

Tarifas de Redes de Distribución: ¿Un Problema Resuelto?

M.P. Rodríguez Ortega, I. Pérez Arriaga, *Fellow Member, IEEE*, J. Rivier Abbad, *Member, IEEE*,
J. Peco González

Resumen—La tendencia hacia la liberalización que rige la evolución de la economía mundial en los últimos tiempos como modo de fomentar la eficiencia en el funcionamiento de todos los sistemas, plantea nuevos retos a los reguladores del sector eléctrico. Las tarifas eléctricas, y concretamente las tarifas de las redes de distribución, deben adaptarse a esta nueva situación. En este artículo se analizan los principales enfoques tarifarios utilizados hasta el momento para el diseño de tarifas de distribución. Se mostrarán las carencias detectadas, planteándose una serie de propuestas metodológicas basadas en la búsqueda de la función de causalidad, que podrán servir para dar forma a un nuevo planteamiento tarifario adaptado a las exigencias del momento actual.

Palabras Clave— Eficiencia, Función de causalidad, Regulación, Tarifas de distribución.

I. INTRODUCCIÓN

Como de todos es conocido, durante los últimos años el sector eléctrico está siendo objeto de un importante proceso de reestructuración a escala mundial. Esta situación responde a la tendencia liberalizadora que actualmente rige la economía y a la que se han sumado numerosos gobiernos en mayor o menor medida. El punto de partida ha sido típicamente un marco centralizado en el que todas las actividades relacionadas con la generación, transporte, distribución y comercialización estaban reguladas e incluso verticalmente integradas en una única empresa, generalmente próxima al Estado. La tendencia, en cambio, es la separación de actividades y el desarrollo de las mismas, cuando es posible, en régimen de competencia. La motivación de esta evolución reside en la búsqueda de una mayor eficiencia en el funcionamiento de cada una de las actividades: mejores servicios al menor coste.

Para los reguladores del sector eléctrico esta nueva situación se ha convertido en un reto al que deben tratar de hacer frente introduciendo cambios fundamentales en la regulación de cada una de las actividades. En el caso de la actividad de distribución de energía eléctrica, monopolio natural y por eso mismo negocio regulado, se debe tratar de fomentar la eficiencia a través del diseño de los distintos

mecanismos de remuneración de las empresas. Dentro de estos mecanismos puede hablarse de dos pasos complementarios. El primero sería el cálculo de los costes reconocidos, momento en el que se estima la cantidad total con la que se remunerará a las empresas de distribución. Este paso no está libre de dificultad, principalmente debido al volumen de activos que se maneja y a que no resulta claro valorar si las inversiones realizadas están óptimamente adaptadas o incluso plenamente justificadas económicamente. Sin embargo, existen para ello diversas metodologías cuya utilización está mundialmente extendida [1, 2].

El segundo paso sería el reparto de esos costes reconocidos entre los usuarios de la red: los consumidores finales y/o los generadores conectados a las redes de distribución. Esta parte del proceso es la que da lugar a las tarifas de distribución. Desde el punto de vista tarifario, el punto de partida en numerosos países son tarifas integrales en las que el monto a remunerar es el coste total de servicio y en las que no hay ningún tipo de distinción entre actividades o conceptos de coste. La liberalización ha cambiado los objetivos llevando a la desagregación de las tarifas, haciendo explícita la distinción entre los costes asociados a cada actividad y tratando de introducir para cada una de ellas señales de eficiencia enfocadas hacia los distintos agentes. El interés, por tanto, radica en que las tarifas de distribución ahora no están enmascaradas dentro de una única tarifa eléctrica conjunta, sino que constituyen un sumando más dentro de un cuadro tarifario aditivo. Contar con una tarifa eléctrica eficiente pasa en la actualidad por diseñar tarifas eficientes, no sólo para las actividades que como la generación y comercialización pueden realizarse en régimen de competencia, sino también para las actividades que como la distribución continúan siendo negocios regulados.

La relevancia del correcto diseño de tarifas en general, y de distribución en particular, radica en que ellas constituyen el principal medio de intercambio de información entre empresas y consumidores. De este modo, se convierten en la herramienta fundamental para tratar de modificar patrones de comportamiento de unos y otros, tanto en el corto como en el largo plazo, con el fin de conseguir un sistema lo más

M.P. Rodríguez, I. Pérez-Arriaga, J. Rivier y J. Peco trabajan en el Instituto de Investigación Tecnológica, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad Pontificia Comillas, c/ Alberto Aguilera 23, 28015 Madrid, España (www.iit.upco.es).

eficiente posible. Las señales tarifarias son influenciadas y a su vez se traducen inevitablemente en los criterios para realizar las nuevas inversiones de red, en los criterios para operar el sistema y finalmente en los criterios para modificar o mantener los patrones de consumo. De aquí la importancia y la necesidad de cuidar detenidamente su diseño.

En este artículo no se entrará a valorar los diferentes métodos que existen para el cálculo de la cuantía del coste reconocido a las distribuidoras. Este coste reconocido, independientemente del modo en que haya sido obtenido, se tomará como punto de partida. El artículo se centrará en la forma en que éste debe repartirse para conseguir unas tarifas de distribución óptimas. Se tratará de ver en qué consiste y cómo debe desarrollarse una metodología tarifaria para redes de distribución que responda a los retos planteados por la nueva estructura del sector eléctrico.

En primer lugar se comentarán brevemente los principios regulatorios que deben regir en todas y cada una de las fases del diseño tarifario. Seguidamente se hablará brevemente de los principales enfoques tarifarios utilizados a lo largo de los años y hasta el momento actual, para el reparto de costes de distribución, aunque como se verá la evolución en este sentido ha sido casi inexistente. Dando un paso adelante en la resolución de este problema, se presenta una propuesta metodológica para la asignación eficiente de los costes de red basada en el principio de responsabilidad o causalidad sobre dichos costes.

