Dña. María Teresa Baquedano Martín
Directora General de Política Energética y Minas
Ministerio de Industria, Energía y Turismo
Paseo de la Castellana, 160
28071 Madrid

Madrid, 24 de junio de 2015

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGIA Y TURISMO
Entrada
001 Nº. 201500047604
24 de junio de 2015 14:36:39

Estimada Sra. Baquedano. Teresa

Adjunto le remito las observaciones de Endesa al Proyecto de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

Sin otro particular, aprovecho la ocasión para saludarle.

Atentamente,

Juan José Alba Ríos
Director de Regulación

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO
DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS
SUB. GRAL. DE ENERGÍA ELÉCTRICA
26 JUN 2015
Entrada Nº 4340
Salida

Endesa, S.A. Domicilio Social C/ Ribera del Loira, 60. Registro Mercantil de Madrid. Hoja M-6405. Tomo 323. Folio 1. C.I.F. A-28023430

Observaciones de Endesa al Proyecto de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo

Madrid, 24 de junio de 2015

INDICE

I. RESUMEN 2
II. CONSIDERACIONES PRELIMINARES 3
1 Deficiencias de la tarifa actual 3
2 Los avances tecnológicos están abriendo otras alternativas 4
3 Por qué estas alternativas no son eficientes 4
4 ¿Cuál es la solución? 6
5 Cómo debería ser la estructura de la tarifa 7
6 Conclusión 8
III. COMENTARIOS DE DETALLE 10
1 Alternativa para imputar los cargos del sistema al autoconsumo 10
2 Aprobación de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución para 2015 12
3 Definición de los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico y de los cargos por otros servicios del sistema. 13
3.1 Coste del servicio de interrumpibilidad 13
3.2 Imputación de pérdidas 13
3.3 Errata 14
4 Modificaciones para posibilitar la gestión de la energía excedentaria por parte del comercializador 15
5 Sobre las instalaciones existentes en los SENP con régimen retributivo específico . 16
6 Sobre las instalaciones con régimen retributivo específico acogidas a la modalidad de producción con autoconsumo. 18
7 Suministro en la modalidad de producción con autoconsumo que deja de tener un contrato en vigor 20
8 Otros comentarios de detalle: 21
8.1 Instalaciones no recogidas en las modalidades descritas 21
8.2 Requisitos de medida de la modalidad de suministro con autoconsumo 21
8.3 Procedimiento de conexión y acceso para instalaciones sin vertido 21
8.4 Facturación de consumidores acogidos a una modalidad de autoconsumo que no dispongan de contadores de telegestión integrados 21
8.5 Consumidores que implanten sistemas de ahorro y eficiencia 21
8.6 Transitorio para instalaciones existentes con contrato con un comercializador de referencia 22

I. RESUMEN

En primer lugar se realizan unas consideraciones preliminares acerca del problema de la tarifa eléctrica actual, qué consecuencias tiene y qué solución se propone a medio plazo.

A continuación se exponen las principales observaciones a la propuesta de RD:

- Propuesta de alternativa para imputar los cargos del sistema al autoconsumo en el transitorio, que consiste en imputar estos cargos en un cargo fijo según la potencia de la instalación.
- Necesidad de aprobación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución para 2015.
- Inclusión del coste del servicio de interrumpibilidad dentro de los cargos por otros servicios del sistema.
- Correcta imputación de las pérdidas al facturar los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico y de los cargos por otros servicios del sistema.
- Descripción de las modificaciones necesarias para posibilitar la gestión de la energía excedentaria por parte del comercializador.
- Análisis de la situación de las instalaciones existentes en los SENP con régimen retributivo específico que además, según el borrador de RD, no pagarán cargo variable por la energía autoconsumida. Estas instalaciones estarán sacando provecho de dos esquemas de fomento de renovables, por lo que se realiza una propuesta para mitigar esto.
- También las instalaciones con régimen retributivo específico en la península podrían obtener una retribución extraordinaria al acogerse al autoconsumo, aunque menor al caso anterior al no estar exentar de los cargos. También se debería tener en cuenta al calcular su retribución.
- Modificación para que, en los casos en que los sujetos consumidor y productor no sean la misma persona física y/o jurídica, si el consumidor deja de tener un contrato en vigor en mercado libre, no se penalice al titular de la instalación de producción.

II. CONSIDERACIONES PRELIMINARES

1 Deficiencias de la tarifa actual

La actual estructura tarifaria tiene su ya lejano origen en el pago de los costes de las antiguas compañías verticalmente integradas, siendo su objetivo la recuperación de la totalidad del coste de suministro autorizado por la administración. Con el tiempo al coste de suministro se han añadido otros costes medioambientales o de política energética que en el actual marco regulatorio han encontrado su acomodo en la tarifa de acceso y para los cuales el propio Secretario de Estado considera que su lugar son los Presupuestos Generales del Estado[1].

Esta confusión conceptual entre costes de suministro que debe pagar el consumidor y otros costes no relacionados de política pública no conllevaba, sin embargo, graves distorsiones y pérdida significativa de eficiencia económica debido a la inexistencia de alternativa factibles al suministro eléctrico ofrecido por el sistema y a la limitada competencia de otras fuentes de energía.

Desde el punto de vista de equidad social podía ser justificado por la correlación existente entre el consumo de los clientes domésticos (que soportaban la mayor parte de los costes no de suministro) y su renta. Adicionalmente el sistema ofrecía en la práctica una recaudación eficaz de estos costes mediante el pago de la factura eléctrica. En suma, se podía argumentar que el cargo de estos costes de política pública en la tarifa era económicamente eficiente, socialmente progresivo y recaudatoriamente eficaz.

