



Comisión
Nacional
de Energía

**MANDATO DE LA CNE PARA
REALIZAR UN ESTUDIO SOBRE LOS
COSTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO
IMPUTABLES A CADA TIPO DE
TARIFA Y PEAJE**

13 de diciembre de 2005

1	INTRODUCCIÓN	2
2	PLAN DE ACTUACIÓN	3
3	ANTECEDENTES AL MANDATO: PROPUESTA ASIGNATIVA DE COSTES PARA ESTABLECER TARIFAS DE ACCESO DE LA CNE DE 2001	4
3.1	Principios generales	6
3.2	Consideraciones iniciales	7
3.3	Criterios de asignación de costes	11
3.4	Diseño tarifario	13
4	FASE PRIMERA DEL MANDATO: PROPUESTA DE METODOLOGÍA DE LA CNE DE 2001 REVISADA	14
4.1	Adaptación a cambios en la propuesta CNE de 2001	15
4.2	Aspectos revisados de la metodología CNE de 2001	16
5	ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA METODOLOGÍA ASIGNATIVA TARIFARIA <i>VERSUS</i> TARIFAS VIGENTES.....	17
5.1	Tarifas integrales y de acceso vigentes	18
5.2	Tarifas de acceso CNE 2001 revisadas y tarifas integrales: asignación inicial ...	21
5.3	Reasignación del coste de los servicios de gestión de la demanda de grandes clientes.....	32
5.4	Gradualidad en la aplicación de la propuesta	35

ANEXO

1 INTRODUCCIÓN

La Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, establece que las autoridades reguladoras se encargarán de determinar o aprobar, antes de su entrada en vigor, al menos las metodologías empleadas para calcular o establecer las condiciones de conexión y acceso a las redes nacionales, incluyendo las tarifas de transporte y distribución.

No obstante, los Estados miembros podrán disponer que las autoridades reguladoras remitan al órgano pertinente del Estado miembro, para que éste adopte una decisión formal, las tarifas o, al menos, las metodologías. En este caso, el órgano pertinente estará facultado para aprobar o rechazar un proyecto de decisión presentado por la autoridad reguladora. Dichas tarifas, métodos o modificaciones de los mismos se publicarán junto con la decisión sobre la adopción formal. Todo rechazo formal de un proyecto de decisión será también publicado, junto con su motivación.

Entre los mandatos del Gobierno para poner en marcha medidas de impulso a la productividad, aprobado por el Consejo de Ministros con fecha 25 de febrero de 2005, el mandato vigésimo cuarto, dirige a la CNE el encargo de realizar un estudio sobre los costes del sistema eléctrico imputables a cada tipo de tarifa y peaje.

“La CNE elaborará antes del 1 de octubre de 2005 un estudio sobre los costes del sistema eléctrico español imputables a cada tipo de tarifa y peaje. Para ello elaborará una metodología de peajes que permita recuperar todos los costes de las actividades reguladas del sistema, imputados de forma eficiente a los distintos consumidores”

En el presente informe se describen las tareas necesarias para realizar una propuesta de metodología asignativa, acorde con el mandato, y determinar, tanto las tarifas de acceso, como las tarifas integrales. En el epígrafe 2 se describen las fases para la consecución de dicho mandato. En el epígrafe 3 se incluyen las principales características de la propuesta de metodología de tarifas de acceso de la CNE de noviembre de 2001, porque es un

antecedente del mandato. En el epígrafe 4 se describen las tareas efectuadas en la primera fase del mandato, esto es, para revisar y actualizar la metodología de la CNE de 2001. En el epígrafe 5 se incluyen los resultados obtenidos en la primera fase de realización del mandato. En el anexo se explican las características del escenario asignativo propuesto para obtener tarifas integrales y de acceso.

2 PLAN DE ACTUACIÓN

El mandato del Gobierno encargado a esta Comisión consiste, por una parte, en analizar los costes del sistema (regulados y no regulados) imputables a cada tarifa integral y de acceso y, por otra parte, en elaborar una metodología de tarifas de acceso que permita la recuperación de todos los costes de las actividades reguladas del sistema, imputados de forma eficiente a los distintos consumidores.

Se distinguen dos fases para realizar el mandato. En la primera, cuyos resultados se incluyen en el presente informe, se ha actualizado la metodología asignativa de tarifas de acceso de la CNE de 2001, y se introducen las modificaciones necesarias para adaptarla a la situación vigente. Se comparan los precios regulados actuales, tanto con las tarifas de acceso derivadas de la propuesta de la CNE de 2001 revisada, como con las tarifas integrales resultantes de adicionar a las tarifas de acceso, los costes de generación que les corresponda.

Para realizar este análisis comparativo se ha seleccionado el año 2003, por un doble motivo. Por una parte, es un ejercicio tarifario del que se dispone de la información para hacer los cálculos necesarios. Por otra parte, el ejercicio tarifario 2003 representa un escenario en el que los precios de mercado evolucionaron en un rango intermedio de valores, frente a otros ejercicios más recientes, tales como 2004 y 2005. Este hecho permite analizar las diferencias entre la asignación de costes derivada de la propuesta y los valores de las tarifas vigentes, no distorsionado por el efecto de la evolución de los precios de mercado.

Las diferencias relativas entre las tarifas actuales y las de la propuesta asignativa de costes mostrarían la senda a medio plazo a la que, progresivamente, podrían ir ajustándose anualmente las tarifas integrales y de acceso vigentes.

En la segunda fase del mandato, se presentará una nueva propuesta de metodología. Esta nueva propuesta implicará el estudio de diferentes cuestiones que afectan a la tarifa (cuantificación de servicios de gestión de la demanda, redefinición períodos horarios, estructura tarifaria, tarifas G de localización...), a través del desarrollo de diferentes grupos de trabajo en la mayoría de los casos. No obstante, la programación de dichos grupos de trabajo se subordinará a las discusiones y el debate sobre la regulación del sector eléctrico. Es decir, algunas cuestiones incluidas en la citada metodología tarifaria, necesitan de la definición de principios básicos de la futura regulación (por ejemplo, el mantenimiento o no de la tarifa única, el pago o no de peajes por los generadores, la imputación o no de éstos de pérdidas en la red de transporte, la inclusión o no del pago de garantía de potencia en los peajes, etc).

Durante el citado proceso de reflexión, dada la inexistencia de información de calidad sobre la caracterización del consumo los consumidores domésticos, entre otros, se propone que durante al menos el año 2006, la CNE lidere la captación de esta información en un número amplio de consumidores, con el fin de determinar los paneles medios de consumo. Para ello, se podría aprovechar la partida de 173 M€, que está previsto destinar a programas de gestión de la demanda, con cargo a la tarifa eléctrica de 2006.

3 ANTECEDENTES AL MANDATO: PROPUESTA ASIGNATIVA DE COSTES PARA ESTABLECER TARIFAS DE ACCESO DE LA CNE DE 2001

La CNE elaboró una propuesta de metodología de asignación de costes para establecer tarifas de acceso, remitida al Ministerio de Economía en noviembre de 2001 y publicada en la *web* de esta Comisión.

