

El mercado minorista.

Julio Usaola
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Universidad Carlos III de Madrid
correo electrónico: jusaola@ing.uc3m.es

Última revisión: 21 de agosto de 2020

Índice

Objetivos del tema	2
1. Introducción.	2
2. La tarifa de acceso.	4
2.1. Principios de diseño de las tarifas.	4
2.2. Estructura de la tarifa.	5
2.3. Asignación de costes a los componentes de la tarifa.	6
3. El coste de adquisición de la energía.	7
4. Impuestos.	8
5. Cambios previstos en la generación y consumo de electricidad.	8
6. Conclusiones.	9



Objetivos del tema

En este tema se describirán los principales aspectos regulatorios relacionados con el mercado minorista en el que el consumidor adquiere su energía final. Los mercados minoristas son diferentes en cada país o sistema, pero obedecen a principios comunes, que son los que se expondrán aquí. Los costes del sistema se deben repartir de una manera equitativa y eficiente entre los usuarios del mismo y diseñar un buen sistema de tarifas es muy importante para no invertir en exceso en redes de distribución. Los objetivos de este capítulo son los siguientes:

- Desglosar los distintos componentes del coste de la electricidad a los usuarios, en particular la tarifa de acceso y el coste de adquisición de la energía.
- Establecer los principios de diseño de las tarifas eléctricas.
- Describir las distintas posibilidades de asignación de las componentes del coste de la electricidad a los distintos conceptos de la tarifa eléctrica.
- Discutir las ventajas e inconvenientes de los distintos métodos de asignación de costes.
- Proporcionar una prospección de los cambios futuros en el sistema eléctrico y cómo pueden afectar a la tarifa de los usuarios.

1. Introducción.

Las actividades realizadas en el sistema eléctrico (generación, transporte, distribución, comercialización y coordinación) tienen un coste que debe reflejarse en el precio de la energía eléctrica que pagan los consumidores. El precio final de la electricidad tiene tres componentes principales ¹, cuya proporción puede variar mucho según los mercados eléctricos. Estas tres componentes son:

- Coste de adquisición de la energía. Estos costes incluyen el precio de la energía en el mercado mayorista, el coste de las congestiones y, en algunos casos, dependiendo de la regulación, el coste de la banda de reserva.
- Costes regulados, divididos a su vez en:
 - Costes de las redes: ampliación, operación y mantenimiento. Se pueden incluir aquí los costes de medida.
 - Cargos, que incluyen subvenciones a determinadas energías, como las renovables, cogeneración y residuos, mecanismo de capacidad, etc
- Impuestos, que pueden incluir impuestos medioambientales, impuesto sobre el valor añadido, impuestos locales, etc.

Además hay que incluir el coste de comercialización (emisión y gestión de facturas y pagos, publicidad, etc.).

En un mercado liberalizado, la división entre costes regulados y precio de adquisición de la energía refleja la separación de actividades en los mercados, divididas entre actividades reguladas y en competencia. Descartando la parte de los impuestos y el coste de la medida y la comercialización, el destino de los pagos por la energía eléctrica se ilustran en la Figura 1.

En los sistemas centralizados, todo el coste de la electricidad (generación, transporte, distribución, comercialización, etc) se cargan al usuario mediante lo que se denomina **tarifa integral**. En los sistemas liberalizados, se denomina **tarifa** a la parte que recoge los costes regulados. Aunque pueda haber diferencias en la forma de presentar los conceptos de pago, tanto en los sistemas centralizados como en los liberalizados las componentes de los costes son las mismas.

A continuación se van a definir y describir las componentes del coste tal como se utilizarán en los apartados sucesivos, centrándose en los mercados liberalizados.

¹El precio final debe incluir algún otro concepto como el coste de la medida.

