



UNEF

Unión Española Fotovoltaica

PROPUESTA DE UNEF PARA LA DEFINICIÓN DE LOS CARGOS POR OTROS COSTES DEL SISTEMA

Marzo 2020

UNEF

Índice

Resumen ejecutivo	5
1. Antecedentes y marco regulatorio	10
2. Peajes de acceso actuales: una señal inadecuada.....	12
2.1 Origen de sucesivas subidas del término fijo para frenar el autoconsumo y aumentar la recaudación.....	12
2.2 Una tarifa que es una anomalía a nivel internacional.....	14
2.3 Una estructura regresiva que perjudica a los consumidores en situación de pobreza energética.....	16
2.4 Una tarifa que no impulsa la transición energética.....	17
3. Circular de peajes de la CNMC: una oportunidad perdida	20
3.1 La visión del Ministerio: excesivo peso del término fijo	20
3.2 El análisis de UNEF: una reforma que no va en buena dirección.....	22
3.2.1 El caso del consumidor residencial: el bajo peso del término variable diluye el efecto de la discriminación horaria	23
4. Propuesta de UNEF para la definición de los cargos	26
4.1 Consumidor residencial: una tarifa más variable es posible.....	27
4.1.1 Cálculo de los nuevos cargos	27
4.1.2 Impacto en la factura de consumidores distintos al medio	29

Resumen ejecutivo

La urgencia y la talla de la transformación necesaria para cumplir los **ambiciosos objetivos** marcados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) obligan a considerar el aspecto climático en toda revisión regulatoria. Por ello, para alcanzar estos objetivos es necesario que todas las señales dirijan el comportamiento de consumidores finales y empresas en la dirección adecuada.

Figura 1. Objetivo acumulado de ahorro de energía final 2021-2030.
Fuente: PNIEC



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, suponer un obstáculo. Por ello, la **tarifa eléctrica** resultante del proceso de revisión que comenzó con la aprobación del Real Decreto-Ley 1/2019¹, debe diseñarse de tal forma que sea un **impulsor de la transición energética**.

Este proceso de revisión ya ha quedado sellado en una de sus partes, la definición de los **peajes de acceso a la red** por parte de la **CNMC**. Desafortunadamente, la Comisión ha optado por un reparto de 75% fijo 25% variable resultando en unos peajes que **desincentivan la eficiencia energética**, así como otras transformaciones esenciales como el despliegue del autoconsumo y el almacenamiento.

Por suerte, aunque los peajes de red hayan sido aprobados, **existe margen** con la metodología de cargos **para influir en la señal de precios** mitigando los efectos no deseables que pudiera tener la metodología de la CNMC². Somos conscientes de que no todas las transformaciones que se requieren para la transición energética se ven beneficiadas por el mismo diseño tarifario. El ejercicio de tarificación es siempre un

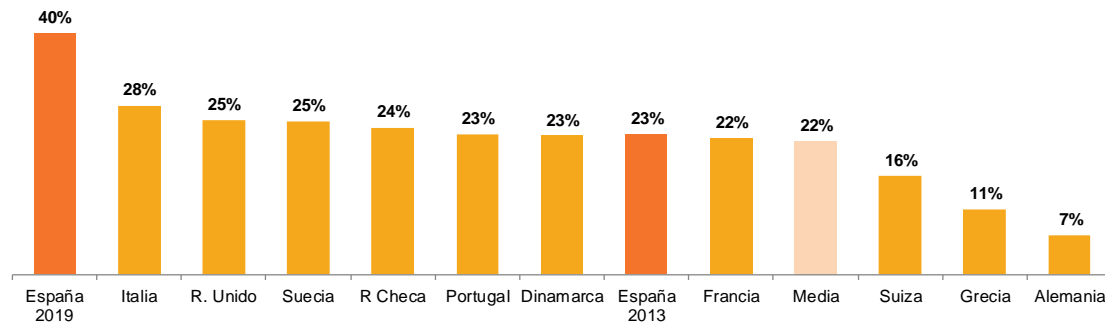
¹ Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural.

² Para el ejercicio 2019, los costes a recuperar vía cargos representaron un 59% del total, frente a un 41% de las redes.

compromiso entre diferentes principios y objetivos, simplificados generalmente en el peso de los términos fijo y variable.

La tarifa actual está **lejos de este compromiso**. Tras las subidas del término fijo que se sucedieron entre 2012 y 2015 la tarifa es una **anomalía internacional**: España es el país con mayor peso del término fijo de todos los países europeos.

Figura 2. 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



El efecto distorsionador de la actual señal de precios se observa especialmente en la **eficiencia energética**. Si el consumidor paga un alto precio simplemente por estar conectado, observa que el coste de su suministro no es sensible a su consumo y pierde el incentivo a reducirlo. La gran mayoría de los consumidores, especialmente los del sector residencial, aunque tengan disponible un abanico de medidas para reducir su consumo al no ver una señal de precios fuerte, no las implementan.

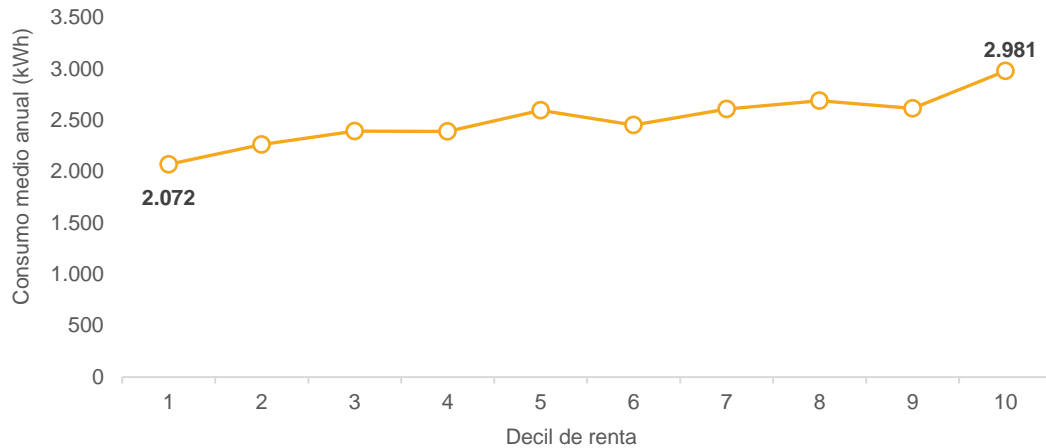
Asimismo, una tarifa con predominancia del término fijo retrasa la amortización del autoconsumo y desincentiva la implantación de los elementos más innovadores del PNIEC como la gestión integrada de la demanda, además de dificultar la implantación del vehículo eléctrico.

El efecto de un alto peso del término fijo afecta de forma más acusada a los consumidores en situación de **pobreza energética**. Aunque estos consumidores en general no pueden invertir en equipos más eficientes, sí intentan reducir su consumo todo lo posible realizando esfuerzos por ahorrar.

Sin embargo, con un alto término de potencia se les está **limitando su capacidad para reducir su factura**. Es por esto que un diseño tarifario como el actual con un alto término fijo es en sí **regresivo**.

Además, al contrario de lo que llega a afirmarse, es sencillo demostrar que **existe una relación positiva entre renta y consumo de electricidad**: el consumo de los hogares del decil de renta más alto es **un 43% más alto** que el del decil de renta más bajo.

Figura 3. Consumo de energía eléctrica (kWh/año) por hogar en distintos deciles de renta.
Fuente: UNEF con datos de la Encuesta de Presupuestos Familiares del INE de 2018



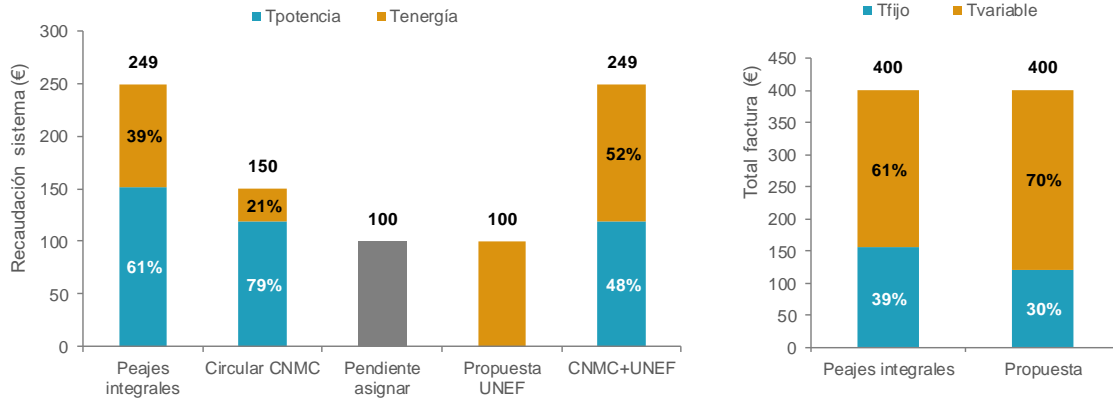
Desde UNEF entendemos que debe aprovecharse la oportunidad con la metodología de cargos para **aumentar el peso del término variable** en la tarifa eléctrica. Se trata de corregir los efectos distorsionadores de la tarifa actual y acercarnos a la media europea, volviendo a la situación anterior a las subidas.

