los consumidores, sobre todo domésticos, sufrieron las consecuencias de la crisis, tanto por la reducción de ingresos con efectos retroactivos como por la reconversión de la tarifa hacia una estructura con mayor parte fija, lo que suponía que a los consumidores más vulnerables se les quitaba la posibilidad de poder gestionar la cobertura de sus demandas.


El Real Decreto 897/2017 regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica. Tienen consideración de consumidores vulnerables las personas físicas que en su vivienda habitual, teniendo una potencia inferior o igual a 10 kW, cumplen una serie de criterios socio económicos: de renta, ser familia numerosa o ser pensionistas del Sistema de la Seguridad Social por jubilación o incapacidad permanente percibiendo cuantía mínima. Adicionalmente, se establece un bono social de mayor cuantía para los consumidores vulnerables severos que se definen por referencia a umbrales de renta más bajos que los establecidos con carácter general.

A mayo de 2021 existen un total de 1.161.214 de beneficiarios del bono social (con un incremento del 1,1% respecto a abril), de los cuales 591.555 son consumidores vulnerables y 569.659 corresponde a vulnerables severos. A la fecha actual, no se han actualizado las cifras desde mayo, por lo que se desconoce si con el aumento de precios del mercado mayorista ha aumentado la cuota de beneficiarios.

El bono social, aunque a efectos de identificación de beneficiarios puede ser riguroso, no lo es ni en su procedimiento operativo ni en su cobertura.

Los bonos sociales no son eficientes y no han demostrado que solucionen el





problema, incluso suponen, para muchos colectivos, pasar por situaciones de indignidad por la forma de inscripción, a pesar del denodado esfuerzo de los Servicios Sociales de los ayuntamientos. Solo hay que ver el número de personas que gozan del privilegio del descuento y de las reglas de no corte y las estadísticas existentes sobre el porcentaje de población que está en pobreza energética.

La evolución del bono y sus diferentes ampliaciones por el COVID y por el incremento de precios del mercado mayorista han dejado al margen a todos aquellos consumidores que, de forma voluntaria o mediante la publicidad engañosa de las diferentes comercializadoras, dejaron el PVPC y se pasaron al mercado liberalizado. Su estatus lo debe marcar la condición de vulnerabilidad y no el contrato de suministro eléctrico por lo que es necesario abrirlo también a clientes del mercado liberalizado. Pero, es verdad que mientras que el mercado liberalizado no incorpore la transparencia exigida desde las entidades de control como la CNMC o el Instituto de Consumo la opción más racional debería ser la vuelta desde el mercado liberalizado a la tarifa regulada.

La liberalización del mercado de la electricidad no ha sido una práctica de éxito. Quien se pasó al mercado libre, animado por las campañas de marketing y por las promesas, ha acabado pagando mucho más y ha perdido las protecciones anticorte que los diferentes gobiernos han establecido para la tarifa regulada, además de la confianza en el funcionamiento del sistema por un sentimiento de abandono, desprotección y desinformación.

Que todos los informes de la CNMC, de las oficinas de consumidores o, incluso, las declaraciones en sede parlamentaria de la Ministra de Transición Ecológica y Reto Demográfico reconozcan que, efectivamente, existe este sobrecoste, es la señal de que el modelo de competencia del mercado no funciona y que se han vulnerado las normas más básicas para que el consumo de electricidad no se haga bajo prácticas responsables. Y es que las señales de precio no tienen correspondencia con los costes que los originan (tarifas planas engañosas, selección de horas con descuento, regalos de periodos sin precio...).



Año	Doméstico P<=10 kW PVPC	Doméstico P<=10 kW Mercado libre	Doméstico P>10 kW Mercado libre	PYME Mercado libre	Industrial Mercado libre
2015	237	258	252	187	115
2016	215	255	246	175	104
2017	236	259	247	170	107
2018	240	266	251	173	113
2019	224	271	257	179	112

Figura 4. Evolución de los precios medios anuales para los distintos segmentos y según sea mercado regulado o libre para el consumidor doméstico.
Fuente: CNMC. Elaboración propia.