II. DISEÑO TARIFARIO Y PRINCIPIOS REGULATORIOS

El objetivo fundamental que persigue cualquier metodología tarifaria es determinar cuál es la parte del coste que le corresponde abonar a cada consumidor final y cómo debe pagarlo. Una vez establecido el nivel tarifario para una determinada actividad, el proceso de diseño de las tarifas puede dividirse en tres fases fundamentales:

- *definición de la estructura tarifaria*, es decir, establecer los grupos de consumidores según sus características, así como el número y formato de las distintas tarifas que serán aplicables a cada uno de ellos;
- *asignación de los costes reconocidos* entre los bloques de la estructura tarifaria definida;
- *cálculo de las tarifas para los usuarios finales*, de modo que se determinen los costes unitarios que le corresponden a cada consumidor de cada una de las categorías tarifarias establecidas.

Existen una serie de principios universalmente aceptados que deben regir cada una de estas fases de diseño tarifario. Estos principios que podríamos llamar principios regulatorios [3, 4], quedan generalmente recogidos en las leyes y reglamentos eléctricos de cada país. Serán ellos los que establezcan, en muchos casos, limitaciones o matices importantes a la hora de diseñar cada uno de los pasos fundamentales para establecer una metodología tarifaria. De todos los principios regulatorios, los más destacables podrían ser:

- *Sostenibilidad*: garantía de recuperación de los costes reconocidos a cada actividad regulada.
- *Eficiencia económica*: las tarifas deben reflejar los costes ocasionados por los consumidores, enviando además señales que incentiven a comportamientos eficientes tanto en el suministro como en el consumo, y tanto en el corto como en el largo plazo.
- *No discriminación o equidad* en la asignación de costes: de modo que comportamientos similares, afronten costes similares, con independencia de quién y para qué esté utilizando la energía.
- *Aditividad*: las tarifas finales deben resultar de la suma de las tarifas diseñadas para cada actividad (generación, transporte, distribución, comercialización) como consecuencia de los principios anteriores. Esto hace que sea posible valorar el impacto de cada actividad sobre la tarifa final.
- *Transparencia* en el diseño de la metodología tarifaria, de forma que ésta sea pública y fácilmente accesible a cualquiera.

Además podrían citarse también: *estabilidad* en la metodología que se emplee; *consistencia* con el proceso de reestructuración del sector en cada país y *sencillez* en el diseño tarifario en la medida de lo posible, tratando de no sacrificar por ello otros principios de mayor importancia.

La aplicación práctica de todos estos principios puede llegar a entrañar gran complejidad, pues en ocasiones aparecen intereses contradictorios entre ellos. Por ejemplo, eficiencia, equidad y sencillez no siempre van unidas. Incluso obviando este tipo de conflictos ciertas fases del diseño tarifario resultan especialmente complicadas. Éste es precisamente el caso al tratar de asignar los costes de las redes de distribución entre los consumidores finales de forma eficiente.

III. REVISIÓN DE LOS ENFOQUES TARIFARIOS DE DISTRIBUCIÓN

Las tarifas de distribución han formado parte, tradicionalmente, de las tarifas integrales en las que se juntaban sin distinción la remuneración de todas las actividades relacionadas con el suministro de energía eléctrica. En este contexto de integración de actividades, lo fundamental era que las tarifas asegurasen la viabilidad de todo el negocio eléctrico, siendo la eficiencia un objetivo casi secundario. La evolución de los planteamientos económicos ha tenido como consecuencia destacable el paso a tarifas aditivas, suma de las tarifas calculadas para cada una de las actividades. Este hecho pone de manifiesto la necesidad de buscar las tarifas más adecuadas para cada actividad por separado.

Hasta el momento las tarifas de distribución no han sufrido una gran evolución. Ya fuese antes como parte de la tarifa integral o ahora como un término más de las tarifas aditivas, la filosofía de su diseño ha sido hasta ahora muy similar: las redes de distribución se diseñan para satisfacer una determinada potencia de punta, por lo que el reparto de costes

debe hacerse buscando alguna medida de la contribución de los clientes finales a la punta del sistema.

De forma general el diseño de tarifas de distribución puede resumirse en tres pasos. El primero es el análisis de los costes asociados a la actividad de distribución de energía eléctrica. A continuación los costes se asignan, más o menos arbitrariamente, a la o las variables con las que se consideran más directamente relacionados. Tal como ya se ha mencionado, la variable a la que fundamentalmente se asocian los costes de distribución es la potencia².

Una vez asignado el coste de red, el segundo paso consiste en repartirlo entre todos los grupos de clientes presentes en el cuadro tarifario. Dado que la variable con la que se relaciona el coste es la potencia, este reparto se hace buscando alguna medida de la contribución de cada conjunto de consumidores a la demanda de punta con la que se ha diseñado el sistema.

Finalmente, el último paso será calcular las tarifas unitarias como el cociente entre el coste asignado a cada categoría tarifaria y su potencia de punta coincidente. De esta forma, la tarifa de distribución típicamente consta de un único término de potencia en €/kW.

Si bien es cierto que uno de los criterios fundamentales para diseñar las redes de distribución es que sea capaz de soportar una determinada demanda de punta, también lo es que existen otras importantes consideraciones que este modo de diseñar tarifas no está teniendo en cuenta. La energía, a través de la minimización de las pérdidas y de la energía no suministrada, es una variable muy importante y frecuentemente determinante para establecer el nivel de inversión. Con esta idea, más como concepto intuitivo que como criterio justificado y cuantificado, algunas tarifas de distribución se formulan como tarifas binómicas con un término de potencia y otro de energía. Para ello puede recurrirse a la opinión de expertos planificadores de la red, o bien al sentido común.

Otra variable importante, muy difícil de valorar técnicamente y políticamente olvidada o ignorada en numerosas ocasiones, es la localización geográfica de los consumidores. Saber dónde y cuánto de separados se encuentren unos consumidores de otros, es fundamental para conocer el coste de la red: no tendrá el mismo coste por cliente una red que sirva a mil cargas en una zona urbana u otra que lo haga en una zona rural en la que están mucho más separadas unas de otras.

Por tanto, la asignación de costes en función únicamente de la contribución a la punta no resulta satisfactoria cuando el objetivo es diseñar unas tarifas de distribución eficientes.

