

EL PAPEL DE LA TARIFA ELÉCTRICA EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

1. Introducción

La tarifa eléctrica tiene el potencial de ser catalizador o inhibidor, según se diseñe, de los principales motores de la transición energética.

Los peajes y los cargos son precios regulados integrados en el precio final a pagar por el consumidor de electricidad que permiten recuperar los costes del sistema¹, principalmente:

- Costes de las redes eléctricas:
 - Transporte,
 - Distribución.
- Otros costes del sistema, en mayor importancia:
 - Régimen retributivo específico (retribución de renovables),
 - Déficit de tarifa,
 - Sobre coste de generación de territorios no peninsulares.

Tradicionalmente en España peajes y cargos están integrados en una misma tarifa de acceso a la red calculada por el Ministerio para la Transición Ecológica (en adelante, Ministerio) y aprobada anualmente. Sin embargo, este modelo está siendo revisado. El Real Decreto-ley 1/2019 aprobado en enero de este año modificó el reparto de competencias entre el Ministerio y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante, CNMC), revisando de forma sustancial la regulación tarifaria.

Bajo el marco introducido por el RD-Ley 1/2019:

- La CNMC establecerá una metodología de cálculo de los **peajes de red**, que deberán sufragar el coste de las actividades de transporte y de distribución.
- El Ministerio aprobará una metodología de cálculo de los **cargos**, que deberán sufragar los otros costes del sistema.

Es decir, la tarifa de acceso actual (generalmente definida como una señal binómica basada en un término fijo o de potencia y uno variable o de energía) pasará a estar compuesta por la agregación de peajes de red por un lado y cargos por otro. Cuando esté implementada esta revisión de la tarifa (se espera para el año 2020), la nueva señal de precios que observarán los consumidores estará formada por el efecto conjunto de peajes de red y cargos. En el nuevo diseño tarifario tanto peajes de red

¹ La estimación total de los costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2019 (de acuerdo con la Orden TEC/1366/2018) es de unos 17.800 M€, de los que 7.200 M€ se corresponden con los costes de las redes y 10.600M€ aproximadamente suponen los otros costes del sistema (renovables, déficit de tarifa y no peninsulares). Es decir, en su mayoría, los peajes de acceso actuales se componen de cargos.

como cargos podrán tener partes fijas, de potencia, variables o cualquier otra configuración (p.ej. la discriminación horaria que permiten los contadores inteligentes).

Hemos de resaltar que el objeto de este informe no es discutir o valorar la adecuación de diferentes metodologías tarifarias o la asignación de los costes del sistema. De manera general, consideramos que deben respetarse los principios básicos de diseño tarifario (suficiencia, no discriminación, eficiencia etc.) al mismo tiempo que se diseña una tarifa sencilla para los agentes del sistema.

El informe no pretende por tanto proponer una metodología de diseño tarifario, sino que se **centra en la señal de precio resultante del proceso de revisión** de la misma. Para nosotros, la señal de precio de la electricidad debería incentivar las medidas incluidas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para acercar el cumplimiento de sus objetivos.

Sin entrar a valorar la revisión, entendemos que la **definición de las tarifas eléctricas forma parte de la política energética**. Aún más en un contexto de transición energética en el que la señal de precio al consumidor debe estar alineada y coordinada con las políticas necesarias para esta transición.

La definición de las tarifas eléctricas tiene una relevancia capital en el comportamiento de los consumidores, ya que éstas tienen el potencial para proveer de las señales adecuadas o por el contrario, según el diseño empleado, suponer un obstáculo. En concreto, la tarifa debería incentivar la implementación de medidas de eficiencia energética, el despliegue del autoconsumo y el vehículo eléctrico, por citar algunas.

Así pues, el objetivo de este informe es -dejando a un lado la estructuración en peajes y cargos y las diferentes metodologías de diseño tarifario que pueden usarse para su cálculo- explicar las **reflexiones de UNEF sobre la señal de precio que constituye la tarifa eléctrica**, especialmente por su efecto en la transición energética.

Para ello, en primer lugar, se presenta una evolución histórica de los peajes de acceso en España, en segundo, se presentan las conclusiones de una comparativa internacional, en tercero, se realiza un análisis de alineamiento de la señal de precios con los principios de la transición energética y el cumplimiento de objetivos del PNIEC y para finalizar, se presentan las conclusiones de UNEF sobre la tarifa que debería resultar del proceso de reforma que se está llevando a cabo².

² En todo caso, la tarifa resultante de la metodología definida por el regulador debería permitir la recuperación de los costes del sistema en cada momento.

2. Evolución histórica

Las numerosas subidas del término de potencia han producido una tarifa que envía una señal incorrecta al consumidor.