Desde su elaboración, la metodología asignativa ha servido, a esta Comisión, para analizar las propuestas anuales de RD de tarifas, de las que debe emitir informe.

Esta Comisión ha reiterado en sucesivos informes sobre propuestas de RD de tarifas eléctricas que las variaciones anuales en las diferentes tarifas integrales y de acceso de los consumidores de electricidad, deberían ser el resultado, no de la aplicación automática de un porcentaje de variación *ad hoc*, homogéneo en todas las tarifas, sino de una metodología asignativa de costes, de forma que el consumidor a través del precio, conozca los costes que su suministro hace incurrir al sistema.

Cabe señalar que en España no se dispone de una metodología explícita para asignar costes y establecer tarifas integrales y de acceso, lo que dificulta la comparación de precios y metodologías con otros países del entorno europeo, tales como Portugal, país relevante en comparaciones tarifarias a efectos del MIBEL. Dichas dificultades han sido puestas de manifiesto en diversos informes realizados por la CNE, relativos a comparaciones de precios internacionales y a grupos de trabajo del CEER relacionados con estadísticas de precios energéticos (*Internacional Prices Comparisons*), de armonización tarifaria (*Tariff Harmonization*), así como en el cumplimiento de cuestionarios de la CE y de otras instituciones, en los que se solicita información de precios, tanto de acceso, como finales, desglosados por servicios y tipos de consumidores.

La metodología de la CNE de 2001 define criterios de asignación de cada coste regulado para determinar, de forma aditiva, las tarifas de acceso, según la estructura del RD 1164/2001. Dicho RD especifica cuáles son los costes a incluir en las tarifas de acceso. Adicionando el déficit tarifario y los costes de generación, es decir, los precios de la energía, el pago por servicios complementarios, el pago de garantía de potencia y el recargo de moratoria nuclear aplicado al coste de generación, que corresponda a dichas tarifas de acceso, se obtienen las tarifas integrales de forma aditiva.

El principal objetivo de la metodología asignativa es garantizar la recuperación de los costes regulados, así como trasladar, a través de las tarifas de acceso e integrales, los

costes en que los suministros, desglosados por grupos tarifarios, hacen incurrir al sistema. Se considera que la aditividad de costes para establecer las tarifas de acceso de los consumidores en el mercado regulado y en el mercado liberalizado, es un requisito necesario para lograr la sostenibilidad de las tarifas y la recuperación de los costes del sistema. En consecuencia, los pagos regulados por los mismos servicios deben ser iguales, para clientes con características de consumo similares, ya sea en el mercado regulado o en el mercado liberalizado.

El aspecto más importante de la metodología CNE de 2001 es la definición explícita y transparente de las reglas de asignación de los costes, que deben permanecer en el tiempo, de forma que proporcionen señales estables en los precios regulados de los distintos agentes del sistema. Las asignaciones resultantes de los costes se basan en variables de reparto conocidas fácilmente por el regulador, a partir de la información que proporcionen las empresas suministradoras. Dichas variables han sido solicitadas anualmente por esta Comisión desde 2001, lo que permite su revisión.

Cabe destacar que la metodología de la propuesta es flexible a modificaciones en la información de entrada y permite la asignación de nuevos costes de acceso surgidos en fecha posterior a la elaboración de la propuesta, tales como, por ejemplo, el déficit tarifario.

La metodología de la CNE de 2001 no entra en conflicto con el contenido del RD 1432/2002, en tanto que este último no establece una metodología asignativa de costes, esto es, no aporta criterios en la asignación de cada coste del sistema. Sin embargo, los resultados de aplicar la metodología asignativa para establecer las variaciones tarifarias de forma gradual, no deberían quedar sujetos a los límites al crecimiento máximo de las tarifas integrales y de acceso que impone dicho RD, en su artículo 8.5, esto es, al crecimiento de la tarifa media más 0,6%.

3.1 Principios generales

En el mandato del Gobierno se incluyen dos de los principios que debe seguir la metodología de tarifas de acceso. Por una parte, debe permitir la recuperación de todos los costes de las actividades reguladas del sistema, y, por otra, deben imputarse de forma eficiente a los diferentes tipos de consumidores.

Los principios generales que rigen la metodología asignativa para establecer tarifas de acceso de la propuesta CNE de 2001 son los de suficiencia de ingresos, la coherencia entre los sistemas de tarifas integrales y de acceso, la simplicidad, la transparencia y la eficiencia en la asignación de costes entre los distintos suministros, de forma que las tarifas reflejen los costes en que los consumidores hacen incurrir al sistema e imputando los costes hundidos de la forma menos distorsionadora posible del consumo global.

3.2 Consideraciones iniciales

La metodología de la CNE de 2001 se adapta a ciertas restricciones de partida del sistema tarifario vigente.

En primer lugar, es una metodología meramente asignativa de los costes acreditados. En este sentido, se parte de los distintos niveles de costes de acceso definidos en el RD 1164/2001 y establecidos de acuerdo al procedimiento del RD 1432/2002. Las tarifas integrales adicionan, además de los costes de acceso, aquellos evitados por los clientes que acuden al mercado. No obstante, como se ha señalado en diferentes informes de la CNE, se considera necesaria la revisión de ciertos aspectos en la determinación de la retribución de las actividades reguladas¹.

En segundo lugar, se parte de la estructura de tarifas de acceso del RD 1164/2001, esto es, tarifas de acceso postales por periodos horarios y niveles de tensión². No obstante, la

¹ Véanse informes de la CNE sobre propuestas de RD de tarifa eléctrica.

² Tarifas de acceso en uno, dos y tres periodos horarios para la baja tensión (tensión inferior a 1 kV), de tres y seis periodos en la media tensión (tensión entre 1 y 36 kV) y de seis periodos horarios en la alta tensión (tensión superior a 36 kV).

propuesta asignativa de la CNE de 2001 presenta una excepción en la estructura de tarifas de acceso del RD 1164/2001. En particular, no se calcula la asignación de costes de acceso que resulta en la tarifa de acceso 6.5, denominada de conexiones internacionales, aplicable a consumidores nacionales que cumplen los requisitos del artículo 10 del Real Decreto 1164/2001.

La tarifa de acceso 6.5, que se aplicó inicialmente a las exportaciones, actualmente es aplicada a consumidores nacionales que cumplen determinadas condiciones, independientemente del nivel de tensión al que están acogidos. Sus términos de potencia y de energía son un 85% inferiores que los de la tarifa de acceso 6.4, destinada a clientes conectados a más de 145 kV.

Se considera que la aplicación de la tarifa de acceso 6.5 a clientes nacionales, independientemente del nivel de tensión al que estén conectados, es contraria al principio de eficiencia asignativa y, por tanto, es discriminatoria, al no imputarse en ella parte de los costes de acceso que corresponde asignar a dichos clientes por el uso de las redes.

En 2004 estuvieron acogidos a esta tarifa de acceso 35 clientes nacionales. Cabe señalar que 33 de los 35 clientes acogidos a la tarifa de acceso 6.5 en el año 2004, ya se encontraban en régimen de mercado con anterioridad a la publicación del Real Decreto-Ley 6/2000 y, únicamente 2 procedían directamente de tarifa integral. Es decir, la aplicación de dicha tarifa de acceso no ha tenido el efecto de fomentar el acceso al mercado de grandes clientes acogidos a tarifa integral.