Consideramos que es **necesario disponer de una tarifa social**, tal y como hemos solicitado en todos nuestros documentos y, aunque creemos que debería ser asumida por los PGE porque estamos hablando de un derecho básico que debe estar cubierto, independientemente de cómo se diseña y dimensiona la tarifa eléctrica, tampoco debería ser un obstáculo que se incluyera en la estructura del marco tarifario. **Si asumimos subvenciones a la industria, cómo no vamos a poder hacerlo para los segmentos de la población que lo necesitan.**

La tarifa eléctrica debe cumplir antes la labor social que la de incentivar la economía, aunque esta sea importante. Y esa tarifa, una vez resueltas las ineficiencias que se están evidenciando por la marginalidad de todas las unidades de generación en el mercado mayorista, deberá ser vinculada al precio del mercado que, salvo circunstancias coyunturales, se ha venido demostrando en los últimos años como el más económico para los usuarios.

Permitir la traslación que pretenden los operadores principales del sector, de sus clientes de PVPC a tarifas planas a medio y largo plazo, bajo el mantra del pánico de lo que está sucediendo en estos momentos por el incorrecto desarrollo del mercado mayorista, sería una irresponsabilidad enorme que acabaría produciendo un daño relevante en los consumidores más vulnerables, a los que se le ofrece una falsa seguridad a cambio de engordar el EBITDA de dichas compañías.

En el punto en el que se hace referencia a la necesaria progresividad de la tarifa en relación con el consumo se introduce la necesidad de incluir un primer tramo de consumo mínimo vital de electricidad, con precio e impuestos más reducidos, que se convierte en gratuito cuando el consumidor está catalogado como vulnerable.



Propuesta de diseño de la tarifa y componentes necesarios para su implementación

La propuesta de la **Fundación Renovables** parte de la inclusión de algunos principios que el modelo del sector eléctrico debería cumplir, así como los desarrollos que deben ser llevados a cabo, principalmente, a través de un procedimiento normativo:

- **La configuración de la tarifa**, como bien de utilidad pública, de acceso universal y que obedezca a *inputs* energéticos.
- Que esa configuración contemple que **en el precio del kWh estén incluidos todos los elementos que componen el funcionamiento del Sistema Eléctrico de forma transparente**.
- **Que el origen de la electricidad sea 100% renovable**. El PVPC, como tarifa regulada por el Gobierno, debería tener un origen renovable. Esta consideración supone, por un lado, una apuesta real por la transición energética sostenible, al generar una demanda real de más de 25 TWh/año y, por otro, para que los consumidores que no se acojan al mercado liberalizado puedan realizar su apuesta por un futuro más sostenible.

Con un criterio de transparencia y de eficiencia, la tarifa eléctrica debería ser, principalmente en cuanto a la configuración de su precio final, prácticamente monómica y progresiva, definida en función de la energía eléctrica que se consume, estableciendo una partida fija, de menor cuantía que la actual, que refleje la potencia contratada.

Las características principales del diseño de la tarifa, una vez establecidos los criterios de recorte y reducción de las partidas que actualmente la configuran, son:

- **Monómica**


El concepto monómica supone transformar la mayoría de los costes fijos, definidos principalmente como retribución a inversiones, en variables; es decir, **que se cobre por la energía gestionada y no por la inversión de origen**.

Por ejemplo, en el caso de la distribución o del transporte, la retribución debería estar definida por la energía que verdaderamente se ha distribuido o transportado en cada tramo. Esta filosofía conlleva la asunción de un mayor riesgo por parte de los propietarios de los activos, pero permitirá que el coste que se transfiera al consumidor sea más transparente y reducido e, incluso, que la aparición de nuevos agentes se produzca con total conocimiento de los gastos.

La realidad es que en la actualidad el sector eléctrico actúa como si sus activos fueran productos financieros exentos de riesgo.