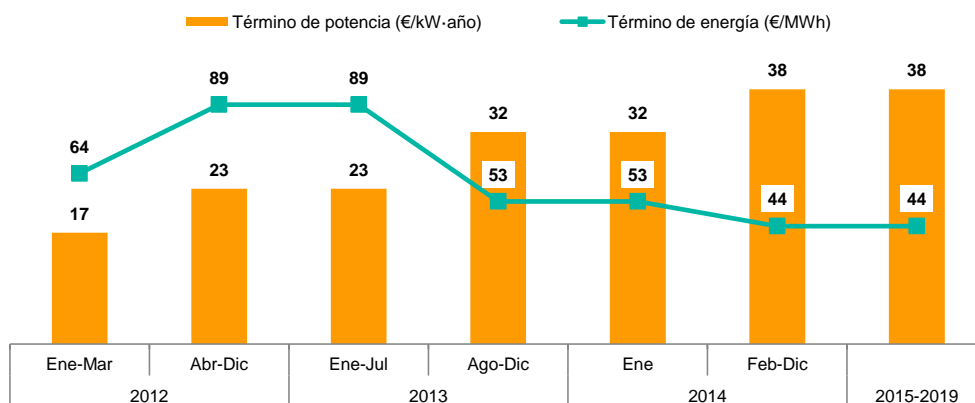
Las tarifas de acceso actuales se basan en dos componentes:

- Término de potencia, en función de la potencia contratada: €/kW·año
- Término de energía: €/MWh

Esta estructura es la misma para todos los tipos de consumidor aunque para los de media y alta tensión, la estructura se replica en cada uno de los periodos tarifarios (tramos temporales en los que se divide el año) con diferentes precios por potencia y energía.

Respecto a los precios, los valores actuales son resultado de sucesivas subidas del término de potencia y bajadas del término de energía, como puede observarse en la figura siguiente para el consumidor doméstico. Estas subidas fueron consecuencia de incrementos de la facturación por el término fijo y traslados de costes recuperados por el variable al fijo, resultando en un aumento del término de potencia del +123% y una reducción del término de energía del -30%.

Figura 1. Evolución de los precios de los peajes de acceso de la tarifa doméstica (2.0A).
Fuente: Órdenes ministeriales

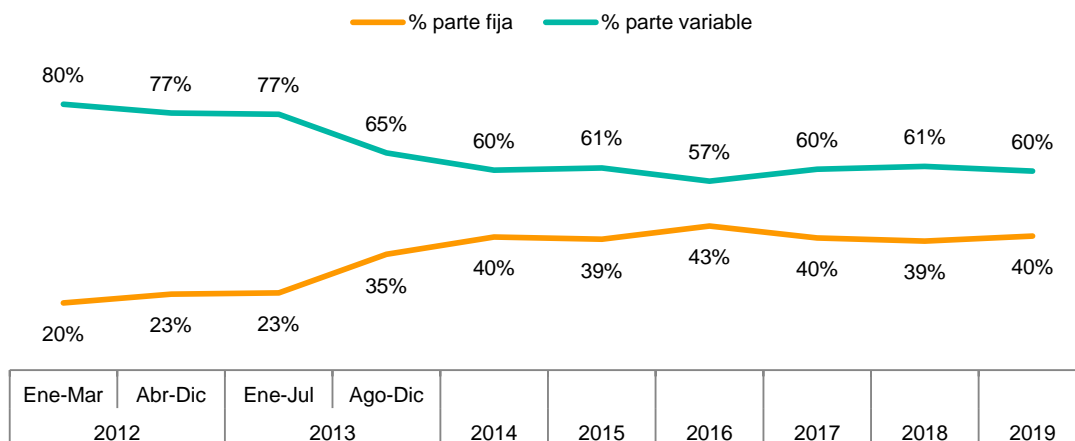


Estas subidas del término de potencia, justificadas como una forma de incrementar la recaudación para el sistema (ver caja en la próxima página) han aumentado significativamente la parte fija³ de la factura, es decir, lo que el consumidor paga simplemente por estar conectado. **Un mayor peso de la parte fija en detrimento de la parte variable produce un efecto inadecuado en el consumidor que observa que paga 'lo mismo' independientemente de su consumo.**

³ La tarifa (antes de impuestos) está compuesta a grandes rasgos por una parte fija que es resultado de multiplicar el término de potencia de los peajes por la potencia contratada y una parte variable resultado de valorar la energía consumida a la suma del término de energía de los peajes y el coste de la energía.

De hecho, el reparto entre parte fija y variable de la factura para un consumidor tipo doméstico⁴ se ha incrementado desde valores 20%-80% en 2012 a valores 40%-60% hoy en día. Con un bajo consumo y una potencia contratada algo sobredimensionada (un consumidor con más potencia contratada de la que necesita), puede aumentar hasta un 50%-50%.

Figura 2. Evolución del reparto entre parte fija y variable de la factura (antes de impuestos) para un consumidor tipo doméstico. Fuente: Elaboración propia UNEFA



La incertidumbre en la recaudación por potencia contratada: El ejercicio 2013

En agosto de 2013 el término de potencia de la tarifa doméstica subió un +37% desde los 23,18 €/kW·año a los 31,65 €/kW·año de las órdenes ministeriales IET 221/2013 e IET/1491/2013 respectivamente. Estas subidas obedecían a la necesidad de mitigar los efectos del déficit de tarifa, pretendiendo aumentar la facturación al asociarla a la potencia contratada frente al consumo de energía, que se estaba reduciendo a consecuencia de la crisis económica.

El informe sobre la propuesta de orden que introdujo esta subida estimaba un **incremento de la recaudación de 885 millones**. Sin embargo, al cerrar el ejercicio (liquidación final complementaria), aun habiéndose superado la demanda de energía que se estimaba, el incremento de facturación por peajes se quedó en 148 millones, es decir, fue 737 millones de euros inferior a las previsiones del Ministerio.

Lo sucedido ese año es un ejemplo de aplicación de la **curva de Laffer**, según la cual la recaudación de un impuesto no se maximiza necesariamente para una tasa más alta. Aunque en este caso la recaudación no disminuyó, el leve incremento que se produjo no puede disociarse del aumento de la demanda de energía frente a las previsiones.