Se considera que la exención en la imputación de costes que, con carácter general, se aplica a clientes acogidos a la tarifa de acceso 6.5, debería vincularse a la obligación, por parte de dichos clientes, de proporcionar servicios de red que gestione el Operador del Sistema. Dichos servicios, proporcionados actualmente por clientes en el mercado regulado, se podrían retribuir, en parte, como conceptos regulados. Los descuentos que se realicen en su facturación deberán ser calculados de forma transparente, objetiva y no discriminatoria.

En tercer lugar, la propuesta asignativa de costes parte de los periodos horarios del RD 1164/2001, si bien se considera que introducir modificaciones en las horas incluidas en cada periodo horario mejoraría las señales horarias que actualmente proporcionan los precios regulados, lo que ya fue puesto de manifiesto en el “*Informe sobre las modalidades de seis, tres y dos periodos tarifarios*” de la CNE de 2001.

En cuarto lugar, la asignación de costes para establecer tarifas de acceso se realiza imputando los correspondientes costes a los consumidores como usuarios de las redes. Es decir, no se tiene en cuenta la posibilidad de aplicar tarifas de acceso a generadores (denominadas tarifas G), lo que se utiliza en algunos países del entorno europeo para dar señales de localización en la red de transporte. En este sentido, una de las tareas realizadas por el Grupo de Trabajo de CEER “*Tariff Harmonization*”, desarrollado durante 2002 y 2003, fue analizar la aplicación de tarifas G entre los países participantes en el Grupo de Trabajo. En particular, se diferencian cuatro grupos de países, de los participantes al grupo, dependiendo de la distinta aplicación de tarifas de acceso a generadores (tarifas G):

- **Grupo I- No se aplican tarifas G:** España, Portugal y Bélgica
- **Grupo II- Tarifas G reducidas:** Francia, Austria, Italia, Finlandia, Dinamarca (con discriminación en tres periodos) que aplican cargos por energía G y con la finalidad de recuperar una mínima parte de los costes de redes imputables a los generadores.
- **Grupo III- Tarifas G significativas diferenciadas por niveles de tensión:** Holanda. Proporcionan señales de localización.
- **Grupo IV- Tarifas G significativas diferenciadas geográficamente:** Noruega, Inglaterra y Gales, Irlanda y Suecia. Proporcionan señales de localización.

Por último, la propuesta parte del principio establecido en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, de tarifas de acceso únicas en todo el territorio nacional, lo que elimina esquemas de precios de redes más eficientes.

Todas estas consideraciones iniciales, son restricciones para establecer la propuesta, en una primera fase del mandato. No obstante, deberán replantearse y ser objeto de estudio, en la denominada, segunda fase del mandato.

Asimismo, el MITC deberá dar conformidad sobre la posible flexibilización de las diferentes condiciones iniciales mencionadas, estableciendo las directrices de la propuesta que presentará, finalmente, esta Comisión.

Algunos de estos temas a analizar durante 2006 serán los siguientes.

En primer lugar, la fiabilidad de los periodos tarifarios actuales para dar señales adecuadas en las tarifas de acceso y en los Pagos de Garantía de Potencia³.

En segundo lugar, se analizarán los valores de los Pagos de Garantía de Potencia, diferenciados por bloques horarios aplicados a los consumidores⁴.

En tercer lugar, se analizará la posibilidad de aplicar peajes de redes a generadores para proporcionar señales de localización, teniendo en cuenta las posibles repercusiones, en el mercado mayorista, de establecer a los generadores tarifas por el uso de la red.

En cuarto lugar, en el caso de mantener la tarifa de acceso 6.5, se deberá analizar la vinculación de la aplicación de dicha tarifa de acceso con la obligación de proporcionar servicios de red para gestionar la demanda, por parte de los clientes que se acojan a la misma.

En quinto lugar, se analizará la idoneidad de la estructura tarifaria actual.

³Se precisará informe del Operador del Sistema al respecto.

⁴Se precisará informe del Operador del Sistema al respecto.

3.3 Criterios de asignación de costes

La propuesta de metodología de tarifas de acceso de la CNE de 2001 presenta unas reglas explícitas para asignar cada concepto de coste de acceso entre los suministros del sistema, de forma transparente, objetiva y no discriminatoria.

Los costes de acceso a asignar, especificados en el artículo 2 del RD 1164/2001, son de diversa naturaleza, lo que justifica la aplicación de los diferentes criterios de asignación en función de la causalidad del coste.

La asignación de los costes de transporte y distribución entre los distintos grupos tarifarios se realiza a partir de la variable de potencia de diseño de cada nivel de tensión, que incluye la potencia en punta demandada en su mismo nivel, más las potencias en punta demandadas en niveles de tensión inferiores ponderadas por los correspondientes porcentajes de entrada de energía procedentes, directa o indirectamente, de dicho nivel de tensión.

Se imputa a los distintos grupos tarifarios los costes de aquellas redes de transporte y distribución que utilizan para su suministro. Es decir, el consumidor se hace cargo no sólo del coste que le corresponda de la red del nivel de tensión al que está acogido, sino también del coste asociado a las redes de niveles superiores, en la proporción que participa esta demanda en el diseño de la correspondiente red. Para ello se asignan los costes de las redes según los distintos niveles de tensión tarifarios, de acuerdo con la información del balance energético, por niveles tarifarios que han proporcionado las empresas.

Por otra parte, los peajes resultantes deben reflejar los costes de la red, incentivando su uso en periodos horarios de menor demanda, donde la saturación de las redes es menor, y desincentivar el uso de las redes en periodos horarios de mayor demanda del sistema, donde la probabilidad de saturación de las redes es más elevada. En este sentido, una vez que se han asignado los costes de transporte y distribución por grupos tarifarios en función de la potencia en punta, se distribuye dicho coste entre los distintos periodos horarios según la potencia contratada en cada periodo.

Los costes de la gestión comercial reconocidos a los distribuidores por atender a los consumidores cualificados conectados a sus redes que adquieren su energía ejerciendo su condición de cualificados se asignan como un pago fijo por cliente, con cierta diferenciación entre los clientes de baja y alta tensión, en función de un factor de coste explícito.

Los costes de naturaleza hundida, se asignan de forma que distorsionen lo menos posible el consumo global del sistema. En definitiva, dichos costes, que no son atribuibles al mayor o menor uso de las redes, ni al perfil del consumo de los distintos clientes, se asignan según un criterio *Ramsey*, esto es, de forma inversamente proporcional a la elasticidad de la demanda al precio de los distintos grupos tarifarios. Se excluyen de dicha asignación, los costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento, con cargo a cuotas, los cuales se asignan aplicando un porcentaje uniforme sobre los peajes de transporte y distribución obtenidos, por similitud con la liquidación de dichos costes. No obstante, una asignación más eficiente de estos costes se obtendría con la diferenciación de porcentajes de tipo *Ramsey*.