IV. FUNCIÓN DE CAUSALIDAD EN EL COSTE

Según la teoría económica y en una primera aproximación, la señal económica más eficiente se consigue con la aplicación de los costes marginales. Sin embargo, esta misma teoría afirma que en el caso de aplicarse costes marginales para la remuneración de monopolios naturales que presenten economías de escala, no se conseguirán los ingresos suficientes para la recuperación de los costes totales [5]. Esto obligaría a la aplicación de ajustes que garanticen el cumplimiento del principio de sostenibilidad.

En el caso de la remuneración de los negocios de red, la señal supuestamente más eficiente correspondería a utilizar el remanente de los pagos por precios nodales de energía [6, 7]. Desgraciadamente esta cantidad únicamente representa, en redes razonablemente bien adaptadas, alrededor del 20% del monto a recuperar en el caso del transporte, y cantidades muy volátiles e incluso negativas en redes de distribución [3]. Se trataría, además, de precios de elevada volatilidad y variabilidad, y fuertemente dependientes de la localización geográfica de los consumidores, con el consiguiente problema de aceptación social.

Otra forma de aplicar señales marginales, sería a través de los costes incrementales de largo plazo de distribución. Estos costes están definidos como el incremento de coste de la red ante un incremento de demanda. Al igual que en el caso de los costes marginales de corto plazo, las tarifas establecidas como los costes incrementales de largo plazo no permiten la recuperación de los costes totales de distribución. Además, al tratarse de una señal de largo plazo se pierden los incentivos para el comportamiento eficiente de los consumidores, que vendrían dado por señales de corto plazo.

La búsqueda de eficiencia, una vez rechazada la posibilidad de utilizar costes marginales, nos encamina hacia una asignación de costes basada en el análisis de los causantes de los costes propios de la actividad. Esta podría ser una solución al problema aun por resolver del diseño de tarifas de red eficientes. La búsqueda de esta función de causalidad o responsabilidad en el coste incurrido nos lleva un paso atrás con respecto a la teoría marginalista, pero sin perder por ello su mismo objetivo: lograr unas tarifas que tengan como resultado una asignación eficiente de los recursos transmitiendo a los consumidores una señal del coste que su comportamiento supone para el sistema, y con una clara ventaja: poder preservar el principio de sostenibilidad.

La formulación de la función de causalidad de los costes propios de la red conduce a plantear varias cuestiones: ¿quién y con qué criterios planifica las redes de distribución?, ¿cuál o cuáles son, por tanto, las posibles funciones de planificación y diseño de dichas redes?, la red resultante en cada posible planteamiento ¿es una red óptima? ¿desde qué punto de vista lo es? Con esta amplia perspectiva, se busca identificar las variables que se tienen en cuenta a la hora de planificar las redes, de forma que ellas serán las que expliquen los costes y, por tanto, las que se utilicen para repartirlos, siempre que sean coherentes con los medidores disponibles (medidores de energía acumulada, de energía horaria, medidores de potencia

² En algunas ocasiones, como es el caso de uno de los primeros enfoques tarifarios, desarrollado y aplicado en EEUU, y conocido como enfoque tarifario contable, además de la potencia de punta se ha considerado que una parte de los costes de las redes está directamente relacionado con el número de consumidores a los que se está dando servicio. Esta parte del coste se estima con el coste asociado a una red de distribución "mínima", capaz de conectar a todos los consumidores pero sin posibilidad de transportar potencia.

máxima, limitadores de potencia, etc.), así como con el cuadro tarifario que se diseñe.

Podría decirse que, ya desde los primeros enfoques teóricos, las tarifas de red se han diseñado tratando de analizar de algún modo qué variables son las que causan los costes. Generalmente se ha aceptado, tal como se ha señalado en el apartado anterior, que las inversiones en red vienen determinadas por la potencia de punta que deba soportarse, siendo éste el criterio más utilizado para el reparto de los costes y por tanto para el diseño de tarifas. Este criterio simplista dista de la realidad, pues se están ignorando otras variables determinantes como son la energía y la localización geográfica de los consumidores [8]. Por tanto, aunque se han hecho algunas tentativas, hasta el momento no se ha desarrollado ningún enfoque tarifario que entre en profundidad y de forma sistemática a analizar esta función de responsabilidad en el coste. Como consecuencia, los efectos de la localización geográfica en la mayor parte de los casos y de la energía en menor medida, son ignorados en numerosos cuadros tarifarios.

Análisis de la función de causalidad

Es posible plantear el análisis de la función de causalidad bajo una doble perspectiva:

- Valoración del *beneficio económico* que perciben los diferentes clientes por la utilización de las redes de distribución;
- Medida de la *responsabilidad* de los diferentes clientes en el coste de la red.

La valoración del beneficio económico, cuestión siempre compleja, sugiere la utilización de métodos que permitan estimar la función de utilidad de cada consumidor. En este sentido resultan de especial interés las aportaciones de la teoría de juegos cooperativos. El proceso de planificación de la red puede plantearse como un juego cooperativo en el que los participantes negocian entre ellos hasta acordar el diseño de la red de máximo beneficio para todos de manera conjunta. En estas negociaciones cada participante conoce su función de beneficios y trata de maximizarla. El resultado del juego sería la realización de una cierta inversión en red y el reparto de sus costes, obtenido mediante acuerdos entre los agentes. Se trataría, si es que realmente existe, de una solución estable y que, además, supondría alcanzar el máximo beneficio social. Desde el punto de vista de la eficiencia económica se conseguiría una asignación de recursos eficiente al estar pagando cada uno conforme a su función de utilidad³: nadie desearía hacer una negociación adicional con otro, pues si fuese así ya lo habría hecho antes a lo largo del proceso. Dentro de este enfoque se encuentran técnicas como el reparto de costes en función del llamado valor de *Shapley* o el

algoritmo de *kernel*⁴.

La segunda perspectiva, más acorde con la realidad, está enfocada directamente a la utilización del propio procedimiento de planificación como fuente para establecer en qué medida cada consumidor afecta al desarrollo de la red. Se trata de adoptar la perspectiva de un regulador único que planifica la red de una sola vez. Este regulador tratará de minimizar la función de costes de red para un perfil de demanda determinado. Esta forma de llevar a cabo la planificación sería equivalente a considerar, en el planteamiento anterior, una función de utilidad constante, o lo que es lo mismo, una elasticidad de la demanda nula. Bajo esta hipótesis la red de distribución que se conseguiría en ambos casos sería la misma.