Como apuntaba el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) en su Informe sobre la Propuesta de Circular de peajes de la CNMC, un peso del 25% del término variable resulta “insuficiente”, debiendo servir como **punto de partida** para una **mayor “variabilización”**. La reducción del término fijo está incluida también en el *Acuerdo para un gobierno de coalición PSOE – Unidas Podemos* firmado en diciembre de 2019.

La propuesta de UNEF es recuperar los otros costes del sistema a través de **cargos eminentemente variables**. Se trataría de añadir cargos variables a los peajes diseñados por la CNMC asegurando que se mantiene la recaudación para el sistema. Con esta tarifa se alcanzaría el compromiso buscado, incentivando la eficiencia, el autoconsumo y las transformaciones antes comentadas, al mismo tiempo que seguiría siendo rentable la electrificación.

Siguiendo esta propuesta, para cada grupo tarifario se debería obtener la recaudación generada por los peajes de la CNMC para el consumidor medio y diseñar cargos variables de forma que cubran el resto de la recaudación. Realizando esta operación para el consumidor doméstico puede verse que de un peso actual del término fijo del 39% se pasaría a un 30%, aún muy lejos por encima de la media europea que se sitúa en el 22%, pero una reducción considerable.

Figura 4. Cálculo de cargos para el sector residencial (tarifa 2.0A).
Fuente: Elaboración propia UNEF



En cuanto a la discriminación horaria, esta metodología permitiría tanto un cargo constante aplicado a los tres periodos de la Circular de la CNMC como distintos valores según el periodo. Si se distribuye de forma **constante** en todos los periodos, resultaría para la tarifa 2.0 A un cargo únicamente variable de **45 €/MWh**. En caso de que se quisiera introducir la distribución horaria, una propuesta (que también permitiría mantener constante la recaudación) sería: P1 80 €/MWh P2 37 €/MWh y P3 27 €/MWh.

Figura 5. Término de energía 2.0 A Día laborable (€/MWh) - Uniforme en los tres periodos.
Fuente: Elaboración propia

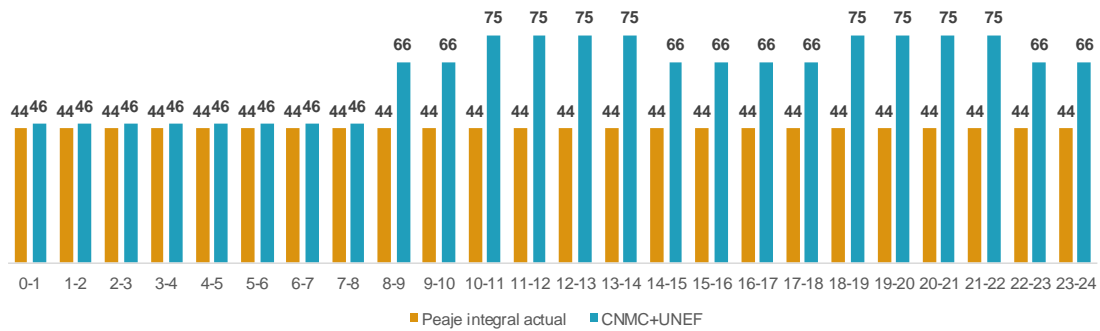
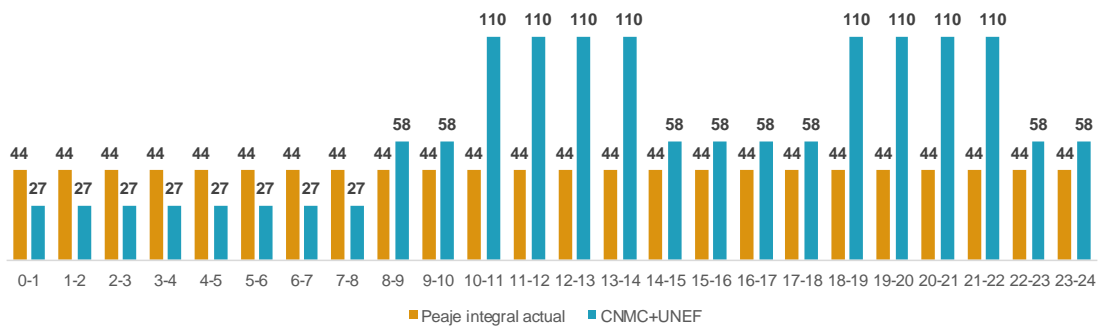


Figura 6. Término de energía 2.0 A Día laborable (€/MWh) - Variable según periodo.
Fuente: Elaboración propia



Como se observa en las gráficas anteriores, con un cargo constante se superaría el valor actual del peaje integral, de 44 €/MWh en todas las horas. Si el cargo incluye discriminación horaria, con la propuesta realizada, estaría por encima en punta y llano

y por debajo en valle. En todo caso, si se quiere reducir el peso del término fijo y caminar hacia una mayor variabilización es inevitable que aumente de manera general.

Planteada la propuesta, ante el incremento que tendrían los términos de energía de la señal formada por peajes y cargos, cabe resaltar que, aun así, la tarifa propuesta seguiría recuperando un **48% de los costes** a través **del término fijo**. Además, teniendo en cuenta la contestación habitual a tarifas más variables, entendemos que son necesarias ciertas aclaraciones.

En ocasiones se plantea el alto peso del término fijo de la tarifa actual como un elemento necesario para la electrificación. Según este argumento, un incremento del término variable no permitirá la sustitución de usos térmicos por eléctricos, al estar desincentivando el consumo de electricidad.

De partida, **no ha de confundirse un mayor consumo** de electricidad, que no es deseable per sé (aumenta los costes del sistema tanto económicos como ambientales) **con la electrificación** (que si es renovable permite la reducción de emisiones). Como mostraba la Figura 1, la eficiencia energética también debe aplicarse al consumo de energía final, no solo al primario.

Pero es que además, de manera general, la competitividad de la electricidad frente a los combustibles fósiles otorga un margen para aumentar el variable de la tarifa sin afectar la rentabilidad de estas transformaciones. Para uno de los casos más característicos, la **bomba de calor**, se puede demostrar que **con la tarifa propuesta por UNEF** en la que los cargos son 100% variables, **los ahorros económicos** que consigue la bomba frente a la calefacción de gas natural **no se ven afectados** (ver Caja en el punto 2.4).

Además, en esta cuestión, desde UNEF entendemos que es necesaria una adaptación de la **fiscalidad de la energía** a la transición ecológica que traslade a los combustibles fósiles como el gas natural y los hidrocarburos líquidos entre otros las externalidades negativas que generan con sus emisiones.

En definitiva, el diseño de la tarifa eléctrica debe ser tal que, en el propio sector eléctrico, **sea una señal** adecuada que genere los comportamientos necesarios para la transición energética. Se debe encontrar un compromiso entre la incentivación de diferentes transformaciones, lo que el alto peso del término fijo de la tarifa actual (el más alto de Europa) no permite.

Recuperar los **cargos** por otros costes del sistema de forma **eminente variable** permitiría acercarnos a la media europea y encontrar este compromiso, promoviendo la eficiencia energética y el autoconsumo sin dejar de hacer rentable la electrificación.

1. Antecedentes y marco regulatorio

El RD-Ley 1/2019, realizó una **redistribución de competencias** entre el MITECO y la CNMC que afectó, entre otros, a la asignación del órgano responsable de la definición de las metodologías de peajes y cargos del sistema eléctrico.

Con el actual reparto de competencias:

- Corresponde a la CNMC la elaboración y aprobación de una metodología de cálculo de los **peajes de acceso a las redes** de transporte y distribución, que deberán sufragar los costes de las mismas.
- Corresponde al Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO) la elaboración y aprobación de una metodología de cálculo de los **cargos** que deberán sufragar los **otros costes del sistema** (régimen retributivo específico, déficit de tarifa, no peninsulares, etc.).

Hasta ahora los peajes de acceso son '**integrales**' incluyendo tanto los peajes de red como los cargos por otros costes del sistema de forma indistinta en una sola señal de precios. El objetivo de esta reforma era que para el año 2020, una vez se hubieran aprobado estas metodologías, se desagregaran estos peajes integrales actuales en una nueva tarifa de acceso compuesta por la agregación de peajes de red y cargos por otros costes del sistema.

En mayo de 2019 el MITECO abrió un proceso de consulta pública previa para la elaboración de la metodología de cálculo de cargos. Desde UNEF respondimos a dicha consulta, pero el procedimiento de elaboración de la norma no continuó. Durante el año 2019 (y hasta hoy) no se ha publicado la propuesta de Real Decreto de cargos.

Por su parte, la CNMC publicó en julio de 2019 su Propuesta de Circular de peajes de transporte y distribución³ abriendo un periodo de alegaciones, al que también participamos desde UNEF. Una vez cerrado el plazo y habiéndose convocado la Comisión de Cooperación recogida en el RD-L 1/2019 entre Gobierno y CNMC, la Comisión publicó revisado el texto de su Propuesta de Circular el 4 de diciembre de 2019 para su envío al Consejo de Estado.

Ante la posibilidad de que a 31 de diciembre de 2019 no estuvieran aprobadas las normas necesarias para establecer cargos y peajes del año 2020, el MITECO en aplicación de la disposición transitoria segunda del Real Decreto-ley 1/2019 aprobó la Orden TEC/1258/2019⁴ estableciendo la prórroga de los peajes del año 2019 "*hasta la entrada en vigor de los peajes de electricidad*" a fijar por la CNMC.