La incertidumbre sobre la recaudación de la subida fue prevista por la extinta CNE en su informe sobre la propuesta de Orden en la que apuntaba a la posible variación de la demanda y de la potencia contratada:

“En consecuencia, se considera que existe elevada incertidumbre en la estimación de los ingresos de acceso previstos para el ejercicio 2013, afectada por la variación de la

⁴ Ver caja en la página 6.

demanda y por la evolución de las potencias contratadas, derivado tanto de la actual coyuntura económica, como de los incrementos de los términos de potencia resultantes de aplicar los peajes de la propuesta de Orden.”

En definitiva, el caso del 2013 permite observar cómo la recaudación no se maximiza necesariamente aumentando los términos de potencia, al ser sensible a las potencias contratadas por los consumidores.

3. Comparación internacional

El alto peso de la parte fija de la factura eléctrica en España es una excepción a nivel internacional: es casi el doble que la media de los países de nuestro entorno.

Con el objetivo de identificar el peso de la **parte fija** y la **parte variable** en la factura de electricidad de los países de nuestro entorno, hemos realizado una comparación internacional de tarifas a través de las asociaciones e instituciones supranacionales en las que participamos (Agencia Internacional de la Energía y Solar Power Europe).

Para ello, hemos contactado con representantes de los diferentes países que han desglosado la tarifa doméstica aplicable en sus diferentes componentes: cargos fijos (€/día, €/mes), cargos de potencia (€/kW) y cargos de energía (€/kWh). Siguiendo la nomenclatura del resto del informe, los cargos fijos y de potencia constituyen la parte fija de la factura y los cargos de energía, la parte variable.

Somos conscientes de que el reparto entre las partes fija y variable puede depender de la estructura de consumo. Para mitigar este efecto, los cálculos han sido realizados para un **consumidor tipo para cada país**, que ha sido aportado por los participantes en el análisis comparativo. La caracterización del consumidor tipo para España ha correspondido a UNEF (ver Caja en la página siguiente).

El objeto de este análisis comparativo es conocer la situación de los países de nuestro entorno en cuanto a la **señal de precios** de la electricidad en sus componentes fijo-variable. Los países incluidos en el análisis no son una muestra escogida por UNEF, sino aquéllos que han respondido a nuestra petición de información, que fue lanzada a todos los países europeos.⁵

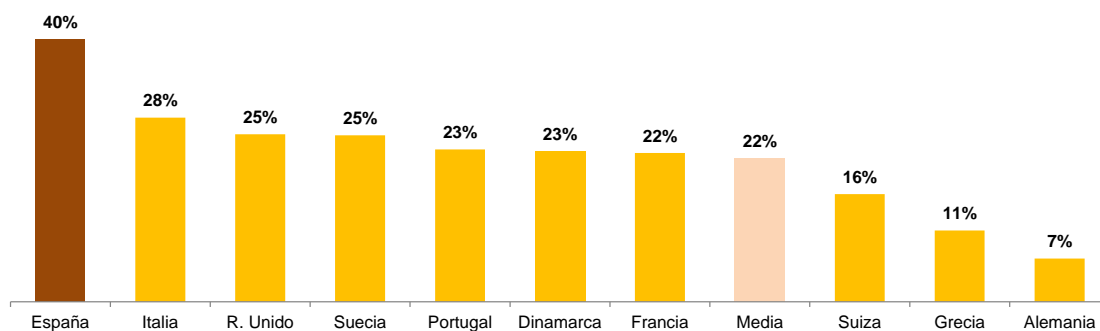
En todo caso, entendemos que la muestra es lo suficientemente representativa y permite alcanzar a nuestro juicio las siguientes conclusiones:

- El peso de la parte fija de la factura en España (40%) es:
 - El mayor de todos los países analizados (12 puntos superior al inmediatamente inferior, Italia).
 - Casi el doble de la media de los países analizados (17 puntos superior).

⁵ No se trata por tanto de identificar las mejores prácticas ni proponer adoptar la tarifa de ningún país, que es reflejo de las características del sistema y a la política energética propias de cada uno. Nuestro objetivo era simplemente conocer la situación de España respecto a las tarifas existentes en su entorno.

- Un elevado número de países no tienen cargos por potencia para el consumidor doméstico (Reino Unido, Portugal, Francia, Alemania, Suiza, Dinamarca) expresados como en España en €/kW sino cargos fijos (€/mes) definidos en general según rangos de potencia contratada.
- Los costes de las redes están variabilizados en el término de energía en al menos cuatro países: Alemania, Dinamarca, Suiza, Portugal.

Figura 3. Peso de la parte fija de la factura (antes de impuestos) en diferentes países europeos para un consumidor tipo doméstico. Fuente: Elaboración propia UNEF



Caracterización del consumidor tipo para España

Al realizar el ejercicio de caracterización del consumidor tipo residencial para España, se plantean diferentes alternativas.

Empleando un enfoque **bottom-up** se podrían definir los equipamientos eléctricos de un hogar tipo y con un uso estándar obtener una energía eléctrica consumida anualmente. A nuestro juicio, en esta alternativa el resultado final es muy sensible al hogar tipo elegido, es decir, si cuenta con calefacción de gas o eléctrica, cocina de inducción o de gas, aire acondicionado, etc.

Para asegurar que la caracterización del consumidor tipo sea representativa desde el punto de vista del sector eléctrico, entendemos que es aconsejable un enfoque tipo **top-down**. Siguiendo esta alternativa, hemos definido el consumidor tipo empleando los datos publicados por la CNMC para la **tarifa de acceso 2.0A** a la que pertenecen la inmensa mayoría de los consumidores domésticos⁶.