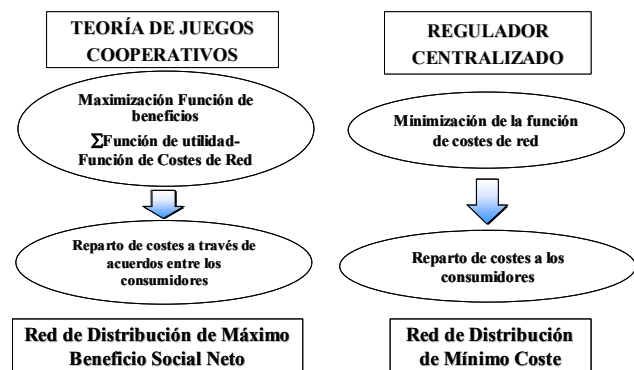


Fig. 1. Resultados del proceso de planificación según dos perspectivas diferentes

Una vez realizado el diseño, el planificador deberá repartir los costes de la red resultante entre todos los consumidores. La forma de llevar a cabo este reparto será acudiendo a sus propios criterios de planificación. Con este planteamiento se conseguiría por un lado una red eficiente y, por otro, siempre que sea posible hacer llegar el coste a aquél que lo origina, puede decirse que el reparto de costes también es eficiente.

Como resultado de la aplicación de ambos métodos se conseguirían redes diferentes (aunque no demasiado), y asignaciones de costes diferentes. De los dos, el más cercano a la realidad sería el del planificador único. Este método puede verse como una aproximación de la aplicación de la teoría de juegos cooperativos en la que el beneficio de cada consumidor se valora mediante su curva de demanda. De este modo, aunque esta hipótesis pudiera estar en ciertos casos alejada de la realidad, se asegura salvaguardar el principio de no discriminación: el reparto de costes se hace teniendo en cuenta características objetivas de los consumidores. Es conveniente mencionar que para el correcto desarrollo de este método,

³ Sin embargo, la utilización de la función de beneficios para establecer las tarifas es considerada discriminatoria, por lo que en la práctica se debe ser extremadamente cuidadoso con los criterios que se empleen.

⁴ Los métodos de teoría de juegos cooperativos ya han sido utilizados para la asignación de los costes de las redes de transporte [9-13], pero hasta el momento no existe ninguna referencia de su aplicación a las redes de distribución.

contar con un modelo de red de referencia⁵ para el cálculo de los costes de la red final, resultará de gran utilidad.

Podría suceder que, una vez analizada a fondo la función de causalidad, aun quedase una parte de los costes de distribución cuyo origen no sea posible identificar. En este caso será necesaria para este resto la aplicación de métodos de asignación “*second best*”, tales como precios *Ramsey*, que traten de deformar lo menos posible las señales económicas conseguidas con la aplicación del principio de causalidad.

V. RECOMENDACIONES METODOLÓGICAS PARA EL DISEÑO DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN

En los anteriores apartados se ha puesto de manifiesto la necesidad de contar con nuevas perspectivas y planteamientos que permitan aportar luz sobre el problema, todavía abierto, del diseño de tarifas de distribución. De algún modo esta carencia no ha sido vista como tal, pues de una forma u otra año tras año en todos los sistemas se van aplicando unas tarifas que cumplen, en unos casos mejor y en otros peor, con el objetivo prioritario de garantizar el funcionamiento del sistema eléctrico. Pero el avance está en tratar de buscar metodologías que afronten los retos planteados por la nueva y cambiante situación del sector eléctrico, cumpliendo para ello con los principios tarifarios fundamentales.

Siguiendo el esquema de diseño expuesto en los apartados anteriores, las recomendaciones tarifarias que se hacen a continuación se estructuran en tres fases: diseño de la estructura tarifaria; asignación de costes a los bloques tarifarios y, para terminar, cálculo de las tarifas finales. Para facilitar la comprensión del procedimiento se describen los temas uno a continuación del otro. Sin embargo conviene destacar que el proceso real no es lineal, sino más bien iterativo.

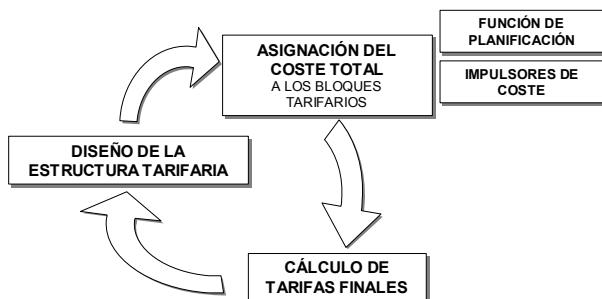


Fig. 2. Esquema general del proceso de cálculo de tarifas

A. Diseño de la estructura tarifaria

Uno de los objetivos con los que se diseña un cuadro tarifario es conseguir una reproducción simplificada del sistema que se quiere tarifar, a través de variables que sean representativas y que sirvan para caracterizar y facturar a los consumidores.

En el caso de la estructura tarifaria para la actividad de distribución en su diseño habrá que tener en cuenta varias cuestiones: por una parte será necesario conservar la coherencia con la función de costes utilizada en el proceso de planificación de las redes, por otra con la caracterización del consumo y finalmente con las estructuras tarifarias propias del resto de actividades (generación y transporte).

Dentro de la estructura tarifaria será necesario hacer una primera simplificación en la que se considerarán agrupaciones de elementos del sistema de distribución y de conjuntos de horas cuyos costes puedan ser considerados similares. De este modo, se clasificarán:

- Los elementos del sistema de distribución, considerando diferentes niveles de tensión y zonas geográficas.
- Las horas el año, agrupándose en periodos o bloques horarios, atendiendo a horas con costes de red similares, de forma que para cada grupo de horas se establezcan tarifas diferentes. Deberá hacerse de forma coherente con el resto de actividades (tarifa de energía y transporte).