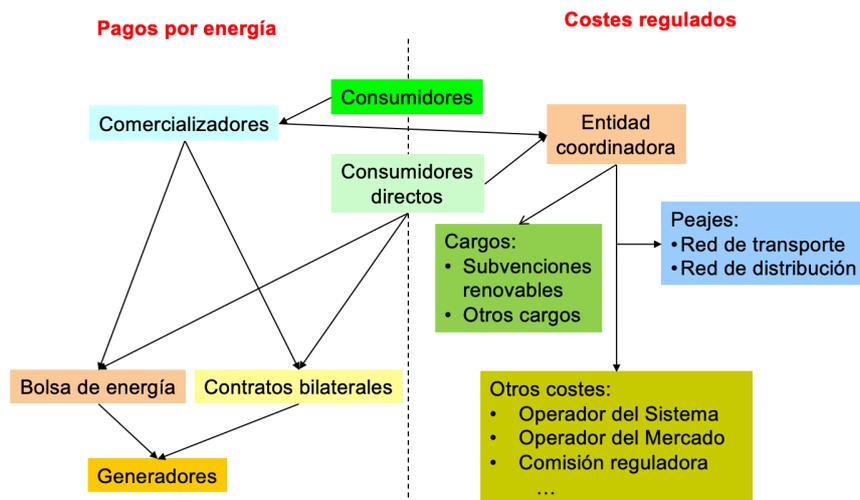


Figura 1: Destinos de los pagos de los consumidores por la energía eléctrica.

Los pagos por la energía adquirida en el mercado se transfieren al productor a través de una compañía comercializadora que se ha encargado de la adquisición de la energía en el mercado mayorista, bien en un mercado organizado, o bien mediante contratos bilaterales. Generalmente, la empresa comercializadora se encarga de detraer la parte de la tarifa (costes regulados) del total que recauda de los usuarios y de transferirla al organismo regulador. Los costes de la compañía comercializadora están incluidos dentro del precio total de la electricidad que paga el usuario.

En los mercados liberalizados, como se ha indicado ya, los costes regulados se cubren mediante lo que se llamará aquí **tarifa de acceso**. Dentro de la tarifa, la parte correspondiente a los costes de las redes de transporte y distribución se pagan mediante el **peaje de acceso**². Otra parte de la tarifa la constituyen los **cargos**, que incluyen conceptos distintos: financiación de los mecanismos de apoyo a la generación renovable o de otro tipo como cogeneración o residuos, del mecanismo de capacidad existente o de la interrumpibilidad (véase más adelante). Una parte mucho menor es la destinada a la financiación de los organismos coordinadores, como los operadores del mercado y del sistema.

La totalidad de los costes regulados del sistema eléctrico tiene que ser pagado por la tarifa de acceso. Sin embargo, la tarifa de acceso debe calcularse de antemano, normalmente con carácter anual, a partir de previsiones de ingresos y gastos. En la realidad, tanto los ingresos como los costes pueden diferir de estas previsiones y puede producirse una diferencia entre ingresos y gastos. En el caso en que se produzca un déficit, este es una de las componentes de los cargos del sistema, que se transfiere a años siguientes. Estas transferencias entre distintos ejercicios deben ser limitadas.

Un organismo regulador debe supervisar todas estas operaciones y retribuir a las empresas transportistas, distribuidoras y destinatarias de las subvenciones. En la Unión Europea, la autoridad reguladora es un organismo independiente del gobierno y de cualquier interés comercial que se encarga, entre otras tareas, del cálculo del mecanismo de retribución a las redes de transporte y distribución y de los peajes de acceso. Eventualmente puede encargarse también de la recaudación de la totalidad de la tarifa de acceso y de los pagos de los incentivos a las energías renovables. El coste de la comisión reguladora se carga conjuntamente con el de los operadores del mercado y del sistema.

En los apartados siguientes se describe con más detalle cada uno de los componentes del coste de la electricidad y se formulan los principios que deben seguirse en el diseño de tarifas. Cómo se transfieren estos componentes a los consumidores es distinto en cada país, y además cambiante en el tiempo, por lo que solo se tratarán los principios generales y comunes sobre este tema.

²Este término se denomina también tarifa de acceso. En este capítulo el peaje de acceso incluirá solo los costes de las redes.