De esta forma, definimos el consumidor tipo en España con:

- Energía consumida: 2.240 kWh/año, media del consumo de la tarifa 2.0A en 2018 según el Boletín de Indicadores Eléctricos de la CNMC de Abril de 2019.
- Potencia contratada: 4,6 kW, al no haber fuentes públicas de referencia, hemos optado por una potencia tipo para un consumidor doméstico.

Respecto a la potencia contratada, hemos realizado un análisis de contraste para comprobar la bondad de nuestra hipótesis acudiendo de nuevo al Boletín de indicadores de la CNMC. Según este informe, en 2018 la potencia facturada en la tarifa 2.0A fue de 87.689 MW y el número de consumidores en dicha tarifa fue 21.949.170, lo que arroja una media de 4 kW

⁶ De forma general se entiende que son consumidores domésticos aquellos con una potencia contratada inferior a 10 kW (26,5 millones), de los que 22 millones (83%) tienen la tarifa de acceso 2.0A.

contratados por consumidor.

Asimismo, para la energía consumida, hemos comprobado si la media de la tarifa 2.0A pudiera estar influenciada por un elevado número de segundas viviendas. Para ello, la referencia oficial que permite estimar este efecto es el Censo de Población y Vivienda del INE que con datos de 2011 aportaba: un total de 25,2 millones viviendas de las que un 71,7% eran principales, 13,7% estaban vacías y solo 14,6% eran segundas viviendas. Entendemos que este peso de las segundas viviendas no es suficiente para distorsionar la representatividad de la media realizada en el enfoque *top-down*.

4. Análisis

La reforma de la estructura tarifaria debería reducir el término de potencia e incrementar el término de energía por coherencia con los objetivos de eficiencia energética, introducción de renovables y reducción de emisiones.

La necesidad de descarbonizar la economía para cumplir con los objetivos medioambientales de la Unión Europea y el Acuerdo de París llevan a los sistemas eléctricos a la mayor transformación desde su creación hace algo más de 100 años.

En España esta transformación se desarrollará en el marco que establecen la Ley de Cambio Climático y Transición Energética (LCCyTE), que será aprobada próximamente y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), que alcanzará su versión definitiva a finales de este año 2019. Tanto la LCCyTE como el PNIEC introducen medidas necesarias para esta transición entre las que están la eficiencia energética, el autoconsumo y el vehículo eléctrico, etc.

Sin embargo, la implementación por parte del consumidor de medidas de eficiencia, el desarrollo del autoconsumo o el despliegue del vehículo eléctrico no resultan de políticas de acción directa por las administraciones públicas, sino que deben ser una respuesta del consumidor a las señales de precio que éste observa.

Por ello, la definición de las tarifas eléctricas tiene una relevancia capital ya que éstas tienen el potencial para proveer a los consumidores de las señales adecuadas o suponer un obstáculo al desarrollo de estas medidas, según el diseño empleado.

Sobre esta reflexión, cabe citar las Orientaciones de política energética del Ministerio (Orden TEC/406/2019) en las que se indicaba lo siguiente respecto de la metodología de peajes de acceso a las redes a elaborar por la CNMC:

***“1. La estructura y metodología para establecer los peajes debería incentivar el proceso de electrificación de la economía española necesario para la transición energética, de manera que se favorezca la descarbonización de la economía, no se penalicen los consumos eléctricos frente a otros combustibles ni se desincentiven transformaciones energéticas que puedan resultar medioambiental o económicamente adecuadas.*”**

2. **La metodología** para establecer los peajes y, en particular, el diseño de los periodos horarios, **debería contribuir al fomento de la movilidad eléctrica y la electrificación de usos finales de energía.**

3. **El diseño de los peajes debería ser tal que contribuya, en la medida de lo posible, al ahorro y la eficiencia en el consumo final de energía eléctrica.”**

Desde UNEF entendemos que con una tarifa con una alta parte fija y reducida parte variable como la actual, se estarían desincentivando los elementos más innovadores que introduce el PNIEC (entre ellos, eficiencia energética, autoconsumo y vehículo eléctrico) como se explica a continuación.

1. Para que se implementen medidas de eficiencia energética, se requiere una fuerte señal de precios al consumo de energía

Si el consumidor paga un alto precio simplemente por estar conectado, observa que el coste de su suministro no es significativamente sensible a su consumo y pierde el incentivo a reducirlo. Dicho de otra forma, un alto peso del término fijo, reduce el ahorro económico que implica el ahorro energético.

Este efecto puede observarse con un ejemplo de dos consumidores A y B en el que el consumo de A es 3,5 veces el de B y sin embargo, al tener la misma potencia contratada, el coste de la factura de A solo es 1,9 veces superior al de B.

Tabla 1. Ejemplo para el consumidor doméstico⁷. Fuente: Elaboración propia UNEF

	Consumidor A	Consumidor B
Potencia contratada	5,5 kW	
Facturación potencia	209,2 €/año	
Consumo anual	1.000 kWh	3.500 kWh
Facturación energía	123,4 €/año	431,7 €/año
TOTAL	332,6 €/año	640,9 €/año
En términos de energía	0,33 €/kWh	0,18 €/kWh

La estructura tarifaria actual no transmite una señal de precios suficiente al consumo, desincentivando la implementación de medidas de eficiencia energética en consumidores domésticos⁸. Estos consumidores, aunque tengan disponible un abanico de medidas para reducir su consumo (bombillas LED, electrodomésticos eficientes, etc.) al no ver una señal de precios fuerte, no las implementan⁹.