El problema fundamental de la aplicación práctica de dicha regla asignativa radica en la dificultad de obtener los valores de las elasticidades de la demanda de electricidad al precio de los distintos grupos tarifarios. En la propuesta presentada se optó por utilizar como variable que aproxima el valor de la elasticidad el coeficiente de simultaneidad en el periodo de punta de cada grupo tarifario. Dicha variable, es un indicador de la sensibilidad a las variaciones en los precios de los distintos suministros. Los porcentajes obtenidos se aplican sobre la facturación de peajes de transporte y distribución de cada grupo tarifario, siendo más elevado cuanto más inelástico sea el consumidor (menor sea el coeficiente de simultaneidad de potencia demanda respecto a la contratada en el periodo de punta).

Se incluye como un coste de naturaleza hundida, al déficit tarifario que se asigna entre todos los consumidores como un coste de acceso. No obstante, dicho coste debería ser asignado entre los clientes acogidos a tarifa integral, en lugar de entre todo el sistema, por ser, fundamentalmente, la diferencia entre el coste de generación incluido en la tarifa y el realmente liquidado en el mercado mayorista, el causante de dicho déficit tarifario.

Inicialmente, el déficit tarifario se ha asignado entre todo el sistema, para garantizar su recuperabilidad, como un coste hundido más, en lugar de ser repartido únicamente entre los causantes del mismo, esto es, entre los consumidores a tarifa integral. En el caso de que sea imputado únicamente entre los clientes acogidos a tarifas integrales, su recuperación dependería de la participación de clientes en el mercado liberalizado.

Para obtener las tarifas integrales se añade a los términos de energía de las tarifas de acceso de la propuesta asignativa, los precios de la energía diaria por bloques horarios, el coste de los servicios complementarios, los pagos de garantía de potencia del RD-L 6/2000⁵ y los pagos de moratoria nuclear asociados a los costes de generación.

3.4 Diseño tarifario

Tras haber sido discutidas distintas alternativas de diseño tarifario en el Consejo Consultivo de Electricidad de 4 de octubre de 2001 y analizar distintas alegaciones recibidas de miembros del Consejo al respecto, en la propuesta de la CNE de 2001 se introdujeron tarifas de acceso de tipo binómico, por potencia y energía.

El criterio utilizado fue repartir el coste de los peajes de transporte y distribución, entre aquel asignado al propio nivel de tensión dentro del término de potencia, y el resto de costes asociados a niveles de tensión superiores, dentro del término de energía⁶. La idea que subyace en este criterio de diseño es que la imputación de los costes de las redes por kW contratado en cada tramo de red, se ve alterada por el efecto acumulativo de los correspondientes coeficientes de simultaneidades y, por tanto, cada vez es menos directo el efecto que la contratación que cada kW tiene sobre el coste de las redes.

⁵ Se incluye la modificación en el Pago de Garantía de Potencia de la tarifa de tres periodos de baja tensión, según la disposición adicional cuarta del RD 1436/2002.

⁶ Exceptuando a la tarifa de acceso 6.4 (tensión superior a 145 kV), donde se reparte el 80% de los costes de transporte en los términos de potencia y el 20% en los términos de energía, si bien dicha proporción debería vincularse a la relación de costes fijos y variables de la red de transporte.

A partir del diseño de los términos de potencia y de energía del peaje de transporte y distribución, los costes hundidos se asignaron entre ambos términos -potencia y energía-, como porcentajes sobre la facturación de los correspondientes peajes de transporte y distribución. No obstante, cabe señalar que estos porcentajes dependen inversamente del nivel de tensión y de la diferenciación bloque –horaria en el caso de costes hundidos tales como el sobre coste del régimen especial, los CTC's y el déficit tarifario, y es un porcentaje uniforme para el resto de costes permanentes y de diversificación y seguridad y abastecimiento.

Se ha optado por aplicar una diferenciación de los distintos términos de potencia y energía, por bloques horarios, similar a la vigente, con el objeto de no producir distorsiones en las señales bloque –horarias que proporcionan los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso vigentes. No obstante, se considera necesario realizar una revisión en profundidad de las horas, calendarios y temporadas definidos en los periodos tarifarios actuales. De hecho, uno de los temas a desarrollar durante 2006 será la revisión de los periodos tarifarios con el fin de obtener, como resultado, la diferenciación bloque-horaria de los términos de potencia y de energía de las distintas tarifas de acceso, que proporcione señales adecuadas al consumidor.

4 FASE PRIMERA DEL MANDATO: PROPUESTA DE METODOLOGÍA DE LA CNE DE 2001 REVISADA

Según se ha explicado en el epígrafe 2 del presente informe, se ha revisado la propuesta de metodología de asignación de costes para establecer tarifas de acceso, realizada por esta Comisión en 2001. Dicha propuesta metodológica fue remitida al Ministerio de Economía en noviembre de 2001, presentada al Consejo Consultivo de Electricidad y discutida individualmente con las empresas eléctricas. El documento puede consultarse en la *web* de la CNE.

En el siguiente epígrafe se describen las modificaciones incluidas a la propuesta de 2001, para adaptarla a los cambios que se han producido en ejercicios tarifarios posteriores.

Teniendo en cuenta las modificaciones descritas en el epígrafe 4.2 del presente informe, se han calculado las tarifas de acceso aplicando una metodología asignativa. Se ha seleccionado el año 2003 para realizar dicha asignación de costes y obtener tarifas de acceso. Añadiendo a las tarifas de acceso resultantes de la asignación de costes de acceso, los correspondientes costes de energía, se han calculado las tarifas integrales.

Se compara el resultado de dicha asignación, con las tarifas de acceso e integrales de 2003, publicadas en el RD 1436/2002. Los principales resultados de esta comparación se incluyen en el epígrafe 5 del presente informe.

4.1 Adaptación a cambios en la propuesta CNE de 2001

A continuación, se describen las modificaciones realizadas en la metodología CNE de 2001, motivados, tanto por cambios normativos (introducción del déficit tarifario y de otros costes de acceso), como por la revisión de algunas variables de la propuesta CNE de 2001.

Este análisis permite analizar, por una parte, si es necesario converger gradualmente desde las tarifas vigentes hacia las de la propuesta de metodología de la CNE. Cabe señalar que dicho ejercicio se realiza anualmente en Portugal, con la propuesta de metodología del regulador ERSE. Por otra parte, este análisis permite valorar, comparativamente con la propuesta de la CNE de 2001, los resultados de la asignación que hay implícita en las tarifas vigentes.

La Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad, perpetúa la aplicación de las tarifas integrales hasta 2010. Esta condición afecta sustancialmente a la propuesta de asignación de costes entre las tarifas de acceso y las tarifas integrales de los distintos consumidores. Se considera crucial, tanto para que la metodología asignativa que la CNE proponga sea aplicable y sostenible, como para que las tarifas de acceso resultantes sean realmente aditivas en costes, que sea cuantificado y asignado el coste de los servicios de gestión de la demanda que proporcionan al sistema los grandes clientes que permanecerán hasta entonces acogidos a tarifa integral.

Actualmente los servicios por interrumpibilidad, de modulación de la carga y, en algunos casos, de reactiva, son descuentos aplicados en la facturación de las tarifas integrales de dichos clientes. Hasta ahora dicho coste es, en realidad, un menor ingreso para el sistema, debido a las menores tarifas integrales que pagan dichos clientes respecto al resto de clientes.