2. La tarifa de acceso.

Como se ha indicado previamente, en este capítulo se denominará tarifa de acceso a la parte que los consumidores destinan al pago de los costes regulados, es decir, los peajes, los cargos y el resto de los costes.

La tarifa eléctrica, incluyendo la tarifa integral, es difícil de calcular. Si bien la energía eléctrica es un bien indiferenciado, hay diferencias en su coste dependiendo del nivel de tensión de la conexión y de la localización y tipo de consumidor (doméstico o industrial, por ejemplo) o del momento en que se consume. Estas diferencias deberían estar reflejadas en el pago total del usuario, pero realizar un reparto eficiente y adecuado es muy complejo.

2.1. Principios de diseño de las tarifas.

La misión de la tarifa es, como ya se ha indicado, cubrir los costes regulados del sistema. Estas tarifas, y en particular los peajes de acceso, deben reflejar los costes del sistema y deben establecer los incentivos adecuados para que el desarrollo de las redes sea el más favorable a largo plazo. Las tarifas tienen que ser eficientes, en el sentido de que deben pagar más por el servicio aquel usuario que más se beneficie de él, y al mínimo coste.

Los cargos vienen determinados por decisiones de política energética (subvenciones a determinadas fuentes de energía, independencia energética, etc.) o a déficits tarifarios de otros años. Los costes de las redes son más homogéneos y se pueden clasificar en varias categorías:

- Costes a corto plazo, como las pérdidas, que dependen de la energía consumida.
- Costes específicos de cada consumidor, como los costes de medida.
- Costes hundidos, que son los costes de la red existente, tanto de inversión en las infraestructuras aún no amortizadas, como de operación y mantenimiento.
- Costes a largo plazo, como los costes necesarios para la ampliación de la red existente. Estos costes dependen de la potencia máxima que tengan que transmitir, pues esta es la que se utiliza para dimensionar las ampliaciones.

A partir de estas consideraciones, la tarifa debe cumplir con las características que se enumeran a continuación ³. Estas características se aplican sobre todo a los peajes, pero también se pueden extender al resto de las componentes de la tarifa.

- Las tarifas deben reflejar los costes: Los cargos que se le realicen al consumidor deben reflejar los costes que ocasionan. De esta forma se establecen incentivos para evitar costes futuros innecesarios.
- No deben producir distorsiones: Las tarifas no deben distorsionar los precios del mercado o el acceso a las redes.
- Asegurar la recuperación de los costes: Lo recaudado mediante la tarifa debe cubrir todos los costes comprendidos en ella.
- No deben ser discriminatorias: Unos consumidores no deben pagar más que otros por los mismos conceptos.
- Predictibilidad: La tarifa eléctrica no debe cambiar bruscamente, aunque debe evolucionar con el tiempo.
- Transparencia: El método para calcular las tarifas debe ser claro para todos los involucrados.
- Simplicidad: Deben ser comprensibles, dentro de la complejidad que tiene el coste de la electricidad.

³Véase CEER, “Electricity Distribution Network Tariffs CEER Guidelines of Good Practice,” Council of European Energy Regulators, C16-DS-27-03, Jan. 2017.

Resulta difícil que se cumplan todas ellas. Por ejemplo, una tarifa que refleje detalladamente todas las componentes o que intente reflejar los costes fielmente, no puede ser una tarifa fácil de entender. O bien, no es sencillo diseñar un mecanismo que establezca incentivos adecuados y que garantice la recuperación de costes. Por tanto se tiene que encontrar un compromiso, tanto más difícil de hallar cuanto que la evolución del sistema eléctrica producirá muchos cambios cuyo efecto es difícil de prever.

2.2. Estructura de la tarifa.

Las tarifas suelen diferenciarse según la tensión de conexión: baja tensión y alta tensión, dividida esta en varios niveles de tensión. Dentro de las tarifas de baja tensión puede haber una categoría específica para pequeños consumidores domésticos. La tarifa tiene distintos términos y puede tener diferentes costes según el momento y el lugar en que se consuma. En las tarifas, con excepción de las tarifas domésticas, suele haber una penalización por consumo de energía reactiva, por el incremento de pérdidas que ocasiona esta y por el efecto que tiene el consumo de reactiva sobre la tensión.