Este efecto distorsionador de la actual señal de precios afecta de manera aún más acusada a los consumidores en situación de pobreza energética. Aunque estos

⁷ Se ha usado como precio de energía la media del término variable del PVPC para el año 2018 (fuente: e-sios): 122,35 €/MWh

⁸ Las medidas de eficiencia en el sector residencial se identifican en general entre las más rentables en los análisis de curva de abatimiento.

⁹ También influyen otros factores como el problema del agente-principal.

consumidores en muchas ocasiones no pueden adoptar sistemas más eficientes o comprar electrodomésticos de menor consumo, sí intentan reducir su consumo todo lo posible realizando esfuerzos por ahorrar en su factura de electricidad.

Sin embargo, con un alto término de potencia como existe actualmente, se les limita su capacidad para reducir su factura. Es decir, por mucho que se esfuercen en reducir el consumo, no se traducen sus ahorros energéticos en ahorros económicos. Usando el ejemplo anterior, el consumidor A con un consumo muy reducido respecto a B (-71%), no consigue reducir su factura más de la mitad (-48%). La consecuencia directa de esto es que para el consumidor A, el peso de los costes del sistema en su factura (antes de impuestos) es mucho mayor que para el consumidor B (76% frente al 57%).

Es por esto que un diseño tarifario como el actual con un alto término fijo es en sí regresivo. Con esta tarifa, un consumidor en situación de pobreza energética destina una mayor proporción de su factura a sufragar los costes del sistema. Teniendo en cuenta que este tipo de consumidores destinan ya una mayor proporción de su renta disponible a la energía, se está produciendo una transferencia de renta en un sentido regresivo, que debería evitarse por una cuestión de justicia social.

Al no poder afrontar la compra de electrodomésticos más eficientes, se podría deducir que los consumidores vulnerables realizan un mayor consumo eléctrico que los no vulnerables. Aunque no existen datos de consumo eléctrico por renta, puede acudirse a indicadores de gasto energético por renta calculados por la Asociación de Ciencias Ambientales (ACA) para demostrar lo contrario.

Según ACA¹⁰, el 10% con menos ingresos tiene un gasto anual de 5,6 €/m², mientras que los hogares de la decila de renta más alta gastan 7,9 €/m². Es decir, el consumidor con mayor poder adquisitivo gasta un 40% que el consumidor en una situación más vulnerable. Además, para el consumidor en la decila más baja, el gasto energético le supone en promedio un esfuerzo del 11,5% de sus ingresos mientras que el de la más alta solo tiene que destinar un 3%.

¿Por qué las tarifas de telecomunicaciones no son extrapolables a electricidad?

En lo relativo al diseño tarifario, en ocasiones se hace una analogía del sector eléctrico con el sector de las telecomunicaciones. Se hace extensible al primero la evolución que ha seguido el segundo en los últimos años pasando de tarifas por uso a una cuota fija mensual independiente del consumo.

Esta analogía se suele apoyar en las aparentes similitudes de ambos sectores, sin embargo, puede demostrarse que las implicaciones para el sector eléctrico de adoptar este tipo de tarifa no son comparables al sector de comunicaciones y de hecho, lo desaconsejan.

En el sector eléctrico, emplear una tarifa con una cuota fija no dependiente del uso, enviaría la señal al consumidor de que puede incrementar su consumo indefinidamente.

Esto tendría una primera consecuencia desde el punto de vista de las redes. Al estar los sistemas eléctricos diseñados para el pico de potencia, si el consumo se incrementase

¹⁰ 'Pobreza energética en España en 2018' Asociación de Ciencias Ambientales.

libremente, con el nivel de coincidencia de la demanda eléctrica, aumentaría este pico tendiendo a un sistema eléctrico sobredimensionado y alejado del óptimo económico.

Además, en una red de comunicaciones puede reducirse (y así se hace) el ancho de banda de los consumidores en situaciones de congestión. Sin embargo, en el sector eléctrico, que debe mantener unos estándares muy exigentes de continuidad de suministro, no puede reducirse la capacidad de los consumidores para tomar electricidad de la red.

Por otro lado, si el consumo se incrementa libremente también debe hacerlo la generación para cubrir esta demanda creciente. Este efecto, aumentaría las externalidades negativas del sector eléctrico, principalmente emisiones de CO₂ de generación fósil que debería añadirse al mix, lo que no sucede en el sector de telecomunicaciones.