Todo esto nos ha llevado a la situación actual, en la que la tarifa de acceso que abonan todos los consumidores por el suministro eléctrico presenta dos graves deficiencias:

1. Los costes recogidos en la tarifa de acceso no se corresponden con los costes del suministro. Además de los costes de la red eléctrica (transporte y distribución) que hacen posible el suministro, se incorpora la conocida como cuña gubernamental, otros costes de política energética ajenos al suministro y que suponen casi las dos terceras partes de los costes de la tarifa de acceso (primas de las renovables, cogeneración y residuos, anualidades del déficit, etc.)
2. La tarifa de acceso presenta una fuerte estructura binomial. A pesar de los últimos cambios que han puesto más peso en el cargo fijo por potencia contratada, más de un 30% del peaje de acceso se sigue recaudando en el término variable por energía consumida. No obstante, prácticamente la totalidad de los costes recogidos en la tarifa de acceso son costes que no guardan relación alguna con el consumo de energía eléctrica por parte de los consumidores.

Todo esto ha resultado en una tarifa eléctrica donde aproximadamente la mitad de los costes finales corresponden a impuestos o costes de política energética ajenos al suministro, gran

---

[1] Diario de Sesiones del Congreso de los Diputados. Sesión 47 del martes 11 de noviembre de 2014. Comparecencia del señor secretario de Estado de Energía (Nadal Belda): "una parte de la misma son regulados porque hay una parte de la electricidad que hay que regular, como las redes, el operador del sistemas, etcétera, y sobre ella se ha cargado ingentes cantidades de dinero que correspondían mucho más a los Presupuestos Generales del Estado que al recibo eléctrico"

parte de ellos repercutidos en el coste variable de la energía consumida. Estos costes eran asumidos forzosamente por los clientes que no tenían alternativas reales de cambio de suministro por otras fuentes de energía.

2 Los avances tecnológicos están abriendo otras alternativas

El avance en las nuevas tecnologías está abriendo nuevas posibilidades a los consumidores. El abaratamiento de los paneles fotovoltaicos los está convirtiendo en una alternativa viable como forma de reducir la demanda de energía eléctrica proveniente de la red mediante el autoconsumo y el vertido de los excedentes al sistema.

Aun cuando el coste total de producción fotovoltaica es actualmente superior al precio de la energía del mercado de producción (incluidas pérdidas, medido en frontera de cliente final) a los consumidores les puede resultar rentable instalar paneles porque así pueden evitar pagar el término variable de la tarifa de acceso y el precio de la energía.

Adicionalmente, el proceso de abaratamiento y mejora tecnológica que están experimentando las baterías hace que nos encontremos en una situación hasta ahora desconocida en el sector eléctrico. El suministro de electricidad va a tener que competir con alternativas basadas en la generación local de la energía apoyada con almacenamiento mediante baterías, ya sea mediante paneles fotovoltaicos, microcogeneración, minieólica, vehículo eléctrico, etc.

En sí misma, esta competencia es positiva, pues debería redundar en una optimización de los costes del suministro. No obstante, de no ponerse remedio, las deficiencias de la actual tarifa de acceso conducirán a soluciones mucho más caras e ineficientes para el conjunto de la sociedad, en perjuicio directo de la economía del país.

3 Por qué estas alternativas no son eficientes

La supuesta rentabilidad actual de placas fotovoltaicas y baterías se basa, no en que su coste sea inferior al del suministro eléctrico, sino al hecho de que la inversión en estos elementos está gravada tan solo con el 21% del IVA, mientras que el suministro eléctrico está gravado, además de por este mismo IVA, por el Impuesto Especial y sobre todo por la conocida como cuña gubernamental. En total, más del 50% del coste de la factura final corresponden a cargos e impuestos ajenos al coste del suministro.

A igualdad de cargos e impuestos, es difícil encontrar una alternativa competitiva con el suministro eléctrico. Sin embargo, la posibilidad de eludir el pago de la cuña gubernamental (y del impuesto especial) hace atractivas soluciones alternativas al suministro convencional. Esto puede incentivar a muchos consumidores a adoptar una decisión de inversión en equipos de generación y almacenamiento que, si bien reduce sus propios costes de suministro, incrementa en mayor medida el esfuerzo del resto de consumidores, que tienen que asumir los costes de la cuña gubernamental que deja de pagar el autoconsumo (ya sea porque reduce la energía o la potencia que soportan estos costes).

De no corregir la situación, el conjunto del país podría estar inadvertidamente incrementando la inversión en equipos, paneles y baterías (casi en su totalidad de importación) sin que ello redunde en la reducción de los costes del suministro. Se está gestando una nueva burbuja fotovoltaica o de baterías que hará inviable la sostenibilidad del sistema y perjudicará la economía del país.

En cualquier caso, no es necesariamente el autoconsumo con paneles fotovoltaicos la forma más eficiente de cumplir con los objetivos de renovables:

- En principio, la inversión en fotovoltaica de gran escala (más de 1 MW) es más eficiente debido a:
  i/ economías de escala en la inversión, con un coste en €/kW instalado un 70% más caro para la fotovoltaica de pequeña escala que para la centralizada[2],
  ii/ la posibilidad de instalar la generación fotovoltaica centralizada en localizaciones con muy elevada insolación y en condiciones (orientación, espaciamiento entre paneles, etc.) óptimas[3],
  iii/ menores costes de operación y mantenimiento,
  iv/ mayor valor del recurso desde el punto de vista de integración en los mecanismos de flexibilidad (mercados intradiarios, de reserva y de balance[4])
- Por otra parte, las ventajas generalmente adscritas a la generación distribuida no siempre están presente, en especial en sistemas domésticos. En efecto, la reducción tanto de inversiones de red como de pérdidas de distribución y transporte es condicional a que el perfil de producción este fuertemente correlacionado con el de consumo. En caso contrario (que es lo habitual en los consumidores domésticos), tanto los costes de inversión como las pérdidas aumentan[5].