Términos de la tarifa. La tarifa puede tener tres términos:

- un término fijo, en R (EUR, GBP, USD, etc),
- un término de potencia, en R/kW,
- un término de energía, o volumétrico, en R/kWh, que depende de la energía consumida.

No en todos los países existen las tres componentes. En algunos no existe término fijo, y en otros solo existe un término de energía. Lo más extendido es un término de energía, a veces como componente única.

El término de potencia de un consumidor puede establecerse a priori, a partir de la potencia contratada por un consumidor, o bien a posteriori, a partir de la potencia máxima consumida en un periodo, por ejemplo un mes o un año. En el primer caso se pueden prever mejor los costes, tanto por parte del organismo regulador que debe equilibrarlos con los ingresos, como por parte de los propios consumidores. Sin embargo, en algunos países no existe potencia contratada para muchos consumidores, sino solo un dispositivo de protección que limita el consumo por razones de seguridad. Tampoco en todos los países se mide la potencia máxima consumida.

Diferenciación espacial y temporal de la tarifa. El valor de los términos de potencia o energía puede depender de la hora del día y de la época del año (diferenciación temporal) y de la situación del consumidor (diferenciación espacial), según los países.

La **diferenciación espacial** incentiva la proximidad entre las instalaciones de generación y de consumo con el fin de que haya que desarrollar menos las redes de transporte y distribución. Así, la tarifa será más baja para los consumidores que estén más próximos a la generación. Establecer cuál es la diferenciación espacial que debe aplicarse es difícil, pues no hay un método indiscutible que indique cómo de alejadas están la generación y la demanda entre sí. Las tarifas pueden ser *nodales*, *zonales* o *arquetípicas*. Son nodales si se calculan para cada nudo del sistema, lo que requiere una gran cantidad de información y de capacidad de cálculo. Pueden ser también zonales, si se calculan para zonas más o menos amplias, o arquetípicas, si se basan en determinadas características de la red (entorno rural o urbano, características de la red). La aplicación de la diferenciación espacial es menos frecuente que la diferenciación temporal.

La **diferenciación temporal** es un incentivo para que la demanda se haga menos variable en el tiempo. La potencia instalada de generación y la capacidad de las instalaciones de las redes de transporte y distribución dependen de la potencia máxima producida o transmitida, pero si el consumo de potencia solo se produce unas horas al año, esta capacidad estará infrutilizada el resto del tiempo. Por esta razón, un consumo uniforme en el tiempo requiere menores inversiones y por eso se incentiva mediante la tarifa. Estos incentivos son muy frecuentes en los distintos mercados eléctricos. La diferenciación puede ser *estática* o *dinámica*. Es estática si los intervalos y los precios se establecen de antemano, y es dinámica si los precios van cambiando según la evolución del sistema, por ejemplo, si se reflejan las congestiones que se producen en una zona de la red.

En la diferenciación estática se pueden dividir las horas (o el intervalo que se considere, media hora o 15 minutos, por ejemplo) del año en tres periodos: primavera-otoño, verano e invierno, y las horas del día en horas punta, llano y valle, en los que se determinan valores distintos para la tarifa. Esta diferenciación puede afectar tanto al término de potencia como al término de energía. Hay que señalar que, puesto que las tarifas tienen que ser determinadas de antemano, los periodos temporales que se establezcan no coincidirán exactamente con el nivel de consumo real.

Tabla 1: Diferenciación temporal en la tarifa eléctrica.

	Invierno	Primavera - otoño	Verano
Punta	TP1 - TE1	TP2 - TE2	TP3 - TE3
Llano	TP4 - TE4	TP5 - TE5	TP6 - TE6
Valle	TP7 - TE7	TP8 - TE8	TP9 - TE9

TP: Término de potencia; TE: Término de energía.