La configuración actual binómica, en la que existe un término fijo, en función de





la potencia contratada, y un término variable, al que se le ha incluido parte de los costes regulados fijos más el precio de la energía, es ineficiente, poco transparente, injusta e introduce disfunciones entre las que se pueden destacar:

- **Que el precio es marginalmente decreciente con el consumo de electricidad.** Cuanto mayor es el consumo menor es el precio medio, lo que es ineficiente porque no incentiva el ahorro y va en contra de la consideración de la energía como bien escaso y como causante principal del cambio climático.
- **Que reduce la efectividad de las medidas de eficiencia energética** al no encontrar respuesta a las mismas en una reducción de la factura.
- **Que la transformación de parte de los costes regulados a variables para su inclusión en el término de energía de la factura responde a criterios arbitrarios,** más interesados en garantizar la cuadratura de las cuentas que en encontrar un sentido físico lógico.
- **Que el establecimiento de retribuciones fijas o por inversión y su consideración como costes fijos es poco transparente.** Las actividades de distribución, transporte, pagos por capacidad, etc., deben estar definidas según la función que cumplen y la energía que distribuyen o transportan. Si queremos un mercado liberalizado, todos los participantes deben asumir el riesgo que la propia libertad del mercado introduce.

La consecuencia de hacer variables los costes fijos es que la necesidad de establecer un coste fijo por conexión, como pago por el derecho a percibir los servicios de suministro, se circunscribe de una forma diferencial como coste de formalización y de mantenimiento de las condiciones contractuales. Obviamente, no sería comparable con el actual de término fijo que tiene una consideración de cobertura de costes, independientemente del comportamiento del consumidor.

De hecho, la propuesta de adaptación de la tarifa que entró en vigor en junio de 2021 no es eficiente ni ha representado un avance significativo porque los cambios implementados, aunque vayan en la buena dirección, no responden a un criterio de transparencia de la formación de los precios en función de los costes realmente producidos. Es un ajuste bien intencionado, pero carece de directriz energética.

En cualquier caso, y como conclusión a este apartado, defendemos que cualquier medida que vaya en la dirección para reducir al máximo el término de potencia, que, en el peor de los casos, debiera cubrir únicamente la capacidad de acceso a la red de ese punto de suministro con un importe mínimo, irá en la dirección adecuada.



- **Progresiva**

El fomento del consumo responsable debe trasladar al consumidor que sus pautas de consumo deben basarse en la eficiencia y en el ahorro. Por esta razón, es importante que los costes reflejen que consumir por encima de estándares previamente fijados tiene consecuencias económicas.

Para el segmento doméstico, se propone el establecimiento de tramos diferenciados según grupos homologados de consumidores, desde una concepción amplia y con la consideración de tres franjas:

- i. **Consumo mínimo vital**, atendiendo a un valor que podría estar en una potencia mínima de 2,3 kW y un consumo de los primeros 1.500 kWh gratuitos, estableciéndose los parámetros de composición de la unidad familiar.

El coste de esta energía tendría un coeficiente de minoración y un IVA superreducido del 4%. Para consumidores vulnerables este tramo se convierte en una Tarifa Social de facto, de manera que dentro de los parámetros establecidos en el actual bono social se le asignaría un coste cero para este tramo de consumo. El coste de esta partida debería ser compensado con lo recaudado por el tramo 3 y en el caso de no ser suficiente ir a los PGE como parte de la política social.

La consideración de esta tarifa sería solo para viviendas de primera residencia, por lo que se establecerán los oportunos controles para que por mínimo consumo no entren segundas residencias.

- ii. **Consumo normalizado** que vendría a incorporar para una electrificación del 100% los parámetros de tamaño, composición y ubicación de la vivienda. En este tramo la señal precio es la del propio sistema con las reglas de transparencia establecidas.

El IVA, para este tramo, estaría en el 10%.