2. Un aumento de la parte fija de la factura desincentiva la instalación de autoconsumo

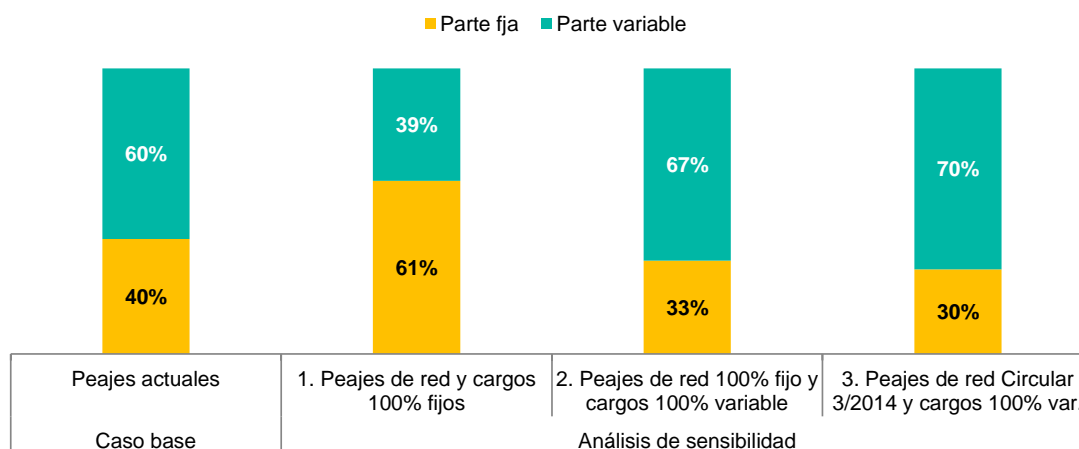
Respecto del autoconsumo, un incremento de la parte fija de la tarifa en detrimento de la variable sería equivalente, desde el punto de vista de la señal de precios al consumidor, a la reimplantación del llamado 'impuesto al Sol' (cargo por la energía autoconsumida), cuya supresión mediante el Real Decreto-Ley 15/2018 abrió las puertas al desarrollo del autoconsumo en España, que ha continuado con el Real Decreto 244/2019.

Para ilustrar este efecto, hemos realizado un análisis de sensibilidad al periodo de amortización de una instalación de autoconsumo fotovoltaico para un consumidor doméstico y otro comercial para diferentes configuraciones tarifarias:

1. Peajes y cargos 100% fijo: no hay término de energía y todos los costes del sistema se recuperan vía término de potencia.
2. Peajes de red 100% fijo y cargos 100% variable: los costes de las redes se recuperan por el término de potencia y los otros costes del sistema por el término de energía.
3. Peajes de red según la Circular 3/2014¹¹ y cargos 100% variable: se asumen los peajes de red publicados por la CNMC en su informe sobre la Orden que establece los peajes de 2019 y los cargos se hacen 100% variables.

¹¹ La Circular 3/2014 de la CNMC estableció su metodología de cálculo de los peajes de red. En el informe anual sobre la orden de peajes del Ministerio, la CNMC publica los peajes de red que resultarían de aplicar esta metodología a los costes de las actividades de transporte y distribución.

Figura 4. Reparto entre parte fija y variable de la factura (antes de impuestos) para los casos del análisis de sensibilidad. Fuente: Elaboración propia UNEF



El análisis de sensibilidad permite comprobar de manera general que aumentos en el término de potencia alargan los plazos de amortización de las instalaciones de autoconsumo. Por ello, el caso en el que todos los costes se recuperan a través del término de potencia se muestra el peor de los escenarios para el autoconsumo. Los otros dos casos, supondrían mejoras respecto a la situación actual pero sin embargo, la amortización de las instalaciones domésticas seguiría del orden de 10 años. Estas dos opciones seguirían teniendo pesos altos de la parte fija si comparamos con los países de nuestro entorno.

Tabla 2. Resultados del análisis de sensibilidad amortización autoconsumo¹².

Fuente: Elaboración propia UNEF

	Caso base		Análisis de sensibilidad					
	Peajes actuales		1. Peajes de red y cargos 100% fijo		2. Peajes de red 100% fijo y cargos 100% variable		3. Peajes de red Circular 3/2014 y cargos 100% var.	
	Amort.	TIR 30a	Amort.	TIR 30a	Amort.	TIR 30a	Amort.	TIR 30a
Doméstico	11	8,9%	12	7,7%	10	9,2%	10	9,4%
Comercial	7	13,7%	10	9,5%	6	15,5%	6	15,9%

Hay que resaltar el impacto que tendría una configuración de 100% fijo para el consumidor comercial. Aunque pueda parecer que un aumento de 3 años no es excesivo, en la práctica, este tipo de inversiones se realizan para plazos de amortización de 5-7 años. Cuando se exceden dichos valores, simplemente no se llevan a cabo, por lo que exceder el umbral de 7 años, impediría en general el despliegue de autoconsumo para estos consumidores.

¹² El cálculo de los peajes en los casos de sensibilidad se hace manteniendo la facturación para el sistema que consiguen los peajes actuales para sendos consumidores tipo doméstico y comercial. Los resultados son el periodo de amortización de la inversión (Amort.) y la Tasa Interna de Retorno a 30 años (TIR 30a).

En definitiva, es importante que la configuración tarifaria no impida que el autoconsumo renovable sea atractivo para el consumidor. Para cumplir los objetivos de introducción de renovables, el autoconsumo debe pasar de ser adoptado por personas y empresas concienciadas ambientalmente a ser un producto masivo. Cuanto menor sea el término de potencia y mayor el de energía, mayores serán los ahorros económicos de la instalación y, por tanto, mayores probabilidades de implantación del autoconsumo.

3. La tarifa actual dificulta el desarrollo de la infraestructura de carga del vehículo eléctrico, creando una barrera de entrada a su introducción

Una tarifa con un alto término de potencia no se adapta al perfil de uso de la red que realizan las estaciones de recarga del vehículo eléctrico situadas en carretera (también llamadas electrolineras). Este tipo de instalaciones, consumen una gran cantidad de energía en periodos cortos, unos 20-30 minutos, por lo que requieren potencias contratadas elevadas (del orden de 50 kW¹³), estando ociosas el resto del tiempo.