Finalmente, no ha de olvidarse que, cualesquiera que hayan sido sus defectos, la promoción de renovables mediante subsidios (como es el caso español) tiene al menos la virtud de la transparencia: hoy en día se sabe cuál es la retribución específica, de la misma forma que en el pasado se conocían los parámetros de los esquemas en vigor. Pretender substituir estos subsidios explícitos por subsidios implícitos, de traza difícil y confuso estatus legal (como los que resultarían de esquemas de balance neto o similares) no parece la mejor política regulatoria.

---

[2] "The future of solar energy", MIT Press, 2015.

[3] Véase, por ejemplo, A. Verso, A. Martin, J. Amador, J. Dominguez, "GIS-based method to evaluate the photovoltaic potential in the urban environments: The particular case of Miraflores de la Sierra", Solar Energy 117 (2015) 236–245; donde se muestra (sin ser la intención de los autores) que solamente el efecto de tener que colocar los paneles en las terrazas y jardines (aunque solamente los mejores) conlleva una disminución de un 10% sobre la eficiencia de una instalación industrial en condiciones optimizadas.

[4] La generación fotovoltaica permite una regulación técnica muy flexible, mucho más rápida que la de otros equipos. Por ejemplo, puede proporcionar siempre reserva a bajar, con rampas muy controladas. Produciendo por debajo de la potencia máxima permitida por el recurso también puede proporcionar reserva a subir, siendo esta una posibilidad muy interesante en circunstancias de elevada producción intermitente que crean severas tensiones en la operación del sistema. Todo esto, sin embargo, requiere que la generación fotovoltaica disponga de los equipos apropiados de control y comunicación con el OS. La instalación y operación de estos equipos es muchísimo más sencilla en instalaciones industriales. Además su coste presenta grandes economías de escala.

[5] En efecto, desde el punto de vista de la inversión, la red ha de estar diseñada para suministrar la carga en unas horas (como tradicionalmente) y para evacuar la generación en otras (un nuevo requisito, posiblemente con coste adicional). Desde el punto de vista de las pérdidas, en este último caso serán las mismas que tradicionalmente en las horas de consumo, pero en las horas de generación habrá que añadir a las pérdidas de distribución en los centros de consumo en dichas horas las pérdidas adicionales de transportar la energía procedente de la generación distribuida a la red de transporte.

4 ¿Cuál es la solución?

Podría pensarse que la solución pasa por ajustar los términos de la estructura de la tarifa de acceso dando un protagonismo todavía mayor al término fijo, pero esto no puede ser una solución definitiva. Un elevado peso del término variable incentiva las placas fotovoltaicas, mientras que un mayor peso en el término fijo fomenta el uso de las baterías (estas permiten reducir el término de potencia o desconectarse de la red).

Consciente del problema, la propuesta de Real Decreto centra la solución en definir cargos al autoconsumo, de tal forma que el ahorro provenga exclusivamente, tal como debe ser, por la reducción de la compra de energía en el mercado de producción, puesta en el punto de consumo.

En este sentido, la propuesta de Real Decreto acierta en el establecimiento del cargo del autoconsumo, ya que de esta forma el sistema mantiene la recaudación tanto de los costes del suministro como de los cargos del sistema. De hecho, la propuesta es desde un punto de vista conceptual casi impecable, llegando incluso a definir los cargos que tendría que afrontar una hipotética bajada de la potencia contratada por el consumidor gracias a la instalación de autoconsumo con potencia firme, tal como ocurre con al microcogeneración, o la eólica o fotovoltaica con baterías.

Se evita de esta manera caer en errores del pasado donde se sobrerretribuían ciertas actividades y se generaba un déficit en el sistema que, en última instancia, acaba siendo repercutido entre el resto de los consumidores.

No obstante, esta solución adolece de ciertas dificultades que hacen que sea difícilmente sostenible a largo plazo:

- Por un lado, es extremadamente difícil de explicar a la opinión pública. No se acaba de entender por qué si un consumidor genera electricidad exclusivamente para su propio consumo, debe seguir pagando unos cargos, ya que parece no genera coste alguno en el sistema. No olvidemos que sigue pagando los peajes por la energía que consume de la red. A fin de cuentas, un consumidor puede reducir su consumo de la red de diversas maneras, por generar parte de su propia demanda, o también por mejora de eficiencia en el consumo, o incluso por demandar menos energía. En todos los casos evita pagar los cargos asociados al consumo.
- Por otro lado, es extremadamente difícil, si no imposible, controlar que no se produzcan irregularidades en la medida de la energía generada y autoconsumida. No olvidemos que en este caso se trata de medir algo que ocurre estrictamente en el interior de la vivienda de los consumidores. Ningún inspector ni autoridad puede acceder al interior de una vivienda sin el consentimiento del consumidor, salvo que cuente con una orden judicial.
- Además, este proyecto de Real Decreto cuenta con la oposición radical de todo el sector fotovoltaico y ha alcanzado un elevado nivel de politización, hasta el punto de que casi todos los partidos políticos actualmente en la oposición se han opuesto al establecimiento de los peajes al autoconsumo. Dado que esta propuesta no resuelve el problema sino que compensa simplemente los efectos, su eliminación en un futuro abocaría sin remisión a un nuevo déficit de la tarifa con las nefastas consecuencias que ya conocemos tanto para el sector eléctrico como para los consumidores y el propio país.