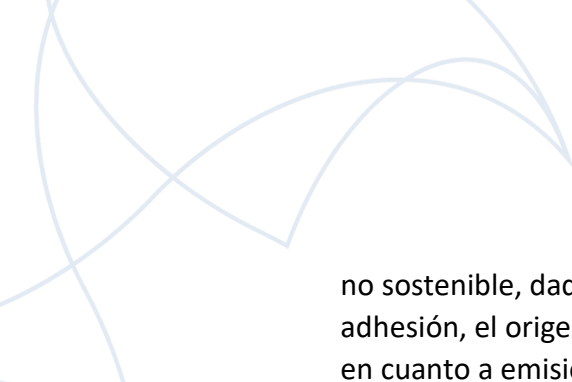
- iii. **Consumo penalizado**. Para valores por encima de los consumos incluidos en el punto anterior debe establecerse un coeficiente de mayoración del precio de la electricidad consumida, coeficiente que puede ser progresivo o fijo en función de la complejidad del sistema. En ningún momento se trata de modificar o alterar el proceso de transparencia de la señal de precio, sino que es un coeficiente de penalización sobre dicha señal.

El IVA, para este tramo, podría mantenerse en el 21%.

- **Que el origen de la electricidad sea renovable.**

El consumidor que apuesta por el PVPC, sin capacidad de actuación, debe asumir que la cobertura de las necesidades eléctricas tendrá un origen contaminante y





no sostenible, dado que como consumidor pasivo y mediante un contrato de adhesión, el origen de la electricidad siempre es peor que la media del sistema en cuanto a emisiones, entre otras razones porque las garantías de origen del mercado liberalizado dejan la electricidad sucia para los que no tienen capacidad de posición.

Por otro lado, para favorecer la transición energética, la demanda debe tirar de la oferta renovable y la mejor medida, como hemos propuesto en repetidas ocasiones desde la Fundación, es que los contratos con instituciones públicas y el PVPC estén suministrados, por ley, por electricidad generada con fuentes renovables.

- **Necesario avance en la consideración del cómputo horario.**

Aunque el modelo de asignación de precios sigue el régimen horario, la percepción por el consumidor es inexistente. Vamos hacia un sistema de cobertura de nuestras necesidades energéticas en las que el autoconsumo, el vehículo eléctrico y la gestión de la demanda van a ser los pilares fundamentales del cambio y para que esta transición se produzca se debe ir implementando que el consumidor identifique consumo/precio con un rango de actuación horario.

Implementar un modelo de gestión y actuación horario no significa que el consumidor acabe rehén del reloj, como desgraciadamente se ha intentado explicar con el cambio de tramos de la tarifa llevado a cabo en junio de 2021, sino que el avance en el IoT y en la domotización ya permite la existencia de Apps y aplicaciones para poder gestionar de forma automática nuestras demandas. Los diferentes equipos de consumo doméstico ya incorporan en sus configuraciones actuales automatismos en esta línea.

La agregación de demanda de usuarios mediante la digitalización de procesos va a permitir dar precios por franjas horarias, dependiendo de las necesidades de esos grupos agregados que hasta ahora no se conocen. El empoderamiento del consumidor eléctrico que defiende la actual Directiva del Mercado Interior de la Electricidad va en este sentido, habilitando procesos automáticos que permitan optimizar el consumo a los usuarios, tales como la gestión de la demanda y el autoconsumo, que no podrán tener efectividad real si se universalizan, con este tipo de clientes, ofertas de tarifas planas engañosas.

Por ello, la señal precio debe ser paulatina y exigente para que las comercializadoras empiecen a incorporar las necesarias funcionalidades para la gestión horaria del consumo y de la oferta de energía y, por lo tanto, de la oferta de precios y de las posibilidades de mejora que el desplazamiento de la demanda le supondría al consumidor.