La diferenciación dinámica es mucho más difícil de implantar y todavía no se ha aplicado como tal en la red de distribución. Requiere un sistema de información y gestión complejo y que no está normalmente disponible, incluyendo equipos de medida, sistemas de predicción y equipos de control por parte del distribuidor. Por otra parte, puede dar lugar a variaciones del valor de la tarifa que determinados consumidores tendrían dificultades en seguir. Además, tendrían que calcularse de forma que permitieran recuperar los costes del sistema. Pueden ser más adecuadas para grandes consumidores, que tienen más información y más estímulos para seguir los incentivos que establecen. Hay que destacar que estas tarifas son diferentes del precio de la energía adquirida en el mercado, pues deben cubrir otros costes y reflejan la situación local (congestiones en la red de distribución, que no estarían reflejadas en el precio en el mercado mayorista), y por tanto se puede decir que incluyen también una diferenciación espacial.

2.3. Asignación de costes a los componentes de la tarifa.

La importancia que deben tener los términos fijo, de potencia y energía en la tarifa es objeto de debate. Una de las características de una tarifa bien diseñada es la capacidad de reflejar los costes que ocasiona cada usuario, tanto la capacidad contratada como la energía consumida. Puesto que la tarifa cubre costes distintos, principalmente costes de redes y cargos, la forma de reflejarse cada uno de estos puede también diferir.

El término de energía debería reflejar el incremento de coste que se produce en el sistema por consumir un MWh más, es decir, debería cubrir los costes variables a corto plazo. En particular, las pérdidas dependen cuadráticamente de la energía consumida en cada momento, por lo que el término de energía induce una reducción de pérdidas en las redes. En términos generales, un mayor predominio del término de energía introduce un mayor incentivo para el autoconsumo y el ahorro energético.

En lo que respecta a los costes de las redes de transporte y distribución, no dependen del consumo instantáneo de energía, sino del pico de potencia que deben transmitir, por lo que es más adecuado vincularlas al término de potencia. Un término de potencia correcto con periodos horarios diferenciados establece incentivos adecuados para reducir el pico de consumo, que se refleja en un dimensionamiento más reducido de redes. Por otra parte, el predominio del término de potencia evita subsidios cruzados entre consumidores con generación distribuida (que tendrían un consumo más bajo) y el resto, aun cuando ambos puedan hacer el mismo uso de la capacidad de la red. También de este modo se desvincula la retribución de las redes del consumo de energía, que puede variar en función de las circunstancias económicas, por lo que es más difícil que garantizar el equilibrio entre ingresos y costes. Por tanto, parece preferible que la cobertura de los costes de las redes se realice principalmente mediante el término de potencia.

Los cargos pueden incluir distintos conceptos. El coste de las energías renovables está vinculado a la producción de estas, y por tanto parece justificado asignarlo al término de energía. Sin embargo, si las energías renovables tienen prioridad de despacho para no desaprovechar un recurso difícilmente almacenable, la producción de estas sufrirá pequeñas variaciones en los distintos años (con excepción de

la energía hidráulica, pero esta no suele incluirse entre las energías subvencionadas), pues depende del recurso disponible en un territorio, por lo que una disminución de los ingresos por término de energía debido a una disminución del consumo pondría en peligro el equilibrio entre ingresos y costes, ya que los costes de las renovables no variarían en la misma proporción. Otros componentes, como el ajuste de los desequilibrios en ejercicios anteriores también pueden repartirse a partes iguales entre consumidores.

En cuanto a las otras componentes de los cargos, el mecanismo de capacidad y el coste de los organismos coordinadores, suele venir cargado al término de energía de la tarifa. Los organismos coordinadores suelen suponer una parte muy pequeña de la componente del coste.

En particular, la asignación de los costes a los distintos tipos de consumidores según el nivel de tensión no es fácil de realizar. Si bien la componente de energía se suele dividir proporcionalmente según el consumo de cada nivel de tensión, el término de potencia es de división más difícil. Se puede hacer teniendo en cuenta la participación de cada nivel de tensión en la punta del sistema, que es la que determina la capacidad de las redes. También se tiene habitualmente en cuenta la porción de red necesaria hasta llegar al consumidor, de forma que el consumidor de baja tensión tiene que contribuir a los costes de la red de transporte, y al de todos los niveles de la red de distribución, en tanto que los consumidores en alta tensión solo tendrían que cubrir los costes de la red de tensión igual o superior a la que están conectados.