La única solución sostenible a largo plazo y que puede conducir hacia la eficiencia del sistema radica en establecer un coste de suministro que refleje precisamente eso, el coste "real" del suministro. Sólo entonces podrá establecerse una competencia de igual a igual entre el suministro eléctrico o el autoabastecimiento, y de esta forma encontrar una solución que sea óptima tanto para el consumidor como para el conjunto del sistema.

Para ello, resulta imprescindible trasladar todos los costes de política energética fuera del coste del suministro eléctrico. Su lugar corresponde a los Presupuestos Generales del Estado, dado su carácter de política medioambiental, territorial o social.

El efecto pernicioso de financiar los costes de política energética a través de la tarifa no se limita al incentivo ineficiente del autoconsumo, sino que va mucho más allá, por lo que su eliminación conllevaría muchas más ventajas:

1. Solucionaría de raíz el riesgo de aparición de una burbuja por el autoconsumo. Una vez ajustada la tarifa al coste real del suministro, no sería necesario regular con medidas intervencionistas el autoconsumo. Cada consumidor sería muy libre de instalar paneles fotovoltaicos, baterías o cualquier otra forma de autoconsumo sin que ello supusiera ningún coste al sistema, ni ahora ni en el futuro.
2. Supondría la eliminación de una grave barrera a la electrificación de la demanda. Toda la política renovable de la Unión Europea pasa por un mayor papel de la electricidad en detrimento de energías fósiles. Los cargos en la electricidad hacen artificialmente más atractivo el consumo de combustibles fósiles.
3. Contribuiría en gran medida a resolver el problema de la pobreza energética en lo que al consumo de energía eléctrica se refiere. Existe cada vez una mayor concienciación en la sociedad de éste problema, y el coste de los cargos en el suministro eléctrico afecta en gran medida a los consumidores más desfavorecidos.
4. Disminuiría el coste y mejoraría la eficiencia del sistema energético del país, a la vez que mejoraría la balanza de pagos al evitar el consumo de combustibles fósiles de importación más caros. Hoy en día se siguen utilizando combustibles fósiles aún cuando su coste es mayor que el coste de suministro de la electricidad (impuestos y cargos aparte) ya que los cargos hacen que el precio final de la electricidad sea mucho más elevado. A modo de ejemplo, el precio de la generación de electricidad es más barato que el coste del gasoil de calefacción en la mayor parte de las horas de invierno. Sería muy eficiente sustituir el consumo de gasoil por electricidad en esas horas. Sin embargo, el coste de los cargos impide que esa medida sea factible para los consumidores.

5 Cómo debería ser la estructura de la tarifa

Un suministro eficiente conlleva una facturación con los siguientes principios:

1. Tarifa de acceso eminentemente monómica, sin término variable y con un único término fijo (del orden del 60% del término fijo actual) que recoja el coste de la red de transporte y distribución.
2. Coste variable por la energía consumida determinado a partir del coste de la energía en el mercado, exceptuando el pago por capacidad e interrumpibilidad.
3. Cargo en concepto de pago por capacidad e interrumpibilidad, en función de la energía demandada por los consumidores en los periodos de mayor demanda en el mercado de producción.
4. Impuesto del IVA, sin impuesto especial.

El impuesto especial es una herramienta fiscal que persigue incentivar la disminución de la demanda y compensar los costes directos o indirectos que el consumo pudiera ocasionar en la sociedad. Tiene todo el sentido aplicar estos impuestos a los hidrocarburos, alcohol o tabaco, pero es contraproducente aplicarlo al consumo eléctrico. Toda la política medioambiental de la Unión Europea pasa por la electrificación del consumo energético[6], por lo que debería fomentarse la competitividad de la electricidad frente al resto de alternativas energéticas que resultan mucho más perjudiciales para el medioambiente y la salud.

Una tarifa como la propuesta trasladaría a los consumidores una señal económica de máxima eficiencia. De hecho, algo similar ya se está desarrollando en otros países como Finlandia, donde decenas de miles de clientes optimizan su consumo de combustibles fósiles para sus necesidades térmicas conmutando a electricidad en las horas en las que el precio de la energía eléctrica cae por debajo del coste de referencia del gasoil o del gas natural[7]. Esto es posible gracias a que no tienen que hacer frente a un término variable de la tarifa de acceso para pagar los costes fijos del sector.

6 Conclusión

La única solución adecuada a las múltiples ineficiencias del sistema, entre las que se encuentra el incentivo artificial al autoconsumo, pasa por la eliminación de los cargos del coste del suministro eléctrico y su transferencia a los Presupuestos Generales del Estado (PGE).

No obstante, se entiende que esta solución podría introducir desequilibrios a corto plazo en los PGE, por lo que se propone la aprobación de una metodología de cálculo de los cargos del sistema que deben abonar los consumidores que incluya un calendario de traspaso de los cargos a los PGE. De esta forma, en un plazo lo más corto posible (por ejemplo 4 años) debería desaparecer la aplicación de estos cargos. El incremento de los impuestos especiales a los carburantes y la aplicación de una tasa por la emisión de CO_2 en los sectores difusos estarían entre las medidas que podrían aplicarse para mantener el equilibrio presupuestario.

Este calendario de disminución de cargos daría una señal económica clara, no sólo a los consumidores sobre sus expectativas del coste del suministro, sino también a los autoconsumidores, de cara a evaluar la rentabilidad de la inversión a realizar. Sin duda, una solución de este tipo daría estabilidad al sistema y lo haría mucho más eficiente.

El proyecto de Real Decreto podría ser un buen mecanismo a aplicar durante este periodo transitorio, en tanto evita la aparición de déficit en el sistema y da una señal muy clara del beneficio obtenido por el sistema por el desarrollo del autoconsumo.