La consideración de la gestión horaria abre la posibilidad de adquirir energía mediante PPA's, estableciendo solamente los costes de utilización de infraestructuras, lo que supondría un apoyo para el autoconsumo colectivo y para la introducción del vehículo eléctrico como elemento de gestionabilidad del sistema, así como la posibilidad de elección del origen de la electricidad que voy a consumir y el fomento de figuras como las establecidas en la Directiva del Mercado Interior de la Electricidad a las que se refiere el siguiente punto.

La apuesta por la digitalización requiere ir adaptando el modelo de oferta y de relación entre consumidores y productores y no podemos pretender que el sistema esté digitalizado y su funcionamiento sea atávico, opaco y analógico.

- **Desarrollo regulatorio de nuevos modelos de relación.**

Como elemento adicional a los criterios de diseño de la tarifa se incluye el desarrollo de algunos elementos de interrelación entre consumidores y productores que nacen al amparo de las diferentes Directivas de la UE.

Es necesario avanzar en la regulación para el fomento de figuras como:

- **Comunidades energéticas** como elementos de agrupación de intereses en torno a servicios eléctricos, no exclusivamente para instalaciones de autoconsumo colectivo y cuya incorporación debe ser abierta y sin restricciones.
- **Agregadores de carga y gestores de demanda.** Necesitamos la gestión agrupada de la demanda para que esta actúe como un elemento de gestionabilidad del propio sistema. El modelo actual de gestión por la oferta, sin incorporar la demanda, provoca el sobredimensionamiento del sistema porque exige flexibilidad en una sola parte con fuentes que no pueden, en muchos casos, aportarla.
- **El desarrollo e implementación de plataformas online que permitan a los autoconsumidores el intercambio de energía.** La idea consiste en desarrollar sistemas inteligentes de distribución eléctrica, a través del concepto P2P y de la tecnología *blockchain*, que sean capaces de casar ofertas de demanda y de generación entre distintas agrupaciones de productores y/o consumidores de manera autónoma.
- **La conceptualización de la figura del Consumidor Único.** Esta figura es fundamental para que los contratos no se lleven a cabo de forma diferencial mediante el CUP de suministro, sino según la personalidad jurídica única del consumidor. Situaciones como la necesidad de disponer de contratos diferentes si el vehículo eléctrico tiene un punto de carga habitual aguas arriba del contador del contrato de la vivienda deben ser





resueltas, sobre todo, con la cuantía del término fijo de la actual tarifa.

- **En esta línea, surgen muchas más posibilidades relacionadas con diferentes puntos de consumo y con las instalaciones de autoconsumo y la posibilidad de transferencia de la electricidad del mismo propietario a diferentes instalaciones de consumo.**



Respuesta al cuestionario de la consulta

En el presente capítulo damos respuesta a las preguntas que se han incluido en el cuestionario, respuestas que no deben perder de vista lo mencionado en capítulos anteriores.

1. Desde la perspectiva de los diferentes sujetos involucrados, ¿se considera necesario reformular la estructura y/o metodología de cálculo del PVPC?

Absolutamente necesario, porque la tarifa ni responde a criterios de transparencia y equidad en su configuración, ni la señal precio es reflejo de los costes que el sistema tiene, adicionalmente a la existencia de partidas que no deberían formar parte del precio de la electricidad ni por concepto ni por cuantía.

La tarifa eléctrica, en su actual conceptualización, no fomenta la electrificación de la demanda, el consumo responsable, la eficiencia o la penetración de las renovables.

En caso afirmativo:

2. ¿Qué estructura considera más adecuada para definir el PVPC?

Las propuestas han sido reflejadas en el documento. A modo de resumen:

- Pago por uso
- Limpieza de costes no relacionados con el consumo de electricidad
- Reducción impositiva
- Monómica
- Progresiva
- Exigencia de origen renovable de la electricidad del PVPC
- Utilización de la gestión horaria
- Nuevos instrumentos y agentes

3. ¿En qué medida se estima adecuado que el precio de energía que tome como referencia el PVPC tenga en cuenta las señales de precio de los mercados a plazo?