3. El coste de adquisición de la energía.

Las tarifas integradas comprenden todas las componentes del coste de la electricidad, incluyendo la producción de energía. El coste completo de la electricidad está regulado por el gobierno. En los sistemas liberalizados, sin embargo, cada consumidor puede elegir el suministrador que desee, que le cobrará el coste de la electricidad de acuerdo con el contrato. Normalmente la factura eléctrica incluye las componentes de la tarifa de acceso, que la compañía comercializadora remite al organismo regulador encargado de su gestión. Esta componente puede o no estar detallada en el contrato con la comercializadoras. En la factura eléctrica se incluyen también los costes de comercialización de la propia empresa comercializadora, que pueden tener un término de potencia y un término de energía.

Los tipos de contratos pueden ser muy variables: pueden consistir en una tarifa plana, o incluir diferenciación temporal. Esta puede ser también por periodos o ser una tarifa horaria (o con otro intervalo) vinculada a los precios del mercado. Un contrato de suministro que refleje la variación temporal de los precios de la energía es más favorable para el sistema en su conjunto, pues incentiva patrones de consumo que reduzcan los costes de generación y de inversiones en redes. Hay que destacar que estos costes deben ser los reales en el mercado mayorista, no la estimación que se realiza en la tarifa de acceso, que se tiene que calcular con anterioridad para un periodo tarifario, normalmente anual. Sin embargo, parte de la energía puede ser adquirida no en mercados organizados con precio horario, sino con contratos a largo plazo que también tendrían que verse reflejados en el precio final.

Normalmente existe una tarifa de último recurso para aquellos consumidores que no tengan un contrato con una comercializadora. Las razones pueden ser variadas: desconocimiento de la normativa, cambios de domicilio, dificultades económicas o residencia en una zona en la que no abastecen las comercializadoras. Esta tarifa la ofrecen comercializadoras específicas y los precios están regulados.

Es objeto de debate el sentido de la necesidad de liberalizar el mercado minorista, y si los beneficios aportados por la competencia (diversidad de productos, incremento de la competencia en el mercado, por ejemplo) superan a los costes de esta competencia (como los costes de publicidad) en un sector en el que las ventajas ofrecidas a los consumidores no pueden ser grandes por el carácter indiferenciado del producto. La competencia puede abrir una vía para la innovación, y en situaciones futuras, en la que un consumidor puede incluir instalaciones de autoconsumo, almacenamiento y vehículos eléctricos, pueden existir más oportunidades para la participación en mercados de flexibilidad y en servicios auxiliares.

Las empresas comercializadoras pueden ofrecer adicionalmente certificados de garantía de origen renovable de la energía que suministra. Esta garantía de origen no determina el origen real de la energía que se consume, que procede de los generadores conectados en cada momento en el sistema. Se trata de un mecanismo de apoyo a la generación renovable, si el precio que se paga por la energía en este tipo de contratos es superior y la diferencia va a las plantas de energías renovables.

4. Impuestos.

Los impuestos que paga el consumidor de electricidad pueden provenir de distintas fuentes: impuestos locales, impuesto sobre el valor añadido (IVA) y un impuesto correctivo sobre la electricidad. El coste final (excluyendo impuestos locales, que pueden ser muy diferentes) vendría dado por la expresión siguiente:

$$\text{Precio final} = (\text{Coste de la energía} + \text{impuesto correctivo}) \times (1 + \text{tasa IVA})$$

El coste de la energía incluiría las componentes ya descritas: la tarifa de acceso, destinada a cubrir los costes de los sectores regulados, y el precio de la energía en el mercado. El impuesto correctivo estaría destinado a cubrir las externalidades del producto consumido (la electricidad en este caso) no incluidos en su coste. Estas externalidades están principalmente relacionadas con los efectos medioambientales (contaminación y emisión de gases de efecto invernadero) de la producción de energía eléctrica. En el caso de los gases de efecto invernadero, este impuesto se suele denominar “impuesto sobre el carbono”. Por esta razón se entiende como una componente más del coste de la electricidad, por lo que se le aplica también la tasa de IVA.