No es posible desde el punto de vista técnico, ni deseable desde el punto de vista social, tratar de cuantificar el coste que cada individuo de forma independiente causa a la red. Por este motivo, es imprescindible establecer entre qué grupos debe hacerse el reparto. Es decir, deben tratar de juntarse aquellos cuyo comportamiento repercute de forma aproximadamente similar sobre el sistema. Esto se hará teniendo en cuenta qué variables objetivas y conocidas diferencian a unos consumidores de otros, evitando la utilización de características más subjetivas o relacionadas con el fin para el que el cliente emplea la electricidad, que podrían dar lugar a violaciones del principio de equidad. Además, las agrupaciones resultantes serán siempre coherentes con la estructura tarifaria final.

Es importante recalcar que, para el diseño del cuadro tarifario, deben elegirse aquellas variables que, además de servir para explicar los costes de la red, sean conocidas y por tanto resulten consistentes con los medidores disponibles para cada grupo de consumidores.

De forma general podría decirse que las variables candidatas en función de las cuales se podría establecer la clasificación de los clientes son las siguientes:

- *Nivel de tensión* al que debería conectarse⁶ un cliente según su demanda: cada consumidor origina costes en su propio nivel y en todos los niveles aguas arriba.
- *Zonas geográficas*: entendiéndose como tales, áreas en las que los costes de distribución, por la situación de unos clientes con respecto a otros a través de alguna medida de su dispersión, sean similares.

⁵ Un modelo de red de referencia [14] es una herramienta informática para diseñar redes de distribución óptimas ideales desde cero (sin tener en cuenta la red existente). Estos modelos parten de la localización GPS de los clientes y las subestaciones de transporte, intentando modelar el mercado de una forma lo más fiel posible y dimensionando la red atendiendo a la demanda actual y futura.

⁶ Aquí surge una cuestión que es interesante señalar. El nivel de tensión de conexión real de un consumidor no tiene por qué ser siempre el mismo que el nivel de tensión al que le correspondería conectarse según su demanda. Las tarifas deben diseñarse de forma que se incentive al consumidor a conectarse donde resulta más apropiado para el sistema, y una forma de conseguirlo es aplicar la tarifa correspondiente al nivel en el que debería estar conectado y no en el que está conectado.

- *Potencia*: ya sea ésta la potencia contratada, la potencia máxima, la potencia media, etc.
- *Energía consumida*
- *Perfiles de consumo dentro de cada nivel de tensión*: la forma de la curva de demanda influye en los costes que cada carga causa a la red. Estos perfiles podrán ser horarios o simplemente aportar información sobre la energía y la potencia máxima demandada por cada cliente. Dependerá de los medidores disponibles.

De este modo, mediante el cuadro tarifario se refleja un modelo de sistema eléctrico simplificado, tratando de buscar la responsabilidad en el costo de los distintos grupos: horas, consumidores, niveles de tensión y zonas geográficas. El resultado de este proceso es la construcción de cuadros tarifarios como el que se muestra en la tabla I.

La segunda fase del proceso de diseño de tarifas consistirá en asignar a cada una de las casillas del cuadro la correspondiente porción del coste de distribución. Para el cálculo de las tarifas finales, expresadas de forma unitaria, pueden utilizarse, tal como se verá, diferentes variables o *impulsores de coste*, según el que se considere más adecuado, resultando un cuadro tarifario con varios términos: coste unitario de energía, de potencia, por cliente o coste fijo.

Una herramienta que puede resultar de gran interés para el cálculo de las tarifas finales, cuando no se tiene mucha información sobre el comportamiento real de los consumidores, es la introducción de tarifas dependientes del factor de utilización⁷, tema que se tratará más adelante.

TABLA I
EJEMPLO DE ESTRUCTURA TARIFARIA

	Invierno			Verano		
	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
BT <1kV	1 bl. €/kW €/kWh €/cliente					
	2 bl. €/kW €/kWh €/cliente			€/kW €/kWh €/cliente		
	3 bl. €/kW €/kWh €/cliente		€/kW €/kWh €/cliente	€/kW €/kWh €/cliente		
MT >1kV y <33kV	3 bl. €/kW €/kWh €/cliente		€/kW €/kWh €/cliente		€/kW €/kWh €/cliente	
	€/kW €/kWh €/cliente	€/kW €/kWh €/cliente	€/kW €/kWh €/cliente	€/kW €/kWh €/cliente	€/kW €/kWh €/cliente	€/kW €/kWh €/cliente
AT >33kV y <72kV	€/kW €/kWh €/cliente	€/kW €/kWh €/cliente	€/kW €/kWh €/cliente	€/kW €/kWh €/cliente	€/kW €/kWh €/cliente	€/kW €/kWh €/cliente
MAT >72kV y <220kV	€/kW €/kWh €/cliente	€/kW €/kWh €/cliente	€/kW €/kWh €/cliente	€/kW €/kWh €/cliente	€/kW €/kWh €/cliente	€/kW €/kWh €/cliente

B. Asignación del coste total a los bloques tarifarios

El proceso de asignación de los costes totales de una red de distribución a los consumidores conectados a ella se debe plantear como un procedimiento complejo de búsqueda de causantes. Para ello será imprescindible conocer, por una parte, el marco regulatorio en el que deben desarrollarse las

tarifas, fundamentalmente el procedimiento de retribución y los condicionantes específicos⁸ para el desarrollo de las redes que existan en cada marco regulatorio concreto. Por otro lado, será fundamental conocer a fondo la función de planificación del sistema, función que ayudará a esclarecer si las variables que se consideren explicativas de los costes realmente lo son y en qué medida.

Un primer paso que puede simplificar parte del problema es la clasificación de los costes de distribución, tratando ya desde este momento de ver en qué medida son separables según su propio origen o causa. Unos costes podrán aislarse y analizarse de forma casi inmediata, mientras que para el resto será necesario plantear un análisis detallado de los criterios con los que se ha planificado o con los que debería planificarse la red.

El siguiente paso consistirá en ir coste a coste identificando los causantes o impulsores de coste, tratando de ver cómo se debería asignar el coste total a cada uno de ellos.