Este efecto se agrava en una fase incipiente de la adopción del vehículo eléctrico como la actual, en la que es previsible que los puntos de recarga estén infrautilizados (menos de cinco recargas diarias). Al tener que pagar por la potencia independientemente del uso, el precio al que el propietario de la infraestructura de recarga tendría que valorar la electricidad para rentabilizar la instalación, sería superior al repostaje de gasolina o diésel de un vehículo convencional, impidiendo su explotación comercial.

Si la estructura tarifaria dificulta que sea rentable la actividad de recarga (manteniendo un coste atractivo para el consumidor), se hace más difícil el interés de desarrollar puntos de recarga. En ese caso, se retrasará el desarrollo de la infraestructura de recarga, al depender de medidas directas de la administración pública, frenando la penetración en el mercado del vehículo eléctrico. Hay que destacar que la disponibilidad de infraestructura de recarga es la mayor barrera que resaltan los consumidores al considerar comprar un coche eléctrico.

Además de suponer una barrera para el despliegue de la infraestructura de recarga rápida, la estructura tarifaria actual también desincentiva la carga lenta en vivienda en determinados casos.

Si el propietario del vehículo vive en un edificio plurifamiliar que cuenta con garaje, pero no puede conectar su instalación de recarga a su vivienda, puede tener que contratar dos términos de potencia separados, uno específico para la recarga del vehículo eléctrico y otro general para su vivienda. Este consumidor estaría pagando un recargo por la energía para cargar su vehículo puesto que en realidad estaría usando

¹³ La tendencia de la tecnología lleva a instalaciones de recarga de mayor potencia. Actualmente, ya se pueden instalar de 100 kW y se están desarrollando las de carga súper rápida, de 350 kW.

la misma potencia de la red que si lo cargara en su propia vivienda ya que en general, la carga la haría por la noche, cuando la demanda en su casa es reducida.

En definitiva, una tarifa con un elevado término de potencia dificulta la rentabilidad de las estaciones de recarga, dificultando su desarrollo y frenando la introducción del vehículo eléctrico.

5. Conclusiones

El reparto entre los términos fijo y variable de la estructura tarifaria actual es consecuencia de sucesivas subidas del término de potencia que se produjeron entre 2012 y 2015. Estas subidas obedecían a dos objetivos: uno recaudatorio, que trataba de aumentar los ingresos del sistema para disminuir el déficit de tarifa, y otro de política energética, la voluntad de frenar el desarrollo del autoconsumo.

Sobre la cuestión recaudatoria, ya se ha expuesto anteriormente (ver Cuadro en página 4) que los ingresos obtenidos por término de potencia siguen la **curva de Laffer**, por lo que un aumento del mismo no maximiza necesariamente los ingresos para el sistema¹⁴. Esto se debe a que la potencia contratada por los consumidores se muestra sensible a la señal de precios de los peajes.

Esta sensibilidad de la potencia contratada contrasta con la baja variabilidad de la electricidad consumida anualmente, que en los últimos nueve años ha tenido una máxima desviación del +7% frente al valor mínimo de la serie. Esta menor variabilidad en el consumo anual aseguraría la recuperación de costes empleando tarifas con mayor peso de cargos variables o de energía. Además, en caso de que la recaudación superase los costes del sistema, el excedente generado iría a una bolsa que podría cubrir futuros desajustes negativos o reducir el déficit acumulado.

Tabla 3. Evolución histórica de la demanda anual de electricidad.

Fuente: Elaboración propia con datos de REE

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Volumen (TWh)	261	256	252	246	243	248	250	250	254
Desv. vs. Mín.	7%	5%	4%	1%	-	2%	3%	3%	4%

Al recaudar las tarifas actuales aproximadamente un 60% de los costes para el sistema a través del término fijo¹⁵, pasar a recuperar los costes principalmente a través del término variable puede parecer disruptivo. Este tipo de argumentos se apoyan en la falsa creencia de que los costes fijos solamente se pueden cubrir con ingresos fijos.

¹⁴ Aunque en el ejercicio 2013 la recaudación no disminuyó, el crecimiento en los ingresos estuvo afectado por el aumento de la demanda de energía frente a las previsiones.

¹⁵ Para un consumidor tipo doméstico 2.240 kWh y 4,6 kW y los peajes de la tarifa 2.0 A (Término de potencia 38 €/kW·año y Término de energía 44 €/MWh) los ingresos para el sistema se obtienen en un 64% por el término fijo y un 36% por el variable).

Como se ha visto en la comparación internacional, los países analizados realizan este ejercicio de 'variabilización' recuperando los costes del sistema, que en su mayoría pueden ser fijos, mediante el término de energía.

De hecho, para la mayor partida económica del Estado, que son los Presupuestos Generales, ésta es la práctica realizada para hacer iguales gastos e ingresos públicos. El Gobierno determina anualmente la cuantía de las diferentes partidas de costes y éstas son sufragadas por la recaudación obtenida mediante impuestos variables, como son el Impuesto sobre Renta de las Personas Físicas, el Impuesto de Sociedades, el Impuesto sobre el Valor Añadido y los Impuestos Especiales entre otros.

En segundo lugar, sobre la cuestión de política energética, el autoconsumo ha sido identificado como una de las medidas claves para la transición energética. En el primer borrador del paquete de energía limpia para todos los consumidores, publicado en 2016 por la Comisión Europea ya se hacía referencia a la necesidad de facilitar a los consumidores generar su propia energía. En la directiva de energías renovables, aprobada en diciembre de 2018, se insta a los estados miembros a reconocer el derecho de los consumidores a generar energía renovable (art.21).