Por su lado, la propuesta de circular publicada por la CNMC para su envío al Consejo de Estado en diciembre supeditaba la aprobación de los peajes a la aprobación de los

³ Propuesta de Circular xx/2019, de 2 de xxx, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

⁴ Orden TEC/1258/2019, de 20 de diciembre, por la que se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2020 y se prorrogan los peajes de acceso de energía eléctrica a partir del 1 de enero de 2020

cargos por otros costes del sistema, a desarrollar por el MITECO. La propuesta de circular fue aprobada finalmente como **Circular 3/2020**⁵.

En definitiva, para la entrada en vigor de la nueva estructura tarifaria, al haber desarrollado ya la CNMC su metodología y aprobado la Circular de peajes de red, **queda pendiente el desarrollo y aprobación de la metodología de cargos por parte del MITECO.**

El objetivo de este documento es presentar la propuesta de UNEF para la elaboración de esta metodología de cargos de forma que la **tarifa resultante** (de los nuevos peajes y cargos) sea un **impulsor de la eficiencia energética.**

Para ello, en primer lugar, se expone la propuesta realizada por la CNMC para los peajes de transporte y distribución y a continuación se detalla la propuesta de UNEF para la definición de cargos.

⁵ Circular 3/2020, de 15 de enero por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad

2. Peajes de acceso actuales: una señal inadecuada

Las tarifas de acceso actuales se basan en dos componentes:

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

Como se ha comentado, estos peajes de acceso son '**integrales**', es decir, incluyen tanto peajes de red como cargos por otros costes del sistema de forma indistinta en una sola señal de precios.

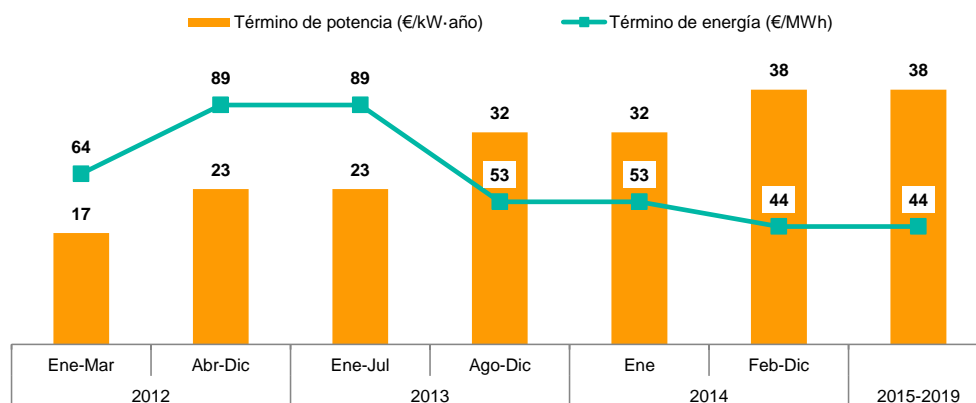
Esta estructura es la misma para todos los tipos de consumidor, aunque para los de media y alta tensión (y las tarifas de discriminación horaria de baja tensión), la estructura se replica en cada uno de los periodos tarifarios (tramos temporales en los que se divide el año) con diferentes precios por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

2.1 Origen de sucesivas subidas del término fijo para frenar el autoconsumo y aumentar la recaudación

Los valores actuales de los precios de los peajes integrales son resultado de sucesivas subidas del término de potencia y bajadas del término de energía, que se produjeron entre 2012 y 2015, como puede observarse en la figura siguiente para el consumidor residencial.

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 7. Evolución de los precios de los peajes de acceso de la tarifa residencial (2.0A).
Fuente: Órdenes ministeriales

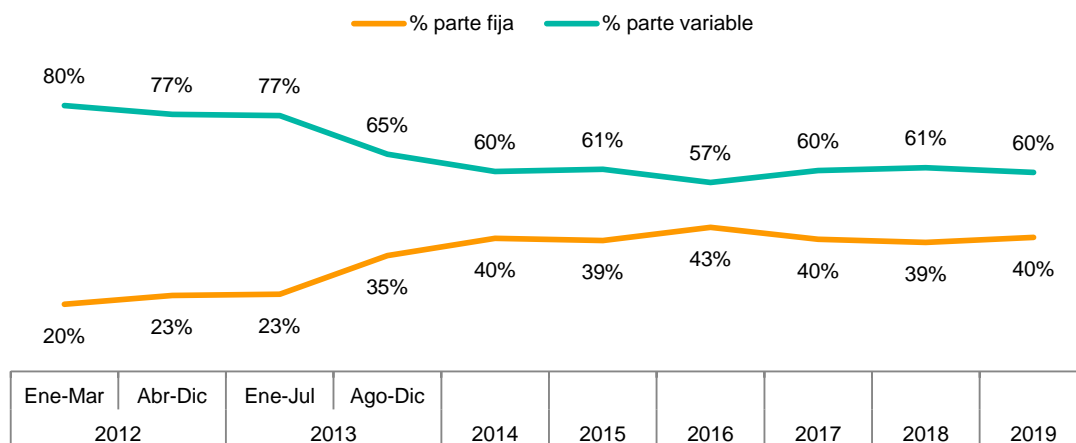


Estas subidas del término de potencia, justificadas como una forma de incrementar la recaudación del sistema (lo que consiguieron muy por debajo de las previsiones

iniciales) aumentaron significativamente la parte fija⁶ de la factura, es decir, lo que el consumidor paga simplemente por estar conectado.

De hecho, el reparto entre parte fija y variable de la factura para un consumidor medio doméstico⁷ se ha incrementado desde valores 20%-80% en 2012 a valores 40%-60% hoy en día.

Figura 8. Evolución del reparto entre parte fija y variable de la factura (antes de impuestos) para un consumidor tipo doméstico. Fuente: Elaboración propia UNEF



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, la experiencia ha demostrado que los ingresos obtenidos por término de potencia siguen la **curva de Laffer**, por lo que un aumento del mismo no maximiza necesariamente la recaudación. En agosto de 2013 el término de potencia de la tarifa doméstica subió un +37%, estimándose (en el informe sobre la propuesta de orden) un incremento de la recaudación de +885 millones. Sin embargo, al cerrar el ejercicio, aun habiéndose superado la demanda de energía que se estimaba inicialmente, el **incremento de facturación** por peajes se quedó en +148 millones, es decir, **fue 737 millones de euros inferior a las previsiones** del Ministerio.

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

⁶ 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.

⁷ Se ha tomado el consumidor **medio de la tarifa 2.0**, la habitual del sector residencial 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.

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 renovables⁸. 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**. Al contrario, las prioridades de política energética actuales son muy distintas a las que se dieron aquellos años. Además, se ha demostrado que un mayor término de potencia no es garantía de una mayor recaudación, puesto que los consumidores responden a la señal de precios bajando su potencia contratada.

2.2 Una tarifa que es una anomalía a nivel internacional

En un informe realizado por la Comisión Europea en 2016 que acompañaba la propuesta de Directiva de Mercado Eléctrico del Paquete de Invierno se comparaba el peso fijo-variable de **las tarifas de acceso** (no el conjunto de la factura) de los distintos países europeos. En dicho informe se muestra cómo en Europa son mayoría los países en los que hay mayor peso del término variable frente al fijo en la tarifa de acceso.

Para el consumidor doméstico (*household consumers*), como puede verse en la Tabla 1, los siguientes países tienen un mayor peso del término variable frente al fijo en la tarifa de acceso: Austria, Chipre, República Checa, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Italia, Luxemburgo, Polonia, Portugal, Rumanía, Eslovaquia, Eslovenia y el Reino Unido.

Mientras que solo hay dos países, además de España, en los que sea mayor el peso del término fijo que el variable en la tarifa de acceso para el consumidor doméstico: Suecia y Países Bajos. En este estudio, la **media europea de peso del término fijo** en la tarifa de acceso para el consumidor doméstico era del **31%**.

⁸ Conjuntamente con desarrollo de proyectos de generación a gran escala e integración de renovables en el sistema eléctrico.

Tabla 1 Comparativa europea de tarifas de acceso. Fuente: Comisión Europea⁹

Tariff structure elements	Tariff component for household consumers	Tariff component for small industrial consumers	Tariff component for large industrial consumers
Member states where the volumetric element weights over 50% of the DSO tariff	AT, CY, CZ, FR, DE, GR, HU, IT, LU, PL, PT, RO, SK, SI, GB	CY, CZ, FI, FR, DE, GR, HU, RO, SE, SK, GB	AT, CY, FI, FR, GR, HU, PL, RO, SE, SK, SI, NL, GB
Member states where the capacity element + fixed charge weights over 50% of the DSO tariff	ES, SE, NL	AT, IT, LU, PL, PT, SI, ES, NL	CZ, DE, IT, LU, PT, ES
EU capacity element + fixed component average	31%	46%	42%
EU volumetric element average	69%	54%	58%

Note: Bulgaria and Latvia are not included in the survey, Netherlands has a 100% capacity based tariff for households and small industrial consumers as the only country in the EU. In DK, Finland, Luxembourg and Malta time-of-use tariffs are not available for household customers.