La señal precio debe de ser transparente y la asunción de responsabilidad por parte del usuario en la fluctuación de los precios no debe tener correspondencia



ni con la variabilidad ineficiente del mercado mayorista ni con los costes que se originan por una asignación desproporcionada de un término fijo de potencia que no permite dar la señal correcta al usuario de lo que sucede en el mercado.

Los contratos a plazo son una solución de acompañamiento si quiénes los ejecutan tienen una operativa acorde con lo pretendido. Abrir modelos de más largo plazo con los mismos agentes suele dar los mismos resultados. El modelo concentrado e integrado actual produce que en los contratos a plazo con consumidores siempre gana el mismo y nunca es el consumidor.

Pensar que periodos de actuación temporal más largos difuminan los efectos de elementos puntuales es cierto, pero también hay que considerar que estos incorporan costes adicionales de coberturas con el fin de paliarlos, sin olvidar que el histórico de los últimos años nos demuestra que las contrataciones a plazo han venido siendo siempre las ofertas más caras del mercado. No podemos sustituir en el mercado minorista algo que ha venido funcionando adecuadamente porque se ha producido una ineficiencia aguas arriba de la formación de los precios del mercado mayorista.

La traslación de precios del mercado mayorista al PVPC ha sido una respuesta adecuada que no podemos poner en tela de juicio porque el sistema marginalista haya perdido su razón de ser por el tratamiento de elementos puntuales como la subida de los precios del gas y el mal tratamiento regulatorio de los ingresos inmerecidos provocados por el CO₂ a las tecnologías no emisoras.

4. En caso de incorporar información de los mercados a plazo en la metodología de cálculo del PVPC, ¿qué tipo de contratos y qué periodos de entrega considera más acertados?

Salvaguardando lo relativo al funcionamiento analizado y considerando que el coste de las coberturas es creciente con la extensión del plazo, la propuesta tiene que dirigirse a conseguir que el mercado funcione y no a paliar su mal funcionamiento mediante nuevos modelos de contratación que realmente solo benefician al proveedor.

5. ¿Considera conveniente mantener una cierta exposición al mercado spot?, ¿qué reparto entre ambos mercados, al contado y a plazo, considera óptima?

Si.

6. ¿En qué medida se considera conveniente que el precio de energía que tome como referencia el PVPC se base en una cesta de precios de distintos productos



energéticos a plazo? ¿Qué cesta de productos energéticos emplearía?

No lo vemos en línea con lo que la tarifa demanda, salvo la exigencia de que el origen de la electricidad del PVPC sea renovable.

7. ¿Con qué periodicidad considera que debería actualizarse el PVPC en caso de que estuviera referenciado a una cesta de precios a plazo?

No creemos que deba referenciarse el PVPC con contratos a plazo.

8. ¿Se debería mantener la opción actual de suministro a PVPC dinámico, esto es, indexado por completo al mercado spot, para aquellos consumidores que así lo solicitaran?

Sí.

9. ¿Cómo cree que debería articularse el periodo transitorio entre la actual configuración del PVPC y la nueva estructura planteada?

El objetivo pretendido por la consulta y las preguntas que incluye olvidan que el problema de la tarifa eléctrica no es exclusivamente un problema en la asignación de precios del mercado mayorista, sobre todo cuando, se ha demostrado que la tarifa regulada ha funcionado a efectos económicos mucho mejor que la del mercado libre, salvo el periodo que estamos viviendo de incrementos no de mercado del precio del gas natural.

Establecer esta consulta y no considerar la sobrecarga de componentes fijos, el afán recaudatorio, la asimetría de asignación de costes, el mantenimiento del pago por rentabilidades garantizado y no el pago por uso, el tratamiento del consumo y su fomento no responsable pone en duda la efectividad de la consulta.

Nuestra preocupación es que la consulta no atiende a lo necesario desde la globalidad, sino a encontrar el apoyo para incorporar los contratos de suministro a plazo en el mercado.





Pedro Heredia 8, 2º Derecha
28028 Madrid

www.fundacionrenovables.org