Otra posible alternativa para un transitorio, que podría ser menos polémica y posiblemente más sencilla de implementar sería un esquema similar al aprobado en Portugal. El esquema

---

[6] A modo de ejemplo, en la Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Europeo Económico y Social, y al Comité de las Regiones sobre el Energy Roadmap 2050, COM(2011) 885/2 se indica en su página 6: "*All scenarios show electricity will have to play a much greater role than now (almost doubling its share in final energy demand to 36-39% in 2050) and will have to contribute to the decarbonisation of transport and heating/cooling*".

[7] "*Hourly power vs oil*", "*Finnish households sign up to hourly prices*", Argus, Power Europe, 19 Febrero 2014

portugués contempla un cargo anual por potencia instalada en autoconsumo equivalente a los cargos que se evita pagar con la energía autoconsumida[8]. Si este esquema se implementase en España, el cargo fijo anual para el transitorio ascendería a aproximadamente 30 €/kW instalado solar fotovoltaico (que es del orden del de Portugal, que es 2,4 €/kW/mes)

Aunque este esquema es una aproximación de cómo imputar los cargos que se está ahorrando el autoconsumo, tiene varias e importantes ventajas:

- No requiere inspecciones de medida en la instalación eléctrica en el interior de las casas de los consumidores, lo que tendrá menores trabas legales.
- Será más difícil cometer fraude. Desincentiva la alteración de la medida del autoconsumo y las instalaciones irregulares son fácilmente identificables
- No es necesario medir el autoconsumo, con lo que se simplifica la facturación de los cargos y se evitan reclamaciones.
- Es más fácil de entender por parte de la opinión pública que haya que pagar una cantidad fija por la conexión de una instalación de generación (que puede tener un impacto en la red) que pagar por una energía que se autoconsume.
- En el caso de que se estableciese de manera progresiva en función del grado de penetración, como se hace en Portugal, se permitiría un desarrollo controlado del autoconsumo hasta ciertos límites.

[8] A efectos de completar la descripción de la propuesta en Portugal, ésta incluye unos umbrales en los que, en función de la potencia instalada en autoconsumo, se minora este pago. (i.e., si la potencia de autoconsumo/potencia instalada en el conjunto del país es menor del 1% el cargo no aplica durante los 10 primeros años de la instalación, si está entre 1% y 3% se paga el 30%, si es mayor del 3% se paga el 50%,...)

III. COMENTARIOS DE DETALLE

1 Alternativa para imputar los cargos del sistema al autoconsumo

El artículo 20 establece que se aplicarán unos cargos variables al autoconsumo, una vez estén aprobados los cargos asociados a los costes del sistema y en el transitorio se aplicarán los valores definidos en la disposición transitoria primera.

Se propone realizar esta imputación de cargos, en lugar de mediante un cargo variable al autoconsumo, mediante un cargo fijo anual a la potencia de la instalación.

A continuación de hace una estimación de cómo a partir de los valores de la DT1 se podrían estimar estos cargos fijos. Para ello se parte de una estimación de las horas de producción y del porcentaje de producción autoconsumida.

Se considera una instalación de placas fotovoltaicas para el autoconsumo que localizadas en una zona de radiación elevada, por ejemplo zona 4 – zona 5, obtienen unas horas de funcionamiento de aproximadamente 1.700. Se supone un porcentaje producción autoconsumida del 32% para una instalación en 2.0A y el 60% para una instalación en 3.0A[9] (que se reparte entre periodo 1 y 2). Tras aplicar las pérdidas correspondientes resulta en un cargo fijo anual de aproximadamente 30 €/kW.

Tipo de cliente	*Cargo variable transitorio sobre autoconsumo, proyecto de RD (€/kWh)*		*Horas de autoconsumo*	*Cargo fijo anual (€/kWinst. año)*
	Periodo 1	Periodo 2		
2.0A	0,048869		544	30,31
3.0A	0,030553	0,019056	1.020	29,08

Este cargo fijo anual se podría ajustar por zona geográfica y así instalaciones en zonas de menor radiación solar podrían obtener un descuento sobre el cargo en función de la reducción del número de horas.

Aunque este esquema es una aproximación de cómo imputar los cargos que se está ahorrando el autoconsumo, tiene varias e importantes ventajas:

- No requiere inspecciones de la instalación eléctrica en el interior de las casas de los consumidores, lo que tendrá menores trabas legales.

[9] Se estima que un pequeño comercio acogido a una tarifa del tipo 3.0A tendrá un factor de autoconsumo mayor (mayor acoplamiento de horas de consumo con horas de producción fotovoltaica) que un domestico acogido a una tarifa 2.0A

- Será más difícil cometer fraude. Desincentiva la alteración de la medida del autoconsumo y las instalaciones irregulares son fácilmente identificables
- No es necesario medir el autoconsumo, con lo que se simplifica la facturación de los cargos y se evitan reclamaciones.
- Es más fácil de entender por parte de la opinión pública que haya que pagar una cantidad fija por la conexión de una instalación de generación (que puede tener un impacto en la red) que pagar por una energía que se autoconsume.
- En el caso de que se estableciese de manera progresiva en función del grado de penetración, como se hace en Portugal, se permitiría un desarrollo controlado del autoconsumo hasta ciertos límites

2 *Aprobación de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución para 2015*

Si bien la metodología de peajes de red está aprobada según la circular 3/2014, falta la aprobación de los peajes de red para 2015 conforme a los calendarios, la estructura y condiciones de aplicación de los peajes de la Orden IET/2444/2014.

La propuesta de Real Decreto contempla cifras como si los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución hubieran sido aprobados, pero existen dudas en los supuestos utilizados en el cálculo de los cargos fijos y variables de la DT1 (la metodología de peajes de red no distingue entre los grupos de tarifas 2.0 y 2.1 y tampoco diferencia entre la 3.1, 6.1.A y 6.1.B.).