En este apartado se propone utilizar la función de planificación para el análisis de la función de causalidad, siempre que sea posible. Esta función de planificación se aplicará al diseño de la red óptima necesaria para dar servicio al conjunto de todas las cargas. El modo de llevar esto a la práctica es mediante un modelo de red de referencia. Este modelo servirá además para, una vez elegidas las variables relevantes, poder valorar de forma cuantitativa el peso de cada una de ellas sobre los costes de la red de distribución. Tal como se verá, puede suceder que la utilización de esta función no sea suficiente en algunos casos para llegar a identificar en qué medida cada uno es responsable de una parte de los costes. En este sentido se planteará la posible utilidad de los juegos cooperativos como herramienta adicional para lograr una asignación eficiente de los costes no explicados.

Conviene señalar que el coste que se consigue repartir con un procedimiento de este tipo será el coste asociado a una red de distribución óptima ideal. Este coste no coincidirá, en general, con el coste reconocido a la distribución, por lo que el principio de sostenibilidad obliga a la realización de un ajuste en alguna parte del procedimiento de diseño de tarifas, de modo que se garantice la viabilidad económica de la actividad.

1) Clasificación de los costes de distribución

Para el análisis de los causantes de los costes de distribución, puede partirse de su división en dos grupos. Por una parte estarían los costes asociados a las redes de distribución propiamente dichas, y por otra el resto de costes, asociados a la operación y mantenimiento de las redes.

2) Identificación y asignación a los Impulsores de Coste

La función de causalidad puede plantearse a partir del beneficio que consigue cada agente con su participación en un juego de negociaciones para planificar y repartir los costes de la red. Sin embargo, conocer y cuantificar la función de utilidad de cada consumidor resulta muy complicado, si no

⁷ El factor de utilización, definido como el cociente entre la energía demandada y la potencia contratada de un consumidor, aporta información sobre el perfil de consumo cuando éste es desconocido.

⁸ La importancia de estos condicionantes radica en que influyen directamente sobre el coste final de las redes de distribución resultantes.

imposible. Es cierto que podrían aplicarse métodos basados en la teoría de juegos cooperativos para el reparto de costes, sin embargo, varios intentos al respecto han puesto de manifiesto que debe hacerse con sumo cuidado, sobre todo si no se quiere incumplir el principio tarifario de no discriminación o equidad.

Sin descartar completamente el enfoque del beneficio, parece razonable adoptar la perspectiva del planificador único y tratar de buscar los impulsores de coste y el peso de cada uno a través de la función de planificación.

Una correcta planificación del sistema de distribución supone minimizar una función de costes muy compleja, construida a partir de todas las variables necesarias para conseguir una red de distribución óptima: localización geográfica de las cargas, costes de inversión, costes de pérdidas óhmicas y de potencia, costes de energía no suministrada, etc. Esta función dará como resultado el coste total de la red diseñada eficientemente. Este sería el coste cuyo análisis puede servir para diseñar las tarifas en un sistema que se opere de forma eficiente.

Hipotéticamente, si se dispusiera de la función de planificación en la que se utilizasen todas las variables mencionadas, se debería poder asignar el coste a cada consumidor en función de su aportación a cada una de dichas variables. Pero la función de planificación resulta ser una función no lineal de gran complejidad y en principio desconocida en forma explícita, por lo que esto no es posible. Como consecuencia surge de nuevo el planteamiento del problema con una doble cuestión: será necesario conocer los costes de una red óptimamente diseñada, para lo cual se podría utilizar un modelo de red de referencia⁹, y por otro lado será necesario identificar y cuantificar la influencia de las variables relevantes para el diseño de la red de forma que se trate de variables cuyos valores puedan medirse en cada uno de los puntos de consumo.

Como impulsores de coste se propone utilizar tres: la potencia de punta del sistema, la energía consumida a lo largo de las diferentes horas del año, simplificada a través de los correspondientes bloques tarifarios, y la localización geográfica de los consumidores. Se trata de las tres magnitudes fundamentales a la hora de diseñar una red eléctrica. Pero la separación, en términos cuantitativos, de la influencia de cada una de ellas sobre el coste total de la red, resulta una labor compleja. Una forma de abordar la cuestión es utilizar la función de planificación de las redes para valorar el peso de cada una de las tres variables:

- *Efecto de la localización*: dado un conjunto de cargas, el diseño de la red, y por tanto su coste, estará fuertemente relacionado con la posición geográfica de cada una de ellas: no costará lo mismo una red en la que todos los consumidores estén juntos que otra en la que estén

dispersos. Pero la localización no es independiente del resto de variables, sino que por el contrario se entrelaza constantemente con las otras dos, potencia y energía, en la función de planificación de la red. Este profundo grado de interacción dificulta hasta tal punto la separación que parece más apropiado no tratar de identificar una cantidad de coste debido a la localización, sino más bien buscar zonas en las que su efecto sea similar. Para ello será necesario dividir el problema en zonas en las que las cargas se encuentren homogéneamente dispersas. Este planteamiento requiere la definición de un índice de dispersión y el desarrollo de un método para establecer las diferentes zonas homogéneas. El índice de dispersión podría no sólo incluir una medida de la separación de las cargas, sino también alguna medida de la dispersión de potencias. De este modo se estarían separando zonas con una estructura de la red similar¹⁰, al estar teniendo en cuenta que el trazado está directamente relacionado con ambas variables.

- *Efecto de la potencia*: analizando una zona con un índice de dispersión homogéneo, el peso de la potencia en el diseño de la red de distribución puede estimarse como el coste de una red que se diseñe únicamente con capacidad para transportar una determinada potencia de punta. El reparto de esta parte del coste entre los consumidores puede hacerse midiendo la contribución de cada uno a la potencia de punta utilizada. Cabe observar que esta potencia de punta será una magnitud local, correspondiente a la zona de estudio, y no al sistema global. La red de distribución deberá de ser capaz de soportar la potencia de punta de cada zona o región, punta que se dará localmente en un instante que no tiene por qué coincidir con el del sistema.
- *Efecto de la energía*: de nuevo analizando una zona con un índice de dispersión homogénea, el peso de todos los bloques de energía en el diseño de la red de distribución puede estimarse como la diferencia entre el coste de la red diseñada únicamente para satisfacer la potencia de punta local, y el coste de la red óptima completa. El efecto de la energía se introduce en la función de planificación a través de la minimización de las pérdidas y de la energía no suministrada. Dado que el precio de la energía varía a lo largo del año, también el coste de las pérdidas lo hará. Esto complica sustancialmente el problema, pues será necesario buscar un modo de medir la responsabilidad en el coste de cada uno de los bloques horarios de forma separada. De este modo el coste que

⁹ Que es precisamente una excelente aproximación a la función de planificación buscada. Es conveniente mencionar que cuanto más preciso y desarrollado sea el modelo que se utilice, mejor podrá llevarse a cabo tanto el proceso de planificación como la labor de diseño de tarifas.