El coste de estas externalidades no es fácil de estimar. Además, hay que tener en cuenta que en los países de la Unión Europea existe un mercado de emisiones de CO₂ que pone un coste a la emisión de este gas y que está incluido en el precio de generación. El precio del CO₂ no está vinculado con los costes reales del cambio climático, sino con la oferta y demanda de permisos de emisión que vienen determinadas parcialmente de forma administrativa. Se puede afirmar que los impuestos correctivos no cubren las externalidades de la energía procedente de combustibles fósiles, ni eléctrica, ni de otras fuentes, por lo que se puede afirmar que la energía procedente de combustibles fósiles recibe subvenciones en todo el mundo ⁴.

5. Cambios previstos en la generación y consumo de electricidad.

Se están produciendo cambios en el sector eléctrico que previsiblemente se intensificarán en el futuro. Estos cambios están vinculados al aumento del autoconsumo, la mayor necesidad de flexibilidad del sistema eléctrico, la utilización del almacenamiento y la extensión del vehículo eléctrico. La influencia de estos fenómenos tendrá que reflejarse en las tarifas, pues los costes del sistema cambiarán y la forma en que cada tipo de consumidor contribuirá a ellos, también. Estos cambios están motivados por la decisión de descarbonizar el sistema energético y por las mejoras tecnológicas y reducciones de costes en las energías renovables y en el almacenamiento. A esto hay que añadir las mejoras en comunicaciones y capacidad de cálculo y de control, que abren muchas posibilidades a una gestión más descentralizada del sistema eléctrico.

El **autoconsumo** se está extendiendo con mucha rapidez debido a la disminución de costes de las tecnologías de generación distribuida, en particular la generación fotovoltaica. Esto cambia la forma de gestionar y planificar la red de distribución, principalmente: los picos de potencia transmitida en las redes pueden cambiar y puede ser necesario introducir nuevos equipos que compensen sobretensiones, o rediseñar los sistemas de protección. Las variaciones de coste que supongan deben ser asignadas de forma no discriminatoria a todos los consumidores, por lo que no deben producirse cargos injustificados a las instalaciones de autoconsumo, ni subsidios cruzados que favorezcan a estas. Estos subsidios cruzados pueden producirse por el mecanismo de balance neto de retribución del autoconsumo. Este mecanismo consiste en el pago de la energía neta consumida por el usuario a un precio dado, sin tener en cuenta la diferencia de precios entre el momento en el que hay generación neta y consumo neto. Un valor alto del término de energía de la tarifa puede hacer más rentables las instalaciones de autoconsumo. En ambos casos, los costes regulados se desplazan hacia los consumidores que no tienen instalaciones de autoconsumo, aun cuando todos los usuarios estén utilizando la red.

Como se ha indicado ya, el diseño de las redes se basa en la capacidad que son capaces de transmitir. La extensión del autoconsumo modificará los momentos en que se produce la máxima utilización de las redes,

⁴Véase I. W. H. Parry, D. Heine, E. Lis, and S. Li, Getting energy prices right: from principle to practice. Washington, DC: International Monetary Fund, 2014.

e incluso podría determinarlo. Esto cambiaré las horas en las que se debe desincentivar la producción o el consumo, lo que complica el establecimiento de tarifas con diferenciación horaria estática, pues será más difícil establecer a priori las horas de mayor o menor utilización de la red.

Por otro lado, los flujos de energía ya no se dirigen desde la red de alta tensión, a la que están conectados los generadores, hasta la red de tensiones más bajas, en las que están conectados los consumidores. Los flujos de energía pueden ser bidireccionales y esto afecta al criterio de reparto según el cual en la tarifa de un usuario solo se tendrían que incluir las redes de la tensión iguales o superiores a la tensión de conexión. Hoy en día las tarifas de acceso solo las pagan los consumidores, pero en el caso de una extensión del autoconsumo podrían tener que extenderse a las instalaciones de producción, sin que deba haber discriminación en este caso en razón del tamaño de la planta de generación.