Source: Copenhagen Economics, VVA Europe (2016) based on Mercados (2015) and Eurelectric (2013).

En definitiva, al mirar solo la **tarifa de acceso** (lo que los consumidores pagan por estar conectados), son mayoría los países en los que es mayor el término variable que el fijo, resultando España una anomalía a nivel europeo.

Estas conclusiones relativas al peso del término fijo en la tarifa de acceso pueden trasladarse a la parte fija en el **conjunto de la factura**. Como mostró el informe de UNEF *El papel de la tarifa en la transición energética* publicado el pasado año 2019, España es el país en el que la parte fija de la factura tiene un **mayor peso en Europa**.

En este estudio, a través de las asociaciones e instituciones supranacionales en las que participamos (Agencia Internacional de la Energía y *SolarPower Europe*) contactamos con representantes de los diferentes países que desglosaron la **tarifa residencial** aplicable en sus diferentes componentes y aportaron el **consumidor tipo para su país**¹⁰.

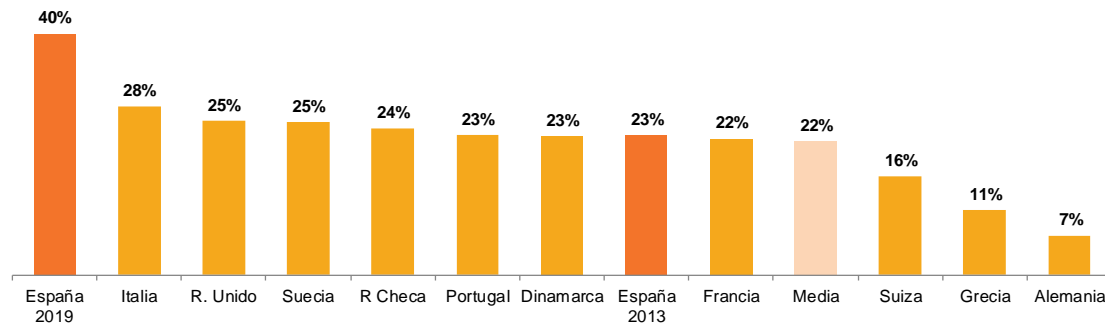
El resultado de dicha comparativa internacional fue que el peso de la parte fija de la factura en España (40%) **es el mayor de todos los países analizados** y 12 puntos superior al inmediatamente inferior.

⁹ COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPACT ASSESSMENT Accompanying the document Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity, PART 3/5, European Commission, 2016.

¹⁰ Para España el consumidor tipo fue caracterizado por UNEF como el **consumidor medio de la tarifa 2.0**, la habitual del sector residencial 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.

Figura 9. 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



En el gráfico se ha incluido también cómo sería el peso de la parte fija de la factura para una tarifa como la que había en España en 2013. Como se puede observar, simplemente volviendo a una situación anterior a las subidas, se resolvería la anomalía y la tarifa en España se encontraría en la media europea.

2.3 Una estructura regresiva que perjudica a los consumidores en situación de pobreza energética

Si el consumidor paga un alto precio simplemente por estar conectado, observa que el coste de su suministro no es sensible a su consumo y pierde el incentivo a reducirlo. La estructura tarifaria actual no transmite una señal de precios suficiente al consumo, **desincentivando la implementación de medidas de eficiencia energética** en consumidores domésticos¹¹. 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 implementan¹².

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 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.

Al contrario de lo que llega a afirmarse, sí **existe una relación entre renta y consumo de energía**. Esta relación ya ha sido sobradamente demostrada por la Asociación de Ciencias Ambientales (ACA) en sus sucesivos informes sobre la pobreza energética en España. Según ACA¹³, el 10% con menos ingresos tiene un gasto anual de 5,6 €/m², mientras que los hogares del decil de renta más alto gastan 7,9 €/m². Es decir, el consumidor con mayor poder adquisitivo gasta un 40% que el consumidor en una

¹¹ Las medidas de eficiencia en el sector residencial se identifican en general entre las más rentables en los análisis de curva de abatimiento.

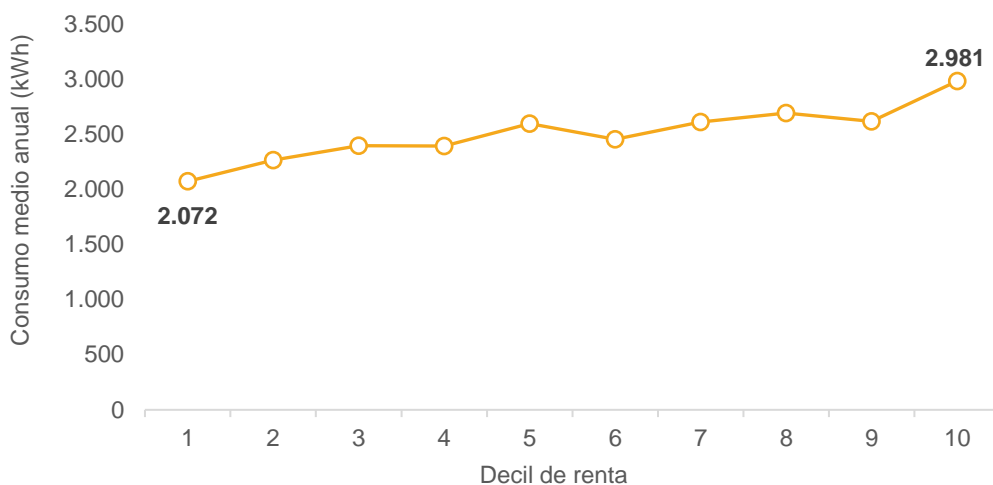
¹² También influyen otros factores como el problema del agente-principal.

¹³ 'Pobreza energética en España en 2018' Asociación de Ciencias Ambientales.

situación más vulnerable. Además, para el consumidor en el decil más bajo, 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%.

Desde UNEF hemos querido contribuir a esta discusión, extendiendo el análisis de ACA al **consumo de energía eléctrica**, y hemos alcanzado la misma conclusión. Empleando los datos de la Encuesta de Presupuestos Familiares de 2018 del INE, se observa cómo el consumo de electricidad por hogar aumenta con la renta. El consumo de electricidad de los hogares del decil de renta más alto es **un 43% más alto** que el del decil de renta más bajo.

Figura 10. Consumo de energía eléctrica (kWh/año) por decil de renta. Fuente: Elaboración propia UNEF con datos de la Encuesta de Presupuestos Familiares del INE de 2018



Sin embargo, con un alto término de potencia como existe actualmente, a los consumidores con menor renta disponible se les está **limitando su capacidad para reducir la factura**. Es decir, por mucho que se esfuercen en reducir el consumo, no se traducen sus ahorros energéticos en ahorros económicos. En la actualidad para estos consumidores, el peso de introducir pautas de consumo eficientes es mucho menor que el de reducir la potencia contratada.

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.

2.4 Una tarifa que no impulsa la transición energética

Existe consenso en que la eficiencia energética, el autoconsumo y la sustitución de combustibles fósiles por electricidad renovable, son elementos clave de la política

energética que requerimos como país para alcanzar el cumplimiento de los objetivos medioambientales.

Sin embargo, la implementación por parte del consumidor de medidas de eficiencia, la instalación de autoconsumo o la electrificación de usos térmicos no resultan de políticas de acción directa por parte de 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. Sin embargo, no todas las transformaciones que se requieren se ven beneficiadas por el mismo diseño tarifario, por lo que la **tarifa deberá ser siempre un compromiso entre diferentes posiciones**, simplificadas generalmente en el peso de los términos fijo y variable. Desde UNEF entendemos que la tarifa actual está lejos de este compromiso.

Respecto de la eficiencia, si el consumidor observa en su estructura tarifaria que el coste de su suministro no depende de su consumo, pierde el incentivo a reducirlo. Con la estructura tarifaria actual, **el alto peso del término de potencia no transmite una señal de precios suficiente**, como puede verse en el relativamente bajo grado de implementación de medidas de eficiencia energética en consumidores domésticos.

Respecto del autoconsumo, un alto término fijo de la tarifa en detrimento del variable reduce los ahorros que se generan por la instalación, especialmente en el sector residencial, que tiene menor consumo para su potencia contratada.

Sobre la sustitución de usos térmicos por electricidad, es cierto que un alto término fijo, incentiva el consumo de electricidad. Sin embargo, **no ha de confundirse un mayor consumo** de electricidad, que no es deseable per sé (aumenta los costes del sistema tanto económicos como ambientales) **con la sustitución** de usos térmicos por electricidad renovable (que es deseable para la reducción de emisiones). La **eficiencia energética también debe aplicarse al consumo de energía final**, no solo al primario.

La incentivación o no de la electrificación debe analizarse comparando con el coste de los usos térmicos equivalentes. Como se puede demostrar fácilmente (ver Caja en la página siguiente), la rentabilidad de esta sustitución se ve poco afectada por mayores pesos del término variable que los actuales.

En definitiva, la tarifa actual no envía una señal adecuada al consumidor por el alto peso del término fijo, desincentivando la adopción de medidas de eficiencia energética. Asimismo, la tarifa actual perjudica a los consumidores en situación de pobreza energética y retrasa la implantación del autoconsumo. El alto peso del término fijo de la tarifa actual deja un **elevado margen para elevar el peso del variable** sin dejar de hacer rentable la electrificación de usos térmicos.