Las menores tarifas integrales y de acceso⁷ aplicadas a los grandes clientes de electricidad, respecto al resto de clientes del sistema, explica, en parte, su escasa participación en el mercado liberalizado.

El objetivo de la propuesta de metodología asignativa de costes, debe ser global, lo que supone que los costes de gestión de la demanda de grandes clientes (o menores ingresos del sistema), sean cuantificados y repartidos entre todos los consumidores del sistema, tanto por los acogidos a tarifa integral, como a tarifa de acceso.

En la segunda fase del mandato se deberá establecer tanto la cuantificación y justificación de su aplicación, como la fórmula de asignación para garantizar la sostenibilidad de los precios regulados que se propongan. Deberá establecerse si dicho coste será asignado, en parte, en las tarifas de acceso o únicamente como coste incluido exclusivamente en las tarifas integrales.

4.2 Aspectos revisados de la metodología CNE de 2001

En primer lugar, se asignan nuevos conceptos tarifarios, que no fueron tenidos en cuenta en la metodología de la CNE de 2001.

De acuerdo con el RD 1432/2002, se incluye como uno de los costes a asignar, la anualidad del déficit o desajuste de ingresos anterior a 2003 y la revisión del coste de generación de los sistemas extrapeninsular e insulares, correspondiente a 2001 y 2002.

⁷ Considerando la tarifa de acceso 6.5.

En segundo lugar, de acuerdo con el RD 1432/2002, se amplía el ámbito de la propuesta de asignación al territorio extrapeninsular e insular, tanto para los costes a asignar, como en los ingresos del sistema. La propuesta de la CNE de 2001 abarcó únicamente el territorio peninsular.

En tercer lugar, para realizar la asignación final tarifaria, en la que se tiene en cuenta el déficit de ingresos de los grandes clientes, se ha estimado para 2003 el coste de los servicios de gestión de la demanda que proporcionan los grandes clientes de electricidad, si bien es fundamental que sea cuantificado convenientemente en una segunda fase del mandato. La estimación realizada en el presente informe consiste en la diferencia entre la facturación de los clientes interrumpibles, THP y G4, a las tarifas integrales del RD 1436/2002, y la facturación resultante de aplicar las tarifas de acceso de la propuesta más el coste de generación correspondiente de estos clientes en un escenario de precios de mercado intermedios, como fue el registrado en 2003.

En cuarto lugar, se han revisado los datos de entrada utilizados en la metodología asignativa de 2001, actualizándolos a valores de 2003 (véase Anexo). En particular, se actualizan los porcentajes de participación en la punta por grupos tarifarios, la potencia en punta, los porcentajes de asignación de los costes de distribución por niveles tarifarios, las variables de facturación, los porcentajes de uso de las redes, según el balance energético, etc.

5 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA METODOLOGÍA ASIGNATIVA TARIFARIA *VERSUS* TARIFAS VIGENTES

Se comparan las tarifas vigentes en 2003 según el RD 1436/2002, tanto integrales como de acceso, con las resultantes de aplicar la metodología asignativa de la CNE 2001 revisada. Dicho ejercicio permite comprobar a qué distancia están los precios regulados actuales y los resultantes de la propuesta asignativa de la CNE de 2001, revisada con los cambios descritos en el punto 4.2.

Se considera que las diferencias entre ambos esquemas de precios (vigentes *versus* resultantes de la propuesta asignativa de la CNE 2001 revisada) pueden servir para mostrar una senda a la que podrían converger a medio plazo, las tarifas actuales. Se considera que dichas divergencias deberían ir reduciéndose de forma gradual, por razones de estabilidad tarifaria. En parte, porque previamente al informe de la CNE sobre la propuesta final de asignación de costes para establecer tarifas, deberán ser analizados durante 2006 algunos temas pendientes.

5.1 Tarifas integrales y de acceso vigentes

La situación entre las tarifas de acceso y las tarifas integrales vigentes, se resume en la diferenciación de tres grupos tarifarios, correspondientes a tres grupos de clientes.

Se ha seleccionado el ejercicio 2003, porque corresponde a un escenario de precios de mercado en el que se ha registrado un rango intermedio de valores, respecto a ejercicios más recientes, tales como 2004 (escenario bajo de precios de mercado) o 2005 (escenario alto de precios de mercado).

Según las tarifas integrales y de acceso del RD 1436/2002, los precios de mercado y la participación de clientes registrados en 2003, se diferencian tres grupos de clientes:

- a) Clientes para los que, según un escenario de precios de mercado mayorista intermedio, hay margen positivo en sus tarifas integrales para acudir al mercado.

En este grupo, se encuentran los clientes acogidos a las tarifas integrales de baja tensión y potencia contratada superior a 15 kW, esto es, a tarifas 3.0 y 4.0, a las tarifas integrales de media tensión no interrumpibles y a las tarifas integrales de alta tensión no interrumpibles (exceptuando, en promedio, las del nivel de tensión de 72,5 a 145 kV).

Cabe señalar que en 2003, el consumo de clientes acogidos a las tarifas 3.0 y 4.0 supuso el 30,6% del consumo de las tarifas integrales generales de baja tensión. Los clientes de

media tensión y de alta tensión no interrumpibles, acogidos a tarifas integrales acumularon el 58% del consumo acogido a tarifas integrales generales de media y alta tensión (incluyendo a los THP y a los G4).

- b) Clientes para los que, independientemente del escenario de precios de mercado, no hay margen en sus tarifas integrales para acudir al mercado.

Este grupo de clientes lo configuran, en media y alta tensión, los grandes clientes acogidos a tarifas interrumpibles, esto es, tarifas generales con complemento de interrumpibilidad, las THP y las tarifas G4.

Como se observa en el cuadro 1, en la baja tensión, hay que destacar la tarifa de empleados⁸, la tarifa 1.0 (potencia contratada no superior a 770 W) y la tarifa con discriminación nocturna 2.0N.

- c) Clientes para los que según un escenario de precios de mercado mayorista intermedio (similar al de 2003) hay margen positivo en sus tarifas integrales para acudir al mercado, pero no muy significativo, en torno al 3%.

En este grupo se incluye a los clientes acogidos a la tarifa 2.0, si bien su margen depende del escenario de precios de mercado (Véase Informe de la CNE “*Tarifas eléctricas y participación de clientes domésticos en el mercado*”, de agosto de 2005).

Cuadro 1. Detalle de tarifas integrales de clientes domésticos. Facturación a tarifas integrales y de acceso del RD 1436/2002.