Si bien aún menos extendido, el **almacenamiento** puede cambiar también los modos de explotación e inversiones en las redes, y los costes y beneficios asociados a estos cambios deben igualmente repartirse entre los consumidores de forma no discriminatoria. Aquí se pueden presentar las mismas observaciones que en el autoconsumo para evitar subsidios cruzados. El uso del almacenamiento también puede cambiar los momentos de potencia máxima circulante por las redes, lo que produce también dificultades para la determinación de intervalos de punta en la diferenciación horaria estática. Las tarifas deben evitar una doble asignación de costes al almacenamiento, como productor y como consumidor.

La extensión del **vehículo eléctrico** y su necesidad de recarga puede requerir nuevas inversiones para aumentar la capacidad de las redes, o bien se pueden establecer incentivos adecuados a través de la tarifa eléctrica para que sean suficientes las infraestructuras actuales, o que incluso pueda contribuir a una disminución en las inversiones necesarias, aprovechando la capacidad de almacenamiento en los mismos. Para que la integración se realice minimizando los costes o incluso reportando ventajas al sistema es necesaria una regulación adecuada que evite, por ejemplo que los vehículos comiencen su recarga al mismo tiempo, desplazando, e incluso incrementando, los máximos de potencia transmitida.

Los planes de descarbonización en el sistema eléctrico implican la mayor participación de energías renovables en la cobertura de la demanda. Estas energías dependen del recurso disponible, que puede ser muy variable, por lo que el consumo neto (demanda menos producción de renovables intermitentes) será más variable. El sistema eléctrico requerirá más **flexibilidad** por parte de sus usuarios. Se puede definir la flexibilidad como la capacidad de responder con la rapidez necesaria a las necesidades del sistema. Los consumidores pueden participar en el ajuste de generación y demanda y en la provisión de servicios auxiliares de frecuencia y no frecuencia (control de tensión, por ejemplo). Esta participación constituye también una aportación a la fiabilidad del sistema y a la reducción del coste de capacidad. También los consumidores puede modificar el consumo (o producción). Por esta razón la tarifa debe proporcionar incentivos para fomentar esta participación. Los consumidores grandes podrán participar con más facilidad en esta provisión de flexibilidad, en tanto que los pequeños deberán hacerlo de una manera coordinada mediante un agente como el agregador, que aglutine sus disponibilidades y preferencias y que las gestione. La creación de un mercado en el que se gestione esta flexibilidad puede ser una forma de considerar las necesidades cambiantes y difícilmente predecibles de la red, lo que puede descargar de complejidad la tarifa de acceso.

6. Conclusiones.

El coste de la electricidad para los usuarios incluye los costes de producción de electricidad y los costes de inversión y de operación y mantenimiento de la infraestructura de producción y transmisión de la energía. Incluye también otras componentes como la financiación de mecanismos de apoyo o de capacidad. Debería incluir también las externalidades del producto.

El reparto de todos estos costes entre los usuarios, en particular el de los sectores regulados, es difícil de realizar. Las tarifas eléctricas deben cumplir con unas determinadas características para que sean eficaces, promoviendo un consumo responsable y minimizando costes a corto y largo plazo. Estas características incluyen la asignación adecuada de costes a los usuarios, el equilibrio entre ingresos y costes en el sistema, evitar los subsidios cruzados, ser previsibles y estables, así como transparentes y no discriminatorias.

Aunque los conceptos que se deben remunerar son los mismos, existe una gran variedad de modalidades entre distintos sistemas eléctricos, con un grado diferente de eficiencia.

La descarbonización del sistema energético y el abaratamiento de la generación distribuida, el almacenamiento y el vehículo eléctrico, así como el desarrollo de las comunicaciones y el aumento de las posibilidades de control de dispositivos, van a requerir cambios en la operación del sistema eléctrico y se tienen que reflejar debidamente en el coste de la electricidad que pagan los usuarios.