¹⁰ Hablar de zonas de dispersión homogénea no implica necesariamente dar el mismo tratamiento a todos los consumidores de una misma zona. Por el contrario, supone que en cada una de ellas habrá que definir criterios y procedimientos de asignación de costes propios para los consumidores dependiendo de su tamaño y posición relativa respecto al resto. Incluso sería posible desarrollar un tratamiento especial para aquellos que se localicen como *outliers*, es decir, que tengan unas características más extremas que el resto de los consumidores de su mismo área.

correspondería a cada consumidor o grupo de consumidores sería proporcional a su contribución a la energía de cada bloque. Otra forma de plantear el problema podría ser asignar esta parte del coste de energía directamente entre los grupos de consumidores, teniendo en cuenta siempre el mismo criterio de causalidad. En cualquiera de los dos casos, dado que la función de planificación no parece aportar, al menos de forma inmediata, la información necesaria para hacer esta asignación (¿cómo afecta cada bloque/consumidor al coste de energía?), podría pasarse a utilizar algún método de teoría de juegos cooperativos para el reparto del coste asignado a energía entre todos los bloques horarios o directamente entre todos los consumidores.

Una cuestión adicional, cuya relevancia crece día a día, es si los pequeños generadores conectados a las redes de distribución deberían pagar o no una parte de su coste. La respuesta a esta cuestión pasa por la valoración del efecto de estos generadores en la planificación de las redes: ¿se ven afectados los costes de las redes por la existencia de generación embebida? ¿en qué medida?; en cualquier caso estos generadores se benefician de la existencia de la red, por esto mismo ¿deberían pagar una parte?, si es así ¿cuál?. El tratamiento de este problema podrá abordarse en segundo lugar, con la misma filosofía, una vez se haya solucionado satisfactoriamente el diseño de tarifas de distribución ignorando el efecto de este tipo de generación.

C. Cálculo de tarifas finales

Llegados a este punto, se tendrían por una parte una serie de zonas de dispersión homogénea, y dentro de cada una, varios grupos de consumidores a los que se les habrá asignado una parte del coste total de la red, dependiendo de las características de su consumo. Si de cada uno de los consumidores de los distintos grupos se conociese el valor de las variables relevantes, potencia de punta coincidente con la punta local y energía en cada bloque horario, el cálculo de las tarifas unitarias sería inmediato, dando lugar a tarifas con, en general, tres términos: término de potencia (para la parte del coste relacionada con potencia), término de energía (para la parte del coste relacionada con energía) y término fijo (para el resto de coste no relacionados con ninguna de las otras variables).

Pero sucede que en numerosas ocasiones no se dispone de los medidores adecuados para poder llevar a cabo este cálculo de forma sencilla. Es común, sobre todo en el caso de los pequeños consumidores, contar únicamente con una medida de la energía acumulada. En este caso será necesario, para poder calcular sus tarifas, estimar de algún modo su potencia de punta coincidente y su energía consumida en cada uno de los bloques. Para ello deberá suponerse un perfil de consumo a partir de los datos que se tengan disponibles.

Una forma de afrontar este problema puede ser introduciendo en el cuadro opciones tarifarias dependientes del factor de utilización. Tal como se ha hecho en Francia y otros países durante muchos años, esto implica hacer la

siguiente suposición acerca del comportamiento de los consumidores: cuanto menor es el factor de utilización de un consumidor, más apuntado es su perfil y su tendencia a coincidir con la punta del sistema es también mayor. Esta hipótesis es la que fundamenta la utilización de la curva que relaciona el coste con el factor de utilización. Con ello se trata de sacar el máximo partido a la información disponible sobre el patrón de consumo de cada cliente.

Sin embargo, en caso de disponer de información detallada sobre el perfil real de al menos algunos clientes de cada categoría tarifaria, podría plantearse la realización de un estudio estadístico que permitiese obtener, sin necesidad de hacer suposiciones, las tarifas unitarias. En cada sistema de distribución podría suceder que el comportamiento de los consumidores debiera modelarse de forma diferente, no teniendo por qué ser válida en todos los casos la hipótesis planteada para el caso francés. En cualquier caso, un análisis de este tipo servirá para establecer unas tarifas unitarias mejor adaptadas a la realidad de cada país o red de distribución.

VI. RESUMEN Y CONCLUSIONES

El análisis de las metodologías tarifarias utilizadas hasta el momento para el diseño de las tarifas de distribución, pone de manifiesto la necesidad de replantear el problema de la asignación de costes de red entre los consumidores. Este reparto, que sirve en último término como tarifa y por tanto como señal económica para los consumidores finales, se ha realizado tradicionalmente considerando como única variable relevante la potencia de punta. Sin embargo, resulta claro que existen otras variables que influyen en el desarrollo de las redes y que de algún modo deben ser tenidas en cuenta a la hora de diseñar las tarifas.

El principio regulatorio de eficiencia dicta que los consumidores, para poder modificar sus patrones de consumo de forma óptima para el sistema, deben percibir en cada momento las consecuencias de su conducta, es decir, los costes reales que ocasionan a la red de distribución a la que están conectados. La búsqueda de la relación entre el uso del sistema que hacen los diferentes consumidores, reflejado a través de sus características externas (nivel de tensión de conexión, potencia de punta, energía consumida a lo largo del año, etc.) y los costes de la red puede hacerse a través de la llamada *función de causalidad*. A su vez, esta función requiere el estudio en profundidad bien de la función de beneficio de cada uno de los consumidores, o bien de los criterios con que las redes se planifican, o al menos con los que una red óptima debería diseñarse. Estos criterios se formalizan, en el caso de una planificación centralizada, mediante una minimización de costes, impulsados por una serie de variables relevantes. Estas variables en el caso de las redes de distribución son tres: potencia máxima del sistema, energía que circula a lo largo de todas las horas del año y localización geográfica de los consumidores que la red debe abastecer.