Tarifa Integral	Consumo (MWh)	Facturación Tarifa Integral (A)		Facturación Tarifa Acceso (B)		Coste de Acceso implícito en tarifa integral (C)		Margen (C-B)/(B) (%)
		Facturación (Miles €)	Precio Medio (c€/kWh)	Facturación (Miles €)	Precio Medio (c€/kWh)	Miles €	c€/kWh	
1.0	70.152	4.529	6,46	3.398	4,84	780	1,11	-77%
2.0	60.249.455	6.311.917	10,48	3.010.719	5,00	3.095.182	5,14	3%
Empleados (8)	917.595	44.119	4,81	29.798	3,25	-4.434	0,48	-115%
2.0 N	9.434.258	629.983	6,68	349.124	3,70	230.297	2,44	-34%

⁸ Desde 2001, el consumo de empleados se factura, a efectos de liquidaciones, a 4,8081cent €/kWh, según la Resolución de la DGPEM, de octubre de 2003, por la que se fijan determinados valores y parámetros necesarios para proceder a la liquidación anual correspondiente al ejercicio de 2001.

En el cuadro 2 se muestran las diferencias entre los pagos implícitos de acceso de las tarifas integrales y los derivados de aplicar las tarifas de acceso del RD 1436/2002.

Se observa el primer grupo de clientes, con márgenes positivos, en las tarifas integrales de 2003, en torno al 29,8% en las tarifas de baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW y del 13,5% en las de media tensión sin descuentos de interrumpibilidad.

Análogamente, se registran márgenes negativos para clientes interrumpibles, THP y G4, en alta tensión, en torno al 272,5% y del 77% para clientes en baja tensión acogidos a tarifas 1.0, 115% en la facturación de empleados y del 34% en la tarifa integral 2.0 N (con discriminación nocturna).

Por último, en la tarifa 2.0 se observa un margen del 3%, en 2003.

Cuadro 2. Márgenes de las tarifas integrales respecto a las tarifas de acceso del RD 1436/2002.

Año 2003

Grupo Tarifario	Consumo (GWh)	Facturación Tarifa Integral (A)		Facturación Tarifa Acceso (B)		Coste de Acceso implícito en tarifa integral (C)		Margen B)/(A) (%)
		Facturación (Miles €)	Precio Medio (c€/kWh)	Facturación (Miles €)	Precio Medio (c€/kWh)	Facturación (Miles €)	Precio Medio (c€/kWh)	
Baja tensión	102.030	10.062.247	9,86	4.681.363	4,59	4.992.754	4,89	6,7%
Domésticos (1)	61.353	6.370.993	10,38	3.048.190	4,97	3.095.804	5,05	1,6%
Domésticos con discriminación nocturna	9.434	629.986	6,68	349.126	3,70	230.299	2,44	-34,0%
Resto baja tensión (2)	31.242	3.061.268	9,80	1.284.047	4,11	1.666.650	5,33	29,8%
Alta tensión	113.921	5.446.084	4,78	1.502.336	1,32	1.314.277	1,15	-12,5%
Clientes no interrumpibles	66.340	3.817.429	5,75	1.179.266	1,78	1.326.273	2,00	12,5%
1 < Nivel Tensión ≤ 36 kV	58.197	3.398.528	5,84	1.060.435	1,82	1.203.146	2,07	13,5%
36 < Nivel Tensión ≤ 72,5 kV	6.042	310.047	5,13	86.032	1,42	90.467	1,50	5,2%
72,5 < Nivel Tensión ≤ 145 kV	1.377	68.887	5,00	19.811	1,44	19.293	1,40	-2,6%
Nivel Tensión > 145 kV	724	39.967	5,52	12.988	1,79	13.367	1,85	2,9%
Grandes consumidores (3)	38.700	1.111.427	2,87	118.315	0,31	- 204.140	0,53	-272,5%
Tarifa Horaria de Potencia	8.960	311.308	3,47	46.593	0,52	4.104	0,05	-91,2%
Tarifas generales con interrumpibilidad	16.073	419.119	2,61	52.575	0,33	- 110.606	0,69	-310,4%
Tarifa G.4	8.993	208.142	2,31	12.147	0,14	- 104.638	1,16	-961,4%
Clientes acogidos a tarifa acceso 6.5 (4)	4.674	172.858	3,70	7.000	0,15	7.000	0,15	0,0%
Tarifas por usos	8.881	517.228	5,82	204.754	2,31	192.144	2,16	-6,2%
Alumbrado público	2.349	166.789	7,10	54.096	2,30	80.567	3,43	48,9%
Tracción	309	21.539	6,98	10.529	3,41	10.065	3,26	-4,4%
Riegos	2.167	145.261	6,70	87.298	4,03	61.599	2,84	-29,4%
Distribución	4.057	183.640	4,53	52.832	1,30	39.912	0,98	-24,5%
Total Facturación	215.950	15.508.331	7,18	6.183.699	2,86	6.307.030	2,92	2,0%

Notas:

(1) Domésticos incluye los clientes acogidos a las tarifas 1.0, 2.0, Empleados y tarifa de acceso 2.0 A

(2) Resto de baja tensión excluye las tarifas por usos de alumbrado público (B.0) y Riegos (R.0)

(3) Grandes consumidores incluye a los clientes acogidos a la tarifa de acceso 6.5

(4) La facturación de clientes en régimen de mercado se obtiene como la suma de la facturación por acceso más el coste de generación

A pesar de la posible aplicación, en 2003, de la tarifa de acceso 6.5 a 84 de los 204 clientes acogidos a tarifas generales integrales con complemento de interrumpibilidad, THP y G4, dichos clientes registrarían márgenes negativos en sus tarifas integrales, para acudir al mercado, debido a que los pagos implícitos de acceso que actualmente se les imputa en las tarifas integrales a dichos clientes, son negativos.

En el caso que los 84 clientes que pueden acogerse a tarifa de acceso 6.5, acudieran al mercado, además de los 34 clientes que durante 2003 estuvieron acogidos a dicha tarifa de acceso, se les imputara la tarifa de acceso de alta tensión correspondiente, la facturación del sistema aumentaría en 252.378 miles de €.

5.2 Tarifas de acceso CNE 2001 revisadas y tarifas integrales: asignación inicial

En el Anexo de este informe se detallan las hipótesis de cálculo para obtener las tarifas de acceso e integrales, de acuerdo con la metodología de la CNE de 2001 revisada, los principales resultados de la asignación aditiva de cada concepto de coste a cada tarifa de acceso y el diseño resultante de los términos de potencia y de energía de las tarifas de acceso derivadas de la propuesta.

Tarifas de acceso

En el cuadro 3 se muestra el resultado de asignar los costes de acceso, aplicando la metodología asignativa de la CNE de 2001 revisada. El resultado de dicha asignación, por grupos tarifarios, se compara con las tarifas de acceso de 2003, publicadas en el RD 1436/2002.

Cabe señalar que la facturación obtenida al aplicar las tarifas de acceso del RD 1436/2002 es superior a los costes de acceso previstos⁹ inicialmente, debido a que la demanda en consumo y las potencias facturadas registradas en 2003 fueron superiores a las previstas. La diferencia entre la facturación con las tarifas de acceso de la propuesta y los costes de acceso asignados, se debe a que se utiliza la potencia contratada por periodos horarios en la asignación de costes de redes, mientras que en la facturación de las tarifas de acceso, al igual que con las tarifas de acceso vigentes, se aplican potencias facturadas.

⁹ En el escenario que se presenta en este informe, se incluye el déficit como un coste de acceso.