3 Definición de los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico y de los cargos por otros servicios del sistema.

3.1 Coste del servicio de interrumpibilidad

A partir de la entrada en vigor de la Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015, el coste de la interrumpibilidad del sistema peninsular ha dejado de formar parte de los peajes de acceso y se incluye dentro del coste de adquisición de la energía, en €/MWh.

Así pues, el coste de la interrumpibilidad debería pasar a estar recogido dentro de los cargos por otros servicios del sistema, donde también debería recogerse las cantidades reguladas para financiar al OS y al OM.

Por lo tanto, el artículo 21, punto 1, segundo párrafo, donde dice:

> *"Este cargo por otros servicios del sistema se calculará considerando el precio estimado de los servicios de ajuste en cada periodo correspondientes a la demanda peninsular."*

Debería decir:

> *"El cargo por otros servicios del sistema incluirá los servicios de ajuste, la cuantía para la financiación de la retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, la cuantía para la financiación de la retribución del Operador del Sistema, la cuantía destinada a financiar el servicio de interrumpibilidad y todos aquellos que se determinen reglamentariamente"*

Además, en la disposición transitoria primera, punto 3 b), segundo párrafo, debería añadirse:

> *"Este Término de cargo variable está constituido por los componentes correspondientes a:*
> *1º. Los cargos variables asociados a los costes del sistema descontando las pérdidas correspondientes,*
> *2º. Los pagos por capacidad,*
> *3º. Los servicios de ajuste,*
> *4º. Los costes del servicio de interrumpibilidad y*
> *5º Las cuantías para financiar la retribución del Operador del Mercado y del Operador del Sistema"*

3.2 Imputación de pérdidas

El artículo 20, punto 2 b) establece:

> *"b) La aplicación de cargos variables se realizará sobre la energía correspondiente a la demanda horaria y al autoconsumo horario definidos en el artículo 3.*
>
> *En el caso de la energía correspondiente al autoconsumo horario se deducirá del cargo variable la cuantía correspondiente en cada periodo a las pérdidas del nivel de tensión del peaje de acceso a las redes de aplicación al suministro."*

Esta redacción no queda clara. Tal como está expresado parece que los cargos variables que se aplican a la demanda horaria son distintos a los cargos variables que se aplican al autoconsumo, a los que se les deducen las pérdidas.

Dado que los importes de los cargos se reflejan medidos en barras de central, se entiende que a la hora de facturar tanto los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico, como el cargo por otros servicios del sistema, se elevará a barras de central la medida en cliente final del autoconsumo horario. Para que quede claro se propone la siguiente redacción para dicho artículo 20, punto 2 b):

> *"b) La aplicación de cargos variables se realizará sobre la energía correspondiente a la demanda horaria y al autoconsumo horario definidos en el artículo 3, elevado este último a barras de central, aplicando las pérdidas correspondientes."*

Y en el artículo 21, punto 4:

> *"4. Al consumidor acogido a cualquier modalidad de autoconsumo le resultará de aplicación el cargo por otros servicios del sistema previsto en este artículo que se aplicará a la energía correspondiente al autoconsumo horario, según se define en el artículo 3, elevado a barras de central, aplicando las pérdidas correspondientes."*

Como además, el Anexo IV, al describir los componentes del cargo transitorio por energía autoconsumida, se expresa en el mismo sentido al descontar las pérdidas, la DT1, punto 3 b) debería decir:

> *"b). Un término de cargo variable, en €/kWh, que se aplicará sobre el autoconsumo horario elevado a barras de central, aplicando las pérdidas correspondientes, durante el periodo transitorio previsto en el apartado 1 de esta disposición. El precio total del cargo transitorio por energía autoconsumida será el siguiente para cada categoría de peajes de acceso:"*

Otra alternativa sería aplicar ambos cargos (los asociados a los costes del sistema eléctrico y los cargos por otros servicios del sistema) a la energía medida en cliente final, en cuyo caso no habría que descontar las pérdidas al calcular los primeros, mientras que a los segundos se les debería incorporar las pérdidas.

3.3 Errata

La tarifa 2.1 A tiene un único periodo, por lo que se considera una errata el cargo variable transitorio de 0,005690€/kWh correspondiente al segundo periodo.

4 Modificaciones para posibilitar la gestión de la energía excedentaria por parte del comercializador

Según el artículo 10, punto2, se considera la posibilidad de que la empresa comercializadora y el consumidor puedan acordar condiciones de suministro que tengan en cuenta las eventuales cesiones de energía.

Para que esta opción sea posible es necesario:

- Que el equipo de medida en el punto frontera de la instalación sea bidireccional. Se propone, por tanto, la siguiente modificación en el artículo 9, punto 3:

  "3. Estos consumidores tendrán la obligación de disponer de un equipo de medida que registre la energía neta generada de la instalación de generación y de otro equipo de medida independiente y bidireccional en el punto frontera de la instalación. La energía neta generada será la definida en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto."

- Además deberá desarrollarse el mecanismo de liquidación de dicha energía en el mercado.

  No basta con que el distribuidor lea la medida de energía eléctrica excedentaria, o que le comunique al comercializador dicha medida, debe formar parte de la medida agregada del conjunto de clientes del comercializador, reduciendo la demanda total. Para que esto sea posible, es necesario modificar los procedimientos de operación referente a la medida de la demanda del comercializador, es decir, los P.O. 10 en general, y en concreto los que modificó la Resolución de 2 junio de 2015 (10.4, 10.5, 10.6 y 10.11).