El procedimiento de diseño de tarifas puede realizarse en tres pasos: diseño del cuadro tarifario, asignación del coste a

los bloques tarifarios y cálculo de las tarifas finales.

En primer lugar habrá que diseñar el cuadro tarifario, siendo consistentes con las tarifas existentes para el resto de actividades y tratando de agrupar los elementos del sistema de distribución, las horas del año y los consumidores, en categorías que estén causando al sistema costes similares. Además se deberá ser especialmente cuidadoso en mantener la coherencia con los medidores disponibles dentro de cada categoría, de modo que las variables o impulsores de costes con los que se facture a cada consumidor estén en consonancia con ellos. En caso de faltar información sobre los perfiles de consumo, podrían incorporarse al cuadro tarifario tarifas dependientes del factor de utilización.

El segundo paso del procedimiento de diseño será la identificación de los impulsores de coste y la asignación de una parte del coste de la red final a cada uno de ellos. Esto se hará estudiando en profundidad la función de causalidad de la distribución. Dadas las dificultades que supone el conocimiento o la estimación de la utilidad real de los consumidores, el problema podría abordarse desde la perspectiva del planificador de la red. Esto supone que la valoración del peso de cada una de las variables puede hacerse en primer término mediante un modelo de red de referencia. Este modelo, además de proporcionar el diseño de una red de distribución óptima, será una herramienta fundamental al permitir planificar redes ideales en las que se pueda identificar el peso de cada impulsor de coste. Esta parte del proceso comenzará con el estudio de la dispersión de las cargas, estableciéndose zonas en las que la estructura de las redes sea similar, es decir, zonas con un índice de dispersión localización-potencia homogéneo.

Para cada una de estas zonas, se valorará el efecto de las otras dos variables, potencia de punta local y energía por bloque horario. La parte del coste total de la red óptima que se asigna a la variable de potencia será la de una red diseñada con capacidad de distribuir una determinada potencia de punta. La diferencia entre este valor y el coste total se asignará a la variable de energía. A su vez la asignación del coste de potencia entre los consumidores se hará en función de la contribución de cada uno de ellos a la punta con la que se haya diseñado el sistema. El reparto del coste de energía entraña mayor complejidad, pues dado que el precio de la energía varía a lo largo del año, el coste de las pérdidas y por tanto su responsabilidad en el coste de la red, también lo hará. Será por tanto necesario, bien repartir el coste de energía entre los diferentes bloques tarifarios y luego entre los consumidores según su contribución a cada bloque, o bien hacerlo directamente entre los consumidores. Para llevar a cabo cualquiera de las dos opciones podría utilizarse, algún método de juegos cooperativos como forma de aproximación a la función de utilidad.

El diseño de las tarifas se dará por concluido cuando, una vez asignada una parte del coste de la red a cada categoría de consumidores, se calculen las tarifas unitarias en términos de potencia y/o energía por bloque horario y/o un término fijo. La facilidad o dificultad del cálculo de estas tarifas unitarias

radica en la cantidad de información disponible de cada uno de los consumidores. Cuando esta información se reduce a por ejemplo un valor de potencia y a la energía total consumida, el empleo de tarifas dependientes del factor de utilización permite aprovechar al máximo el conocimiento que se posee del comportamiento de los clientes y sus consecuencias sobre la red de distribución.

VII. REFERENCIAS

1. Rudnick, H. and J.A. Donoso, *Integration of Price Cap and Yardstick Competition Schemes in Electrical Distribution Regulation*. IEEE Vol. 15, Nº4 Noviembre 2000.
2. Gómez, T. *Regulación de la distribución de energía eléctrica en un marco de competencia. Esquemas basados en incentivos*. in 6ª Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica. Julio 1999. Lisboa, Portugal.
3. Pérez-Arriaga, J.I. and Y. Smeers, *Guidelines on tariff setting (chapter 7)*, in *Transport Pricing of Electricity Networks*, C.o.I.E. Francois Lévêque, Ecole des mines de Paris, Editor. 2002, Kluwer Academic Publishers: Paris.
4. Berg, S. V., and J. Tschirhart, *Natural Monopoly Regulation*, ed. N.Y.C.U. Press. 1988.
5. Varian, H.R., *Microeconomía Intermedia: un enfoque actual*. 4ª Edición. 1998: Antonio Bosch, editor.
6. Perez-Arriaga, J.I., et al., *Marginal pricing of transmission services: an analysis of cost recovery*. IEEE Transactions on Power Systems, Feb. 1995. **vol.10, n°1**: p. 546-53.
7. Rudnick, H., R. Palma, and J.E. Fernández, *Marginal Pricing an Supplement Cost Allocation in Transmission Open Access*. IEEE Transactions on Power Systems, Mayo 1995. **Vol. 10, Nº2**: p. 1125-1142.
8. Curcic, S., G. Strbac, and X.P. Zhang, *Effect of losses in design of distribution circuits*. IEE, July 2001. **Vol. 148 Nº4**.
9. Tan, X. and T.T. Lie, *Application of the Shapley Value on transmission cost allocation in the competitive power market environment*. IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Enero 2002. **Vol. 149, Nº1**.
10. Rudnick, H. and J.M. Zolezzi, *Trasmisión Cost Allocation by Cooperative Games And Coalition Formation*. IEEE Transactions on Power Systems, Nov. 2002. **17**: p. 1008-1015.
11. Contreras, J. and F.F. Wu, *A Kernel-Oriented Algorithm for Transmission Expansion Planning*. IEEE Transactions on Power Systems, Nov. 2000. **Vol. 15, Nº4**: p. 1434-1440.
12. Contreras, J. and F.F. Wu, *Coalition Formation in Transmission Expansion Planning*. IEEE Transactions on Power Systems, August 1999. **Vol. 14, Nº3**: p. 1144-1152.
13. Contreras, J., *A Cooperative Game Theory Approach to Transmission Planning in Power Systems*. 1997, University of California: Berkeley.
14. Román Ubeda, J., et al., *Regulation of Distribution Network Business*. IEEE Transaction on Power Delivery, Abril 1999. **vol. 14**: p. 662-669.