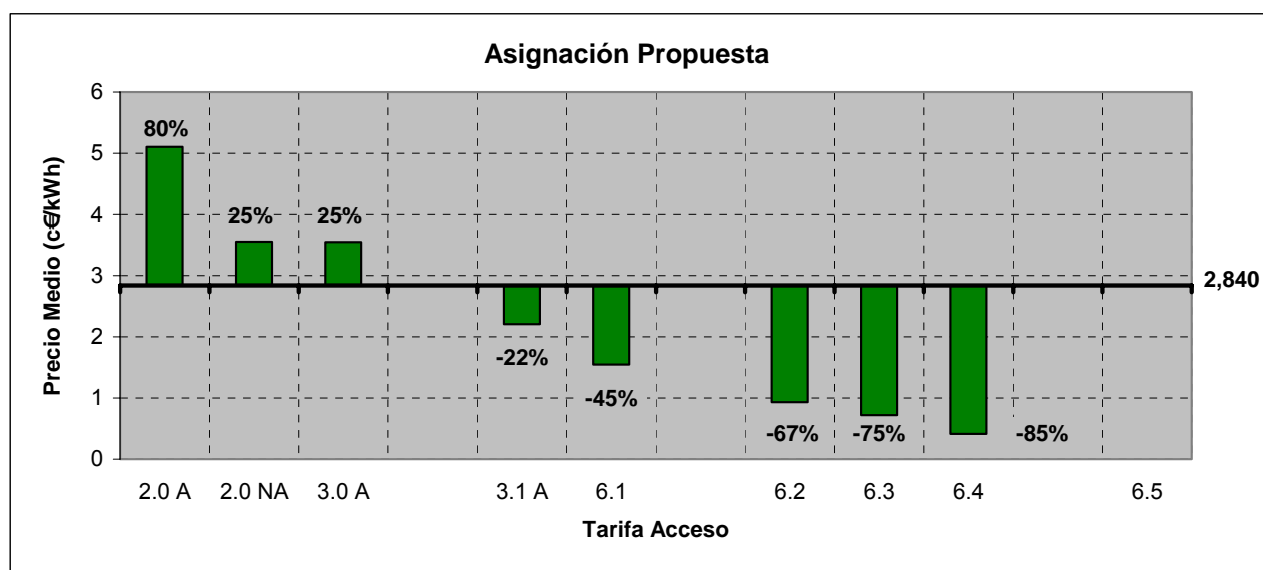
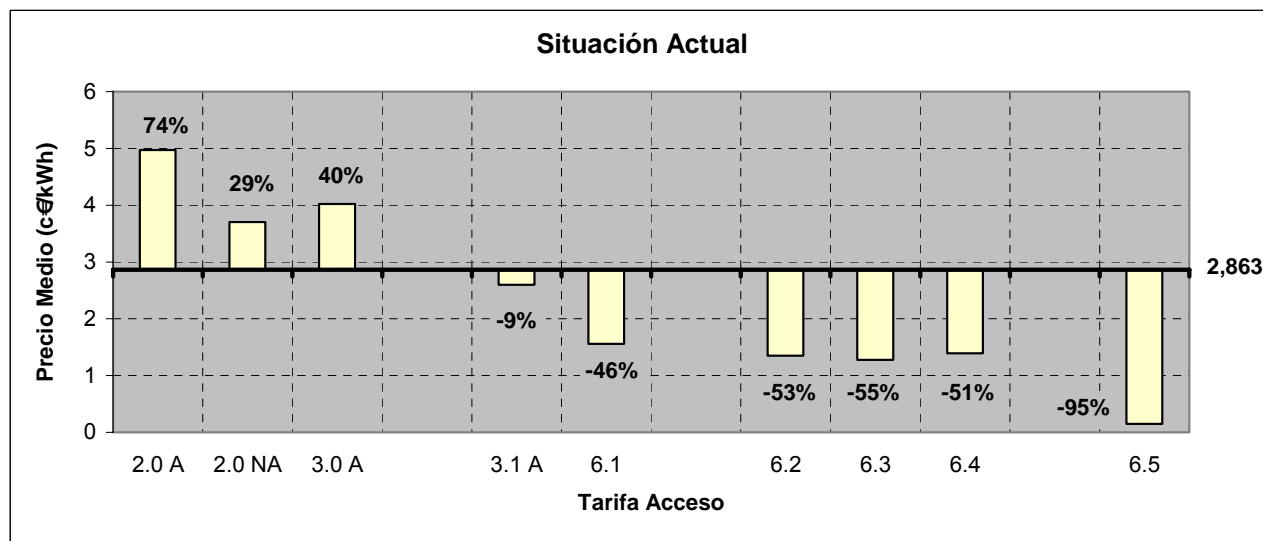
Cuadro 3. Asignación de costes de acceso según la propuesta de la CNE de 2001 revisada. Año 2003

Costes asignados		6.083.587 miles €			
Ingresos medios de Acceso (c€/kWh)					
Tarifa de acceso según RD 1164/2001	Consumo (GWh)	RD 1436/2002 (A)	Propuesta CNE (B)	% variación (B) sobre (A)	
2.0 A	61.353	4,97	5,11	2,8%	
2.0 NA	9.434	3,70	3,55	-4,0%	
3.0 A	34.096	4,02	3,54	-11,8%	
3.1 A	16.989	2,60	2,21	-15,1%	
6.1	48.284	1,56	1,56	0,4%	
6.2	8.827	1,35	1,09	-18,7%	
6.3	2.855	1,28	0,94	-26,6%	
6.4	1.401	1,39	0,77	-44,4%	
6.5					
NT1	2.005	0,15	1,23	743,2%	
NT2	8.099	0,14	0,76	430,7%	
NT3	7.566	0,15	0,64	337,7%	
NT4	15.040	0,15	0,38	159,1%	
Total	215.950	2,86	2,84	-0,8%	

De dicha comparativa se concluyen los siguientes aspectos sobre tarifas de acceso de 2003, comparadas con las de la metodología asignativa propuesta.

- En baja tensión, la tarifa de acceso 2.0A debería ser un 2,8% superior a la del RD 1436/2002, mientras que podrían disminuir un 4% la tarifa de acceso 2.0NA y hasta un 11,8% la 3.0A.
- El coste medio asignado en la tarifa de acceso 2.0A es un 80% superior al coste medio del sistema, mientras que en la situación actual dicha relación se reduce al 74%. Por el contrario, mientras que según la propuesta asignativa el coste medio de acceso asignado a la 2.0NA y a la 3.0A es un 25% superior al del sistema, según la estructura actual la relación supera un 29% y un 40%, respectivamente, el coste medio de acceso del sistema.

Gráfico 1. Relación entre el coste medio de acceso asignado en cada grupo tarifario y el coste medio total del sistema. Tarifas de acceso del RD 1436/2002 vs. metodología asignativa CNE 2001 revisada



- En media tensión, cabría una reducción de la tarifa de acceso de tres periodos (3.1A), hasta del 15%. Sin embargo, no se observa discrepancia entre el valor de la propuesta asignativa y el vigente para la tarifa de acceso de seis periodos (6.1).
- Mientras que el coste medio de acceso asignado en la tarifa de acceso 3.1A del RD 1436/2002 es un 9% inferior al coste medio de acceso del sistema, según la propuesta asignativa dicha relación es un 22% inferior al coste medio de acceso

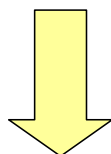
del sistema. El coste medio de acceso asignado a la tarifa 6.1 es un 45% inferior al coste medio del sistema, siendo un 46% inferior en las tarifas de acceso del RD 1436/2002.