A nivel nacional, el autoconsumo es reconocido en el PNIEC como uno de los tres pilares en los que debe apoyarse la consecución de los objetivos de generación de electricidad a partir de fuentes de renovables¹⁶. Asimismo, el plan destaca la capacidad del autoconsumo para *“favorecer nuevas fuentes de inversión en la descarbonización, una mejor integración y aceptación de las infraestructuras energéticas en el territorio, la reducción de pérdidas por transporte y distribución, el aprovechamiento del espacio urbano para la generación renovable, una mayor concienciación energética en la sociedad y el surgimiento de nuevos modelos de negocio”*.

En definitiva, las condiciones en las que se apoyaron las sucesivas subidas del término de potencia producidas durante los años 2012 a 2015 ya no están vigentes. Estas subidas crearon una situación de anomalía a nivel internacional y envían una señal incorrecta a los consumidores.

La revisión de la metodología tarifaria, que se está realizando este año, entendemos que debe alejarse de un enfoque puramente teórico de asignación de costes. La construcción de la señal de precios de los diferentes vectores energéticos forma parte de la política energética y social. Esta observación que alcanzaría pleno consenso si se tratara de fiscalidad, es igualmente válida en la discusión sobre peajes y cargos regulados. La metodología que se defina debe considerar los elementos de política energética necesarios para la transición de forma que la tarifa resultante incentive su implantación.

¹⁶ Conjuntamente con desarrollo de proyectos de generación a gran escala e integración de renovables en el sistema eléctrico.

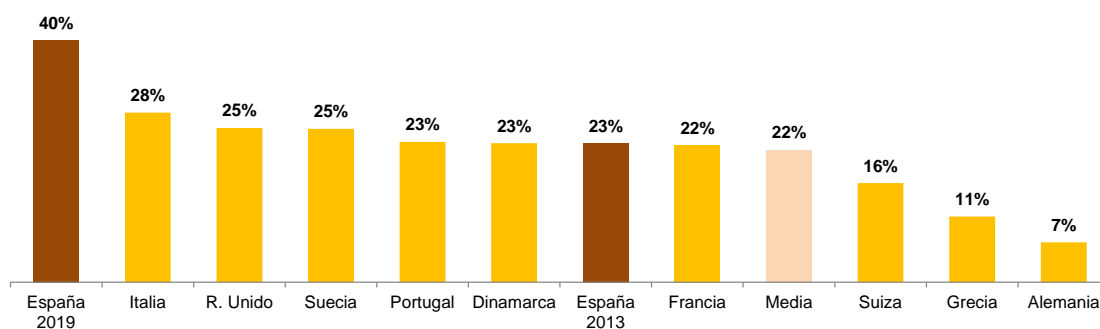
Como se ha expuesto, repercutir los costes del sistema en el término de potencia supondría un freno a las políticas más innovadoras identificadas en el PNIEC. El efecto negativo de un alto término de potencia como el actual en el autoconsumo, la eficiencia energética y el vehículo eléctrico retrasan la transición energética y alejan el cumplimiento de los objetivos medioambientales del país.

Antes de concluir, hemos de resaltar de nuevo que el análisis de UNEF no trata sobre la metodología tarifaria a implementar por la CNMC o el Ministerio en el seno del proceso de revisión en marcha este 2019. Este informe da un paso adelante y se centra en la señal de precios de la electricidad que resultará de esta revisión. Nuestra recomendación, para que no sean desincentivadas las políticas de la transición energética (e incluidas en el PNIEC), es que la señal de precios reduzca el componente fijo frente al variable respecto a la tarifa actual.

Por todo lo anterior, entendemos que como resultado de la revisión tarifaria debería reducirse el término de potencia y aumentar el de energía para que el reparto entre las partes fija y variable de la factura eléctrica se situase alrededor de 25%-75% respectivamente para un consumidor medio.

Se trataría simplemente de volver a una situación similar a la anterior a las subidas, en la que el peso de la parte fija de la factura se acercaría (aunque por encima) a la media de los países de nuestro entorno, deshaciendo la anomalía explicada anteriormente.

Figura 5. Peso de la parte fija en la factura (antes de impuestos) en diferentes países europeos para un consumidor doméstico y España en 2019 y 2013. Fuente: Elaboración propia UNEF



Bibliografía

Documentos consultados:

- Informe del Ministerio sobre la propuesta de que establece los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019
- Informe de la CNMC sobre la Orden que establece los peajes de acceso de energía eléctrica de 2019
- Informe 14/2013 de la CNE sobre la propuesta de orden por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica
- Informe de la CNMC sobre la liquidación complementaria del ejercicio 2013
- Informe 35/2012 de la CNE sobre la propuesta de orden por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial
- Boletín de indicadores eléctricos de Abril 2019, CNMC
- Órdenes ministeriales por las que se establecen los peajes de acceso de los consumidores de electricidad (desde 2012 a 2019)

Datos del análisis comparativo aportados por:

- Agencia Internacional de la Energía
- Solar Power Europe
- Gestore dei Servizi Energetici GSE (Italia)
- Syndicat des énergies Renouvelables (Francia)
- Associação Portuguesa de Energias Renováveis APREN (Portugal)
- Solar Trade Association (Reino Unido)
- Hellenic Association of Photovoltaic Companies Helapco (Grecia)
- German Solar Association BSW (Alemania)
- Swissolar (Suiza)
- Danish European Energy (Dinamarca)
- Svensk Solenergi (Suecia)