La tarifa resultante de la revisión que se está realizando debería encontrar un **compromiso** entre estos elementos incentivando la eficiencia y el autoconsumo al

mismo tiempo que se mantiene la rentabilidad de la electrificación. Una tarifa en la que el peso del término fijo se reduce hacia el orden del 23% en consonancia con la media europea permitiría encontrar este compromiso.

Rentabilidad de la sustitución de usos térmicos: La bomba de calor

Una de las críticas habituales a una estructura tarifaria con un mayor término variable es la desincentivación de la electrificación, particularizada en la introducción de la bomba de calor en el sector residencial. Desde UNEF entendemos que en esta discusión es necesario **emplear argumentos numéricos** para cuantificar el impacto real.

Para un consumo como el de la bomba de calor (del orden de 700 horas de funcionamiento anual), un mayor término variable supondrá en todos los casos un incremento del coste total. Sin embargo, se puede demostrar que el **impacto de este incremento es mínimo** en comparación con los ahorros respecto al gas.

Se ha considerado un consumidor residencial con unos requisitos medios¹⁴ de electricidad y calor para calefacción y agua caliente sanitaria (ACS). Este consumidor pagaría 1,258 €/año impuestos incl. (503 € de electricidad y 755 € de gas) si tuviera calefacción y ACS de gas mientras que, si pasara esos consumos a la bomba de calor, con los peajes actuales, pagaría 843 €/año impuestos incl.

La cuestión es que con una tarifa de acceso como la propuesta en este informe (ver capítulo 4) en la que los cargos se asignasen solo al variable, este consumidor pagaría 874 €/año impuestos incl. Es decir, una tarifa en la que el 100% de los cargos se asignasen al término variable **no impacta prácticamente en la rentabilidad** de introducir la bomba de calor.

De unos ahorros del 33% frente a usar calefacción de gas, se pasaría a unos ahorros del 31%, lo que prueba que **la tarifa puede ser más variable y al mismo tiempo, incentivar la electrificación.**

¹⁴ **Caracterización del consumo:** Cuadro 4 de la Memoria de la CNMC que acompañaba la revisión de la Circular de peajes (informe CIR/DE/002/19).

Caso base (electricidad y gas)

- **Electricidad:** consumo 2.230 kWh/año, potencia contratada 3,95 kW.
- **Gas:** consumo 10.185 kWh, para calefacción y agua caliente sanitaria.

Con bomba de calor (solo electricidad): consumo 4.125 kWh/año, potencia contratada 5,5 kW.

Cuantificación económica: se asume que ambos consumos se cubren por la tarifa PVPC (valor medio del año 2019, 110 €/MWh) para electricidad y la TUR 2 para el gas. La tarifa con mayor peso del variable se calcula partiendo de la tarifa de la CNMC y elevando el variable hasta que la facturación sea la misma que con los peajes de acceso integrales actuales (para el consumidor del caso base). Impuesto especial de electricidad 5,11%, Impuesto especial de hidrocarburos 0,234 c€/kWh; IVA 21%.

Bomba de calor: Potencia eléctrica 2,5 kW, COP 4.

3. Circular de peajes de la CNMC: una oportunidad perdida

Tras la aprobación en enero de 2019 del RD-Ley 1/2019 le correspondía a la CNMC la definición de una metodología de peajes de transporte y distribución. Esta asignación no representaba una novedad, puesto que la CNMC, siguiendo el mandato de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico ya desarrolló una metodología de peajes aprobada como Circular 3/2014, que no llegó a aplicarse al cálculo de las tarifas de acceso.

Sin embargo, en este caso, el mandato a la CNMC se acompañó por parte del Ministerio de las **Orientaciones de política energética**, aprobadas por Orden el 5 de abril de 2019¹⁵. Las Orientaciones establecían los principios que dicha metodología debía seguir y por la Orden se introducía la figura de la **Comisión de Cooperación**, que podía celebrarse a petición del Ministerio si la propuesta de la CNMC no se ajustaba a las directrices dictadas.

En cumplimiento del RD-Ley 1/2019 la CNMC elaboró la metodología de peajes de transporte y distribución y publicó en julio de 2019 su Propuesta de Circular, abriendo un periodo de alegaciones.

Por su parte, el MITECO publicó en septiembre de 2019 su Informe sobre la Propuesta valorando que ésta no proporcionaba “*con la suficiente intensidad las señales de precios correctas en un entorno de transición energética*”. Asimismo, el MITECO convocó la Comisión de Cooperación al considerar que la Propuesta no se ajustaba a las Orientaciones de política energética.

Vistas las alegaciones de los agentes y celebradas las reuniones de la Comisión de Cooperación, la CNMC publicó revisado el texto de su Propuesta de Circular el 4 de diciembre de 2019 para su envío al Consejo de Estado, aprobándola finalmente como Circular 3/2020 el 14 de enero de 2020.

3.1 La visión del Ministerio: excesivo peso del término fijo

En su informe sobre la Propuesta de Circular publicada en julio, el MITECO se expresaba en septiembre de 2019 de la siguiente forma:

*“Tal y como se explica a continuación, la estructura de peajes propuesta es excesivamente compleja, especialmente para los consumidores domésticos, y **no incentiva la eficiencia ni tampoco las transformaciones energéticas suficientemente, debido al excesivo peso de la parte fija** de los peajes que se propone. [...]*

¹⁵ Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

*En cuanto al diseño concreto, la propuesta de Circular establece una metodología de peajes por la que el grueso de los costes de las redes de transporte y distribución se recupera a través del término de potencia contratada. Es especialmente significativo que, en la red de baja tensión, los costes asignados se recuperan íntegramente a través de este término de potencia. De lo anterior se derivan unos peajes que **desincentivan claramente el autoconsumo, el almacenamiento y el ahorro y la eficiencia energética**, especialmente para los pequeños consumidores, al minimizar los ahorros económicos que pueden obtener con estas prácticas, fundamentales para alcanzar los objetivos de energía y clima.*

*Tanto la propuesta de Circular como su memoria mencionan la posibilidad de, alternativamente, repartir los costes de redes de baja tensión entre un 75% a través del término de potencia y un 25% a través del término de energía, lo que llevaría a que el consumidor doméstico tenga un 90% de su facturación de peajes imputado a su facturación por potencia contratada. Esta alternativa, **aun siendo insuficiente, se considera más acorde** para el cumplimiento de las orientaciones de política energética y **debería plantearse como un mínimo sobre el que poder evolucionar progresivamente hacia una mayor variabilización.***

En definitiva, el MITECO asociaba en su Informe el excesivo peso del término fijo a un **efecto desincentivador** del autoconsumo, el almacenamiento y el ahorro y la eficiencia energética “especialmente para los pequeños consumidores”.

Asimismo, planteaba que el peso de los términos fijo-variable en la definición de los peajes fuese como mínimo del 75%-25% respectivamente. Un peso del 25% se juzgaba como “insuficiente”, debiendo servir como punto de partida que permitiese aumentar la “variabilización”. Finalmente, la CNMC dejó en el 25% la asignación de los costes al término variable en la versión final de la Circular aprobada en enero de 2020.

Sobre la cuestión metodológica, el MITECO indicaba además que:

*“La metodología propuesta mantiene las características básicas de la metodología recogida en la Circular 3/2014 [...]. Como se ha dicho, las circunstancias actuales son **radicalmente distintas** a las de hace cinco años, por lo que este Ministerio considera que la metodología de la propuesta de Circular **puede no ser adecuada para dar con la suficiente intensidad las señales de precios correctas en un entorno de transición energética.** [...]*

*En este sentido, se comparte la conveniencia de establecer un mecanismo de revisión como el que se hace en la propuesta de Circular, si bien se considera que **la propuesta metodológica de partida debería tener un mayor grado de ambición.***

Posteriormente a la aprobación de la Circular 3/2020 no ha habido una valoración por parte del MITECO sobre la misma que permitiera conocer su análisis de las modificaciones introducidas por la CNMC.

3.2 El análisis de UNEF: una reforma que no va en buena dirección

Desde UNEF valoramos **positivamente** la realización de una metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución. Entendemos que una metodología que tenga además estabilidad puede suponer una mejora frente a la situación actual en la que los peajes pueden ser fijados con cierta arbitrariedad.

Entendemos por tanto como beneficiosa la elaboración de una metodología estable y predecible a largo plazo para establecer el reparto de costes de las redes eléctricas entre los consumidores. Eso sí, siempre y cuando dicha metodología cumpla con los principios de buenas prácticas regulatorias (eficiencia, objetividad, no discriminación, etc.) al mismo tiempo que **esté alineada con el proceso de transición energética** y facilite el cumplimiento de los objetivos del PNIEC.

Sin embargo, entendemos que la Circular de la CNMC **no resulta un incentivador** de la transición energética por el excesivo peso del término fijo respecto al variable. Aunque se hayan equiparado las tarifas 2.0 TD a las demás, un reparto de 75% fijo 25% variable no envía las señales adecuadas al consumidor, en particular para la implementación de medidas de **eficiencia energética**. Además, al equiparar las actuales tarifas 2.0 y 2.1 en la 2.0TD y la 3.0 y 3.1 en la 3.0 TD, para los consumidores de las tarifas 'bajas' (2.0 y 3.0), el peso del término fijo será mayor del 75%.