  - P.O. 10.5. Cálculo del Mejor Valor de Energía en los Puntos Frontera y Cierres de Energía del Sistema de Información de Medidas Eléctricas cuando solo se considera la energía activa entrante para el caso de la comercialización en los puntos frontera.
  - P.O.10.6. "agregaciones de puntos de medida" donde la energía generada por una instalación de generación, calculada en su punto frontera, sólo puede ser publicada a una agregación de generación, y sólo puede ser poseedor de una agregación de generación un "generador" o "representante", por lo que la posible energía excedentaria de este apartado no se podría publicar al sistema de medidas y liquidaciones.

5 *Sobre las instalaciones existentes en los SENP con régimen retributivo específico*

A través de la DT2ª se pretende fomentar el autoconsumo en los sistemas eléctricos no peninsulares mediante una reducción del cargo variable transitorio por energía autoconsumida, que llega a ser nulo en Canarias y el resto de los SENP excepto en Mallorca-Menorca.

La justificación se basa en un criterio económico, ya que "... *el coste de generación en los SENP supera en varias veces el coste de generación en el sistema eléctrico peninsular, por lo que la implantación de estas instalaciones previsiblemente reducirá el coste de generación en esos sistemas.*"

El objetivo, en definitiva, es incrementar la potencia instalada de tecnologías que pueden contribuir a reducir el coste variable medio en cada sistema.

Precisamente con este mismo objetivo, en el RD 413/2013 se establece el incentivo a la inversión por reducción del coste de generación, como un incentivo adicional a la retribución específica de las instalaciones que garantiza una rentabilidad razonable de las inversiones. Este incentivo no aplica a las instalaciones existentes puesto que la Orden 1045/2014 no incluye instalaciones tipo específicas para las instalaciones ubicadas en los sistemas eléctricos no peninsulares. Sin embargo, la Orden 1459/2014 sí que incorpora, para futuras subastas, el incentivo a la inversión por reducción de costes de generación a determinadas instalaciones tipo de tecnología fotovoltaica en los SENP; por consiguiente las nuevas instalaciones fotovoltaicas que se adjudiquen a través de subastas en algunos SENP contarán con este incentivo adicional.

Actualmente existen 168 MW de fotovoltaica instalados en Canarias, de los cuales aproximadamente 103 MW están ubicados en cubierta, lo cual hace que sea muy probable que cuenten con un suministro asociado. El resto, fotovoltaica de suelo, también podría tener suministro asociado en caso de estar ubicadas próximas a un centro de consumo.

Para percibir la retribución específica, estas instalaciones deben acreditar un número mínimo de horas de funcionamiento que viene a ser un 60% de las horas equivalentes a plena carga en el año.

La propuesta de RD constituye un fuerte incentivo para que estas instalaciones destinen a autoconsumo parte de su producción anual, concretamente el 40% de producción que excede del mínimo anual exigido.

Ello se debe a que cada MWh destinado a autoconsumo supone el ahorro íntegro del coste final de la electricidad (impuestos incluidos), dado que están exentas hasta 2019 del cargo transitorio por energía autoconsumida. A cambio renuncian al ingreso procedente de la energía producida valorada a precio de mercado más la retribución a la operación (menos el peaje de generación y el impuesto al valor de la producción sobre estos ingresos), que como máximo puede llegar a unos 70 €/MWh (con 50 €/MWh de precio de mercado y 20 €/MWh de retribución a la operación que cobran las más antiguas).

Sin embargo, estas instalaciones ya existentes no van a contribuir a reducir el coste variable de generación de la isla (puesto que éste ya las tiene en cuenta por ser instalaciones existentes). Por el contrario, un nuevo incentivo como es la posibilidad de acogerse al autoconsumo, va a encarecer el coste en el sistema sin contrapartida alguna. El autoconsumo

en estas condiciones supone un ingreso no esperado para los titulares de las instalaciones, eleva su rentabilidad por encima de lo razonable y resulta discriminatoria respecto al resto de plantas renovables ubicadas en el sistema, que contribuyen de la misma forma a la reducción del coste de generación sin percibir incentivo adicional.

Los promotores de nuevas instalaciones fotovoltaicas en los SENP internalizarán en las subastas el ingreso que supone el autoconsumo de parte de su producción, de forma que un procedimiento competitivo evitará retribuciones por encima de la rentabilidad razonable.

Propuestas alternativas.

1. Suprimir la posibilidad de acogerse a la modalidad de autoconsumo a las instalaciones inscritas actualmente en el registro de retribución específica en los SENP (excepto Mallorca-Menorca). En el futuro, los promotores internalizarán en sus ofertas los ingresos correspondientes al autoconsumo de parte de su producción.
2. Si se opta por mantener la posibilidad de autoconsumo para las instalaciones existentes, debería tenerse en cuenta este ingreso sobrevenido (en forma de ahorro en la energía autoconsumida) en la revisión de los parámetros retributivos para el próximo semiperiodo regulatorio.
3. En otro caso, para evitar tratamientos discriminatorios, debe reconocerse a las instalaciones renovables existentes en los SENP cuyo coste variable sea inferior al del sistema, el derecho a percibir el incentivo a la inversión por reducción del coste variable de generación, puesto que están contribuyendo a esa reducción de la misma forma que lo hacen las instalaciones asociadas al autoconsumo.

6 *Sobre las instalaciones con régimen retributivo específico acogidas a la modalidad de producción con autoconsumo.*

La propuesta habilita la posibilidad de que los titulares de instalaciones de producción con régimen retributivo específico, y que tengan un suministro asociado, se acojan a la modalidad de producción con autoconsumo. De hecho, el artículo 17.1, sobre el régimen económico de los productores acogidos a la modalidad de producción con consumo asociado, establece que: *"...En el caso de instalaciones con régimen económico específico, se aplicará éste, en su caso, sobre dicho vertido horario."*

Las instalaciones fotovoltaicas de menos de 100 kW con consumo asociado podrían optar directamente por acogerse a la modalidad de producción con autoconsumo. Aquellas de más de 100 KW con consumo asociado únicamente tendrían que habilitar una línea directa con su consumo asociado para poder optar a la modalidad de autoconsumo (tipo c).