Además de desincentivar la transición energética, entendemos que un término fijo basado en la potencia contratada no cumple el principio de eficiencia en la definición de tarifas, por el que las mismas deben reflejar los inductores de los costes que deben asignarse.

La potencia contratada es una aproximación que se utiliza para interpretar el uso de la red por parte de los consumidores, por así decirlo de su 'consumo de potencia'. En un contexto de alta implantación de **contadores inteligentes** este 'consumo de potencia' puede conocerse de forma horaria trasladándose al término variable, ya que es el consumo en las horas pico el verdadero inductor de coste de las redes.

A continuación, sigue el análisis de UNEF de los peajes de la Circular de la CNMC. Al mantenerse en todos los niveles de tensión el peso 75%-25% fijo-variable, y con el objetivo de no extender este documento más allá de lo deseable, se incluye únicamente el caso del sector residencial.

3.2.1 El caso del consumidor residencial: el bajo peso del término variable diluye el efecto de la discriminación horaria

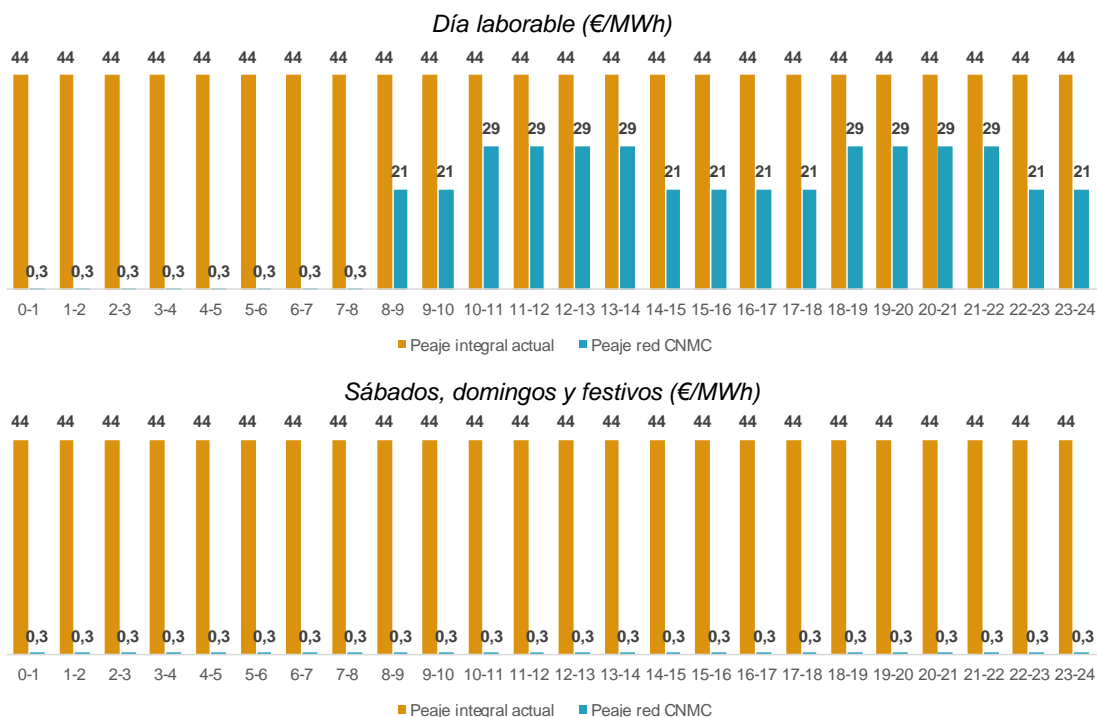
La propuesta inicial de la CNMC para la Circular de peajes aplicaba a todos los consumidores una tarifa basada en seis periodos diferentes para el término variable. En la versión final, como fue reclamado por UNEF y por el MITECO, se simplificó esta estructura para el consumidor de baja tensión dejando tres periodos: punta (P1), llano (P2) y valle (P3).

Como resultado, se tienen precios de los peajes de red distintos según:

- El día de la semana: los precios son iguales de lunes a viernes y sábados y domingos (y festivos),
- La hora del día: los precios de los días laborables en la península tienen:
 - Dos periodos de punta (P1): de 10 a 14 y de 18 a 22,
 - Dos periodos de llano (P2): de 8 a 10 y de 14 a 18,
 - Un periodo de valle (P3): de 22 a 8 del día siguiente.

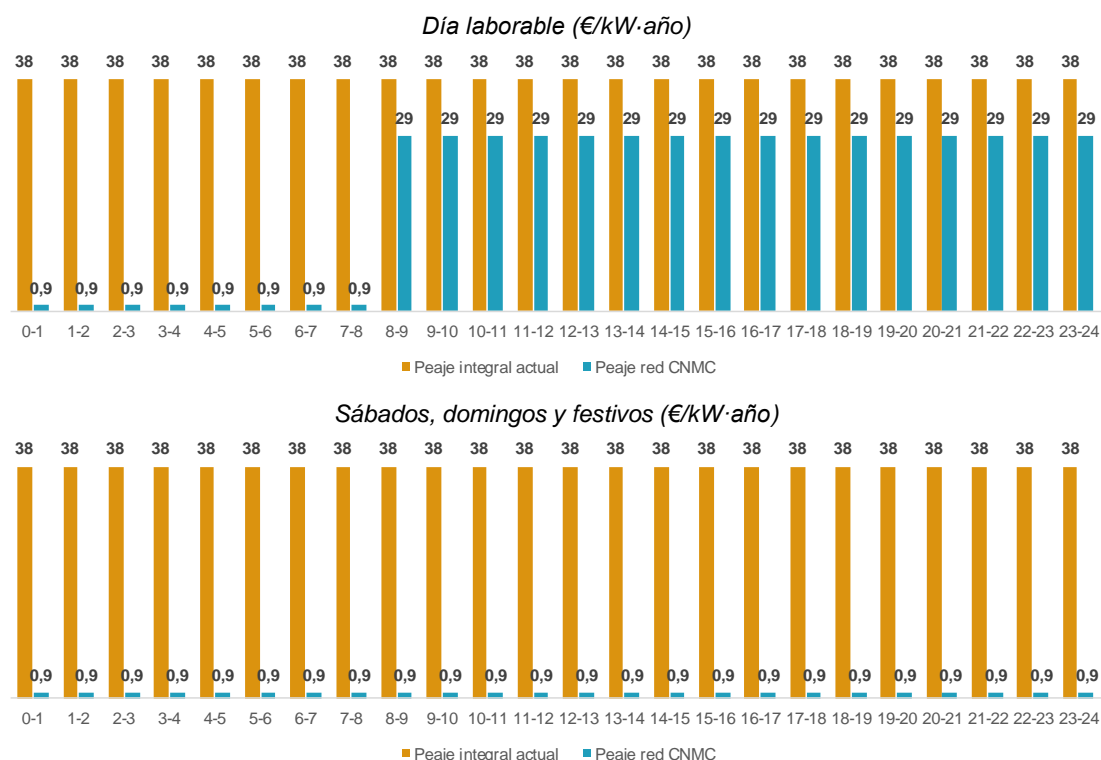
La estructura finalmente aprobada por la CNMC para el consumidor residencial (tarifa 2.0) no distingue entre temporadas (precios iguales durante todo el año), aunque sí entre días de la semana y festivos y entre las horas del día (de los días laborables), como muestran las siguientes figuras.

Figura 11. Término de energía de los peajes de red en la tarifa 2.0¹⁶.
Fuente: Elaboración propia UNEF



¹⁶ Tarifa 2.0 A para el peaje integral y 2.0 TD para los peajes de red de la CNMC.

Figura 12. Término de potencia contratada de la tarifa 2.0. Fuente: Elaboración propia UNEF



Desde UNEF celebramos que se haya aumentado el peso del término variable respecto a la propuesta inicial de la CNMC. Aunque, como también era reclamado por el MITECO, entendemos que un peso del 25% **sigue siendo “insuficiente”** y debería ser un punto de partida hacia una mayor variabilización de la tarifa. Según la Comisión, la discriminación horaria refuerza la señal de precios a la energía, pero el bajo peso del término variable en los peajes de red diluye este efecto.

Para ilustrar el bajo efecto incentivador de traslado del consumo a horas valle con los peajes de la Circular de la CNMC, sirve comparar la diferencia entre los periodos punta y valle de la tarifa de discriminación horaria supervalle (2.0 DHS) de los peajes integrales actuales, de **60 €/MWh**¹⁷, con los de la Circular, **de 29 €/MWh**. Esta diferencia de precio es insuficiente para que el consumidor doméstico desplace sus consumos y responda a la señal.

Además, resulta sencillo comprobar que el peso del 25% del término variable de la tarifa 2.0 TD de la Circular no se alcanzará en un consumidor medio de la actual tarifa 2.0A, la predominante (80%)¹⁸ en las tarifas 2.x y, por tanto, en el sector residencial.

Para ilustrar esto pueden usarse los datos de la propia CNMC del *Boletín de Indicadores Eléctricos de Abril 2019* que para 2018 permitía caracterizar al consumidor medio de la

¹⁷ Precios por periodo del término variable de la tarifa 2.0 DHS: Punta: 62,012 €/MWh, Valle: 2,879 €/MWh, Supervalle: 0,886 €/MWh.