La potencia fotovoltaica instalada en cubiertas, por tanto susceptibles de tener un suministro asociado, ronda los 1.800 MW, de los cuales unos 697 MW se instalaron a partir de 2009 (el RD 1578/2008 distinguía entre las instalaciones en suelo y cubierta) y unos 1.100 MW hasta 2008.

Para tener derecho a la retribución específica, estas instalaciones deben acreditar un número mínimo de horas de funcionamiento que viene a ser aproximadamente el 60% del total anual. En consecuencia, estas instalaciones podrían destinar parte de su producción (el 40% de su producción anual) al autoconsumo del suministro asociado.

Estas instalaciones constituyen probablemente el colectivo con más propensión a realizar el autoconsumo puesto que la inversión principal ya está realizada y apenas se precisa una inversión adicional para la conexión de la instalación a la red interior con un temporizador.Se ha comparado el coste neto de la energía consumida en una opción sin autoconsumo (coste igual al precio final de la electricidad menos el ingreso por la venta de energía al mercado, retribuida a precio de mercado más retribución a la operación) con la opción de autoconsumir (coste igual al cargo variable por la energía autoconsumida previsto en el Proyecto de RD). El resultado es que la opción de autoconsumo resulta rentable.

La siguiente tabla muestra el ahorro por kWh al optar por autoconsumo. Este ahorro se ha calculado para varios tipos de tarifas y diferentes retribuciones a la operación. Se estima para todos los casos un precio de mercado diario de 50€/MWh.

Se observa, en cualquier caso, un ahorro, siendo menor por supuesto con retribuciones a la operación más elevadas (el incentivo para verter energía y no autoconsumirla es mayor).

Ahorro autoconsumo (€/kWh)	**Retribucion a la operación (€/MWh)**				
Tipo de tarifa	5	10	15	20	25
2.0 (Pc ≤ 15kW)	0,0231	0,0184	0,0138	0,0091	0,0045
2 DH (Pc ≤ 15kW)	0,0283	0,0237	0,0190	0,0144	0,0097
2 DHS (Pc ≤ 15kW)	0,0273	0,0227	0,0180	0,0134	0,0087
3.0 (Pc > 15kW)	0,0261	0,0214	0,0168	0,0121	0,0075

La siguiente tabla muestra el ahorro anual por kW instalado, que supone el ahorro antes calculado en €/kWh. Para el cálculo se estima que el porcentaje de horas que el autoconsumo puede acoplarse con la producción fotovoltaica es del 40% de las horas de la producción anual.

Ahorro autoconsumo (€/kW año)	**Retribucion a la operación (€/MWh)**				
Tipo de tarifa	5	10	15	20	25
2.0 (Pc ≤ 15kW)	14,76	11,78	8,81	5,83	2,85
2 DH (Pc ≤ 15kW)	18,13	15,16	12,18	9,21	6,23
2 DHS (Pc ≤ 15kW)	17,49	14,51	11,54	8,56	5,58
3.0 (Pc > 15kW)	16,69	13,71	10,74	7,76	4,78

Propuesta.

Considerando que la retribución específica de estas instalaciones garantiza la recuperación de las inversiones con una rentabilidad razonable, deben tenerse en cuenta en la revisión de los parámetros retributivos los ingresos adicionales correspondientes a los ahorros por energía autoconsumida.

De esta forma se pone en igualdad de condiciones a los titulares de las instalaciones existentes con los adjudicatarios de futuras subastas, que se verán obligados a internalizar el ahorro obtenido por autoconsumo.

7 Suministro en la modalidad de producción con autoconsumo que deja de tener un contrato en vigor

En las modalidades de producción con autoconsumo recogidas en el artículo 2, punto b) 2º y c), el sujeto consumidor y el sujeto productor no son la misma persona física y/o jurídica.

Por otro lado, según el artículo 15, punto 4, si el consumidor asociado dejase de tener un contrato en vigor con una empresa comercializadora (no siendo consumidor directo en el mercado), pasaría a ser suministrado por la totalidad de la energía que consuma por la Comercializadora de Referencia a la tarifa de último recurso. En este caso, el artículo 15 también recoge que el titular de la instalación de producción se vería obligado a ceder toda la energía generada al sistema eléctrico, sin ningún tipo de contraprestación económica vinculada a dicha cesión.

Las penalizaciones impuestas al consumidor asociado por la falta de contrato en el mercado libre no debería afectar al titular de la instalación de producción, ya que se trata de una persona física o jurídica diferente. Por ello creemos necesario que para las modalidades b) 2º y c) se modifique el artículo 15, punto 4 para excluir esta cesión de energía sin contraprestación. Entendemos que el productor debería poder acudir al mercado como cualquier otro generador.

Sin embargo, en la definición de este cargo del artículo 21, punto 4, se indica que este cargo se aplicará a la energía correspondiente al autoconsumo horario y no a la energía excedentaria (vertida a la red en el punto frontera). Es necesario aclarar sobre qué energía deben pagar el cargo y cómo se mide esa energía.

8.6 Transitorio para instalaciones existentes con contrato con un comercializador de referencia

Debería otorgarse un plazo transitorio para que se tengan en cuenta las instalaciones existentes de autoconsumo que actualmente tienen contratado el suministro con un comercializador de referencia.

Para que no haya colisión con los artículos 8, punto 3 y artículo 15, punto 4, debería darse un plazo para que estos suministros contraten con un comercializador en mercado libre.