¹⁸ 22 millones de consumidores tienen la tarifa 2.0 A frente a 26,5 millones del conjunto de las tarifas 2.x asociadas al sector residencial (Boletín de Indicadores Eléctricos de la CNMC de Abril 2019), representando por tanto la tarifa 2.0A el 80%.

tarifa 2.0 A con un consumo anual medio de 2.240 kWh (página 31) y una potencia contratada media de 4 kW (total de 87.689 MW, página 34 entre número de consumidores en página 31).

Estos datos de consumo anual deben distribuirse horariamente para poder aplicar los precios del término variable según periodo que plantea la CNMC. Para ello, se pueden emplear los perfiles de carga de REE publicados en su web para la aplicación del PVPC a consumidores domésticos que no tienen contador inteligente.

Empleando estos datos (la caracterización del consumidor medio 2.0 A obtenida de la CNMC y el perfil horario de REE), el **peso del término variable** que resulta es el **21%**.

Uno de los motivos que puede explicar este valor es que la Comisión, al fusionar en una sola tarifa todas las actuales 2.x, puede haber utilizado un consumidor tipo con mayor consumo que la tarifa 2.0 A. Sin embargo, empleando los datos de todas las tarifas 2.x para obtener el consumidor medio (del mismo Boletín de Indicadores), resultaría un consumo de 2.697 kWh y una potencia contratada de 4,35 kW, arrojando un peso del término variable del 23%, también inferior al 25% teóricamente objetivo.

4. Propuesta de UNEF para la definición de los cargos

Una vez se ha establecido la metodología de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, aprobada como Circular 3/2020, queda pendiente la definición de la **metodología de cargos** por otros costes del sistema eléctrico, que deberá aprobar el MITECO.

En la memoria de la Orden de peajes de 2019¹⁹ para este ejercicio los costes regulados del sistema eléctrico (unos 17.800 M€) se reparten entre 7.250 M€ (41%) que supone la retribución de las redes y 10.600 M€ (59%) el resto de costes.

Por ello, aunque la Circular de peajes se haya aprobado de forma definitiva, a la vista de los costes que han de recuperarse por una y otra vía, desde UNEF entendemos que **existe margen** con la metodología de cargos **para influir en la señal de precios** mitigando los efectos no deseables que pudiera tener la metodología de la CNMC.

Como apuntaba el MITECO en su Informe de septiembre sobre la Propuesta de Circular de peajes, un peso del término de potencia del 25% como ha aprobado la CNMC debe ser el punto de partida hacia una mayor variabilización.

De igual forma se expresa el *Acuerdo para un gobierno de coalición* entre PSOE y Unidas Podemos en el que puede verse el compromiso del Gobierno en la reducción del término fijo en la factura de electricidad. En el epígrafe 3. Lucha contra el cambio climático se especificaba como una de las medidas a implementar:

“Modificar la factura eléctrica con el objetivo de: reducir el porcentaje que representa el término de potencia; que el término variable de la componente regulada sea incremental en función de la energía consumida, de forma que el coste a pagar por las personas consumidoras por los primeros Kw/h sea inferior a los siguientes, incentivando la eficiencia energética.”

Nuestra propuesta general para la tarifa va en línea con estos objetivos. Se trata de reducir el peso de la parte fija hacia **valores más acordes con la media europea**, en el orden de los 23% aproximadamente para un consumidor medio. Para ello, entendemos que **deben asignarse los cargos de manera predominantemente variable**.

Para todos los sectores de consumo (residencial, servicios, industrial) la metodología a seguir podría ser:

1. Caracterizar el consumidor medio de la tarifa de acceso actual,
2. Obtener la recaudación resultante de aplicar los peajes de la Circular de la CNMC a este consumidor medio,
3. Deducir la recaudación restante que deberá ser obtenida vía cargos,

¹⁹ Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019.

4. Calcular el componente variable de forma que la facturación vía cargos sea igual a la recaudación restante obtenida en el punto anterior,
5. Comprobar el peso de los componentes fijo y variable tanto en la facturación de acceso (peajes + cargos) como en el conjunto de la factura (antes de impuestos).

La elección del consumidor medio en lugar de un consumidor “tipo” no es trivial. Sea cual sea el diseño de los nuevos cargos, estos deberán recaudar la misma cantidad total para el sistema. Para asegurar esta condición debe usarse el consumidor medio de cada grupo tarifario de la estructura de tarifa actual. De otra forma, la recaudación final no necesariamente se mantendría.

La metodología aquí propuesta para un cálculo de cargos que permitiera variabilizar la señal de precios de la factura eléctrica podría aplicarse a todos los niveles de tensión. A continuación, se muestra el ejemplo del resultado para el consumidor residencial.

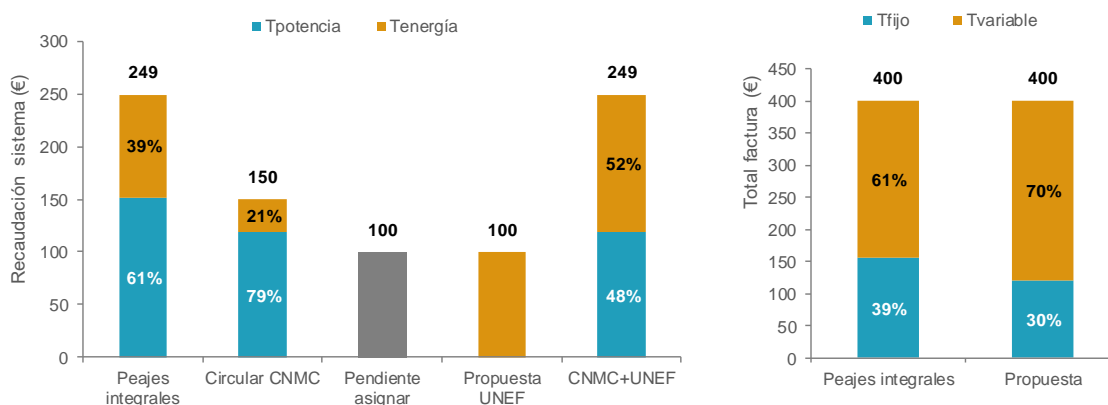
4.1 Consumidor residencial: una tarifa más variable es posible

4.1.1 Cálculo de los nuevos cargos

La tarifa de acceso actual representativa del consumidor residencial es la 2.0 A, empleada por el 80% de los consumidores de este segmento. Empleando el *Boletín de Indicadores Eléctricos* de Abril de 2019 se puede caracterizar este grupo tarifario con (datos de 2018): consumo anual medio de 2.240 kWh y una potencia contratada media de 4 kW.

Siguiendo la metodología descrita anteriormente, con los peajes de la Circular de la CNMC y la caracterización del consumidor medio en la tarifa 2.0 A, se facturarían 150 €/año para el sistema. Para mantener constante la facturación, quedarían 100 € por recaudar, que proponemos fueran recaudados íntegramente mediante el término variable.

Figura 13. Cálculo de cargos para el sector residencial (tarifa 2.0A).
Fuente: Elaboración propia UNEF



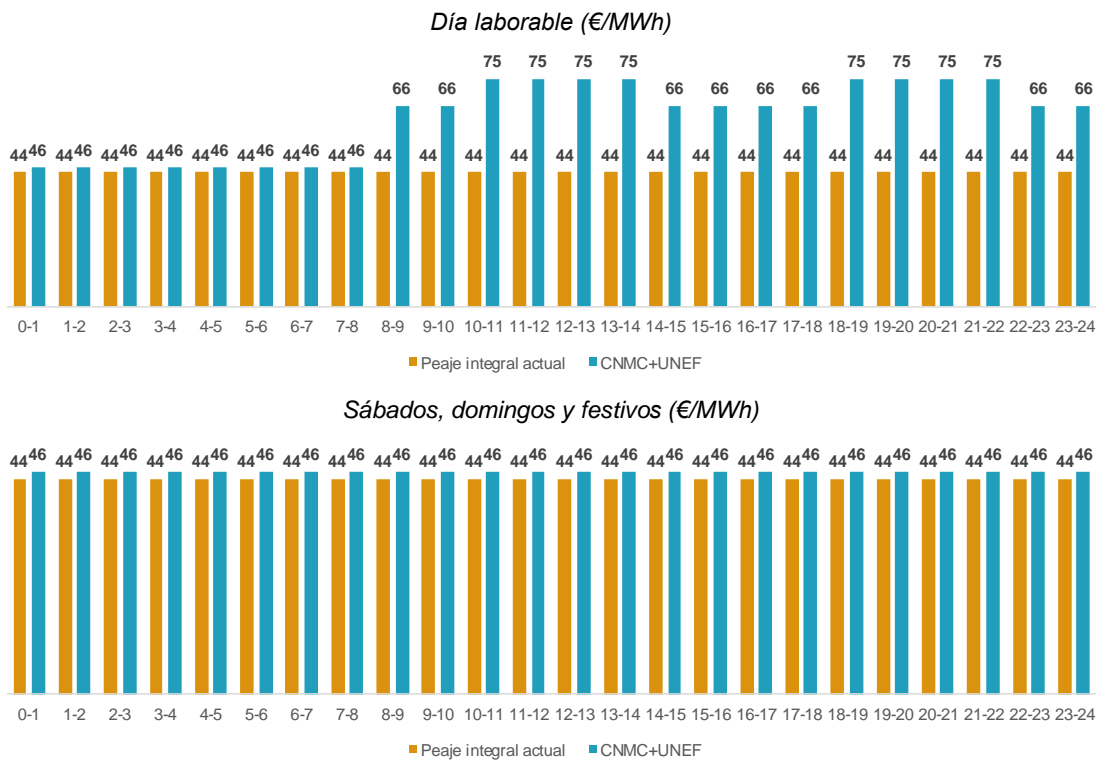
De esta forma, de una tarifa con los peajes integrales en la que la parte fija tendría un peso del 39%, se pasaría al 30%, una considerable reducción pero aún muy por encima de la media europea.

Con esta operativa, el cargo que resulta para la tarifa 2.0 A es un cargo únicamente variable de **45 €/MWh repartido uniformemente** en los tres periodos definidos por la CNMC.

Como muestran las siguientes gráficas, al añadir este cargo a la parte variable de los peajes de red de la CNMC, se superarían en algunas horas de los días laborables el valor actual del peaje integral, de 44 €/MWh.

Si se quiere reducir el peso del término fijo y caminar hacia una mayor variabilización, como apuntaba el MITECO en su Informe de septiembre de 2019 y recogía el acuerdo para un gobierno de coalición, es inevitable que aumente.

Figura 14. Término de energía de la tarifa 2.0 A con la propuesta de UNEF para los cargos (uniformemente asignado en todos los periodos). Fuente: Elaboración propia UNEF



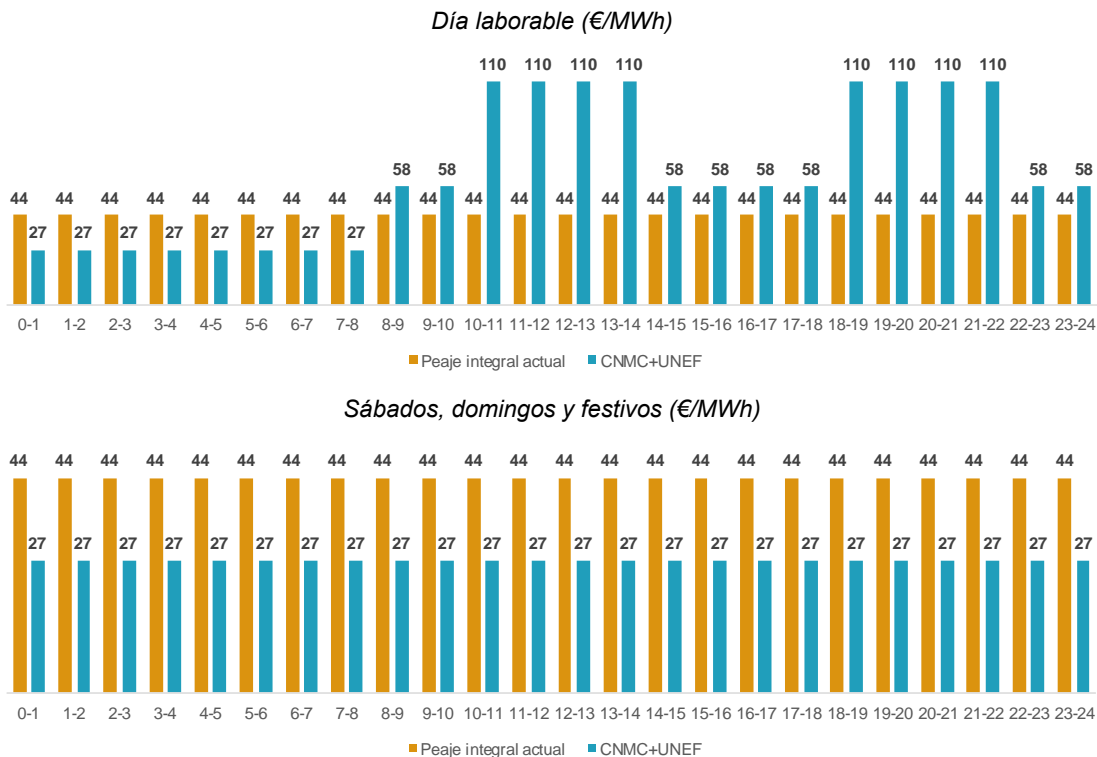
Se ha optado inicialmente por asignarlo por igual a todos los periodos porque una alternativa que buscase incrementar las diferencias entre periodos bajos y altos podría resultar en tarifas muy altas en los periodos punta, en las que se produce el mayor consumo del sector residencial.

Sin embargo, si se quisiera una mayor diferencia entre los diferentes precios, en consonancia con las tarifas de acceso actuales de discriminación horaria, se podría implementar una solución en la que el valor varíe por periodos.

Una propuesta que también permitiría mantener constante la recaudación (como la comentada anteriormente) tendría cargos variables por: P1, 80 €/MWh 37 €/MWh y 27 €/MWh que darían lugar a unos peajes de acceso integrales de 110 €/MWh, 58 €/MWh y 27€/MWh como muestran las siguientes gráficas. En este caso, en los periodos llano y punta se superaría el valor actual del peaje integral, de 44 €/MWh, mientras que en el periodo valle se mantendría por debajo.

En ambos casos, el término de potencia quedaría compuesto únicamente por el peaje de red de la Circular de la CNMC.

Figura 15. Término de energía de la tarifa 2.0 A con la propuesta de UNEF para los cargos (variable por periodos). Fuente: Elaboración propia UNEF



4.1.2 Impacto en la factura de consumidores distintos al medio

Posteriormente al cálculo del peaje de esta forma (usando el consumidor medio para mantener la facturación), se puede comprobar el impacto que tendría en la recaudación para el sistema y en el coste total de la factura (antes de margen e impuestos) de consumidores distintos al medio.

Con este objetivo, se han planteado los siguientes dos consumidores:

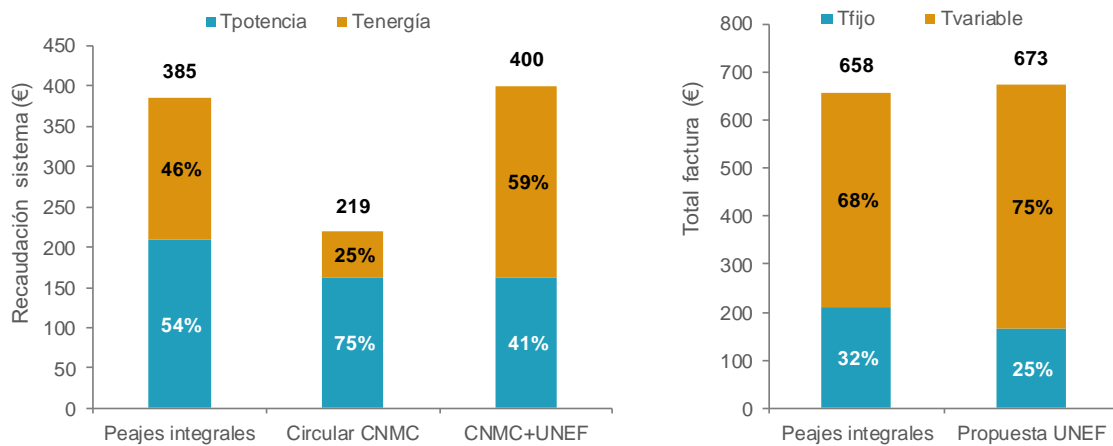
- Consumidor tipo alto: Consumo 4.000 kWh y P. Contratada 5,5 kW,
- Consumidor tipo bajo: Consumo 1.000 kWh y P. Contratada 3,3 kW.

Como resulta intuitivo, al tener la tarifa un mayor componente variable, tanto la facturación para el sistema como en el coste de la factura, se ven más afectados por el consumo de energía.

Con la tarifa propuesta por UNEF (de cargos 100% variables), el **consumidor tipo alto** (Figura 16, gráfico izquierdo) incrementaría 15 €/año (+3,9%) su aportación a la recaudación del sistema, que se trasladaría a un ligero aumento (+2,2%) del coste de su factura antes de impuestos y margen (Figura 16, gráfico derecho), frente a los peajes de acceso integrales actuales.

Empleando esta tarifa, este consumidor vería además un incremento del peso de la parte variable de su factura (Figura 16, gráfico derecho) de 7 puntos, hasta el 25%, aún por encima pero muy cercano a la media de los consumidores en Europa mostrada previamente.

Figura 16. Recaudación para el sistema y coste de la factura (antes de impuestos y margen) para el consumidor tipo alto. Fuente: Elaboración propia UNEF



Por otro lado, la tarifa propuesta por UNEF (de cargos 100% variables) conllevaría para el **consumidor tipo bajo** una reducción de su aportación al sistema de 13 €/año (-7,6%) (Figura 17, gráfico izquierdo), que se trasladaría a una ligera bajada (-5,4%) del coste de su factura (Figura 17, gráfico izquierdo) frente a los peajes de acceso integrales actuales.

Este consumidor vería un incremento del peso del variable de 10 puntos hasta el 44%, aún lejos de la media de los consumidores en Europa mostrada previamente, pero una mejora respecto al 54% de partida.

Figura 17. Recaudación para el sistema y coste de la factura (antes de impuestos y margen) para el consumidor tipo bajo. Fuente: Elaboración propia UNEF