- Debido a que la tarifa de acceso 6.5 no incluye los costes de acceso correspondientes, la propuesta de metodología asignativa de la CNE 2001 revisada la excluye como una opción tarifaria factible. En consecuencia, se observa una diferenciación significativa entre la facturación de acceso de los clientes que se podrían acoger a la tarifa 6.5, con incrementos muy significativos respecto a los valores resultantes de la metodología propuesta, y el resto de clientes que no cumplen las condiciones necesarias para acogerse a la tarifa de acceso 6.5, con reducciones.
- En términos medios, esto es, agregando por niveles de tensión, a los clientes que son susceptibles de acogerse a la tarifa de acceso 6.5 y los que no lo son, se observa en el cuadro 4, una asignación de costes de acceso inferior en las tarifas de alta tensión vigentes que en las de la propuesta asignativa. Por otra parte, se registra una mayor asignación de costes en las tarifas de acceso de media tensión y en baja tensión en dos y en tres periodos vigentes que en las de la propuesta asignativa.

Cuadro 4. Comparación de las tarifas de acceso del RD 1436/2002 y las resultantes de la metodología asignativa. Agregación por niveles de tensión

Propuesta asignativa

Tarifa	Consumo (GWh)	Coste T&D y GC (c€/kWh)	+	Resto Costes (c€/kWh)	=	Tarifa acceso (c€/kWh)	Relación frente al Coste Medio
2.0 A	61.353	3,1605		1,9463		5,1069	80%
2.0 NA	9.434	2,2522		1,3002		3,5524	25%
3.0 A	34.096	2,4176		1,1274		3,5450	25%
3.1 A	16.989	1,5749		0,6319		2,2068	-22%
6.1	50.289	1,1642		0,3849		1,5491	-45%
6.2	16.926	0,7706		0,1625		0,9331	-67%
6.3	10.421	0,6123		0,1092		0,7216	-75%
6.4	16.442	0,3696		0,0457		0,4153	-85%
Total	215.950	1,8911		0,9486		2,8397	0%



Tarifas R.D. 1436/2002

Tarifa	Consumo (GWh)	Coste T&D y GC (c€/kWh)	Resto Costes (c€/kWh)	Tarifa acceso (c€/kWh)	Relación frente al Coste Medio
2.0 A	61.353	3,1605	1,8077	4,9683	74%
2.0 NA	9.434	2,2522	1,4484	3,7006	29%
3.0 A	34.096	2,4176	1,6025	4,0201	40%
3.1 A	16.989	1,5749	1,0247	2,5995	-9%
6.1	50.289	1,1642	0,3360	1,5002	-48%
6.2	16.926	0,7706	-0,0001	0,7705	-73%
6.3	10.421	0,6123	-0,1563	0,4560	-84%
6.4	16.442	0,3696	-0,1161	0,2535	-91%
Total	215.950	1,8911	0,9723	2,8635	0%

- En el caso de suponer en las tarifas de acceso vigentes, una asignación de los peajes de transporte, distribución y gestión comercial (66,3% de los costes totales de acceso) similar a los de la propuesta asignativa de la CNE, se observa que la asignación de los costes hundidos (33,7% de los costes de acceso totales) resultante en las tarifas de acceso del RD 1436/2002, es radicalmente diferente a la de la propuesta de metodología de la CNE de 2001 revisada.

- Por términos de facturación de potencia y energía (Véase el cuadro 5), en el caso de las tarifas de acceso de baja tensión del RD 1436/2002, según la propuesta asignativa, se debería incluir un porcentaje del coste de acceso en los términos de energía superior al vigente en las tarifas de acceso 2.0A, 3.0A y 3.1A y 6.1. Por el contrario, según la asignación de costes propuesta se debería incluir un mayor porcentaje del coste de acceso en los términos de potencia de las tarifas de acceso de alta tensión y en la tarifa 2.0NA, en relación a los valores actuales.

Cuadro 5. Facturación por componentes de potencia y energía. RD 1436/2002 vs propuesta asignativa

R.D. 1436/2002					
Facturación					
	Tp	% sobre Fact. Total	Te	% sobre total	Fact. Total
2.0 A	1.494.724	49,0%	1.553.466	51,0%	3.048.190
2.0 NA	85.074	24,4%	264.052	75,6%	349.126
3.0 A	817.522	59,6%	553.198	40,4%	1.370.720
3.1 A	264.135	59,8%	177.489	40,2%	441.624
6.1	346.976	46,2%	404.519	53,8%	751.495
6.2	58.520	49,2%	60.335	50,8%	118.856
6.3	18.587	51,0%	17.867	49,0%	36.454
6.4	10.578	54,2%	8.928	45,8%	19.506
6.5					
NT1	862	29,4%	2.067	70,6%	2.929
NT2	3.215	27,8%	8.345	72,2%	11.559
NT3	3.397	30,7%	7.670	69,3%	11.067
NT4	6.863	31,0%	15.308	69,0%	22.171
Total	3.110.453	50,3%	3.073.246	49,7%	6.183.699

(*) Información extraída de la BD SINCRO de clientes a mercado

Propuesta CNE - Asignación Inicial					
Facturación					
	Tp	% sobre Fact. Total	Te	% sobre total	Fact. Total
2.0 A	1.323.547	42,2%	1.809.678	57,8%	3.133.225
2.0 NA	124.004	37,0%	211.141	63,0%	335.145
3.0 A	531.174	43,9%	677.540	56,1%	1.208.714
3.1 A	168.013	44,8%	206.883	55,2%	374.895
6.1	308.021	40,8%	446.288	59,2%	754.309
6.2	56.435	58,4%	40.140	41,6%	96.575
6.3	16.717	62,5%	10.036	37,5%	26.754
6.4	9.418	86,9%	1.424	13,1%	10.842
6.5					
NT1	8.175	33,1%	16.525	66,9%	24.699
NT2	27.673	45,1%	33.678	54,9%	61.352
NT3	25.012	51,6%	23.431	48,4%	48.443
NT4	45.296	78,9%	12.145	21,1%	57.441
Total	2.643.484	43,1%	3.488.910	56,9%	6.132.394

Los términos de facturación de las tarifas de acceso de la propuesta asignativa se comparan con los del RD 1436/2002 en el siguiente cuadro.

Cuadro 6. Términos de facturación de potencia y energía de las tarifas de acceso del RD 1436/2002 y los resultantes de la propuesta asignativa

RD 1436/2002 (A)												
	Tp (€/kW contratado año)						Te (€/kWh consumido)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A	17,0943						0,025320					
2.0 NA	16,1783						0,034801	0,022699				
3.0 A	20,8124	12,3158	2,6728				0,018329	0,016736	0,013242			
3.1 A	15,7365	9,7043	2,2253				0,011341	0,010667	0,009441			
6.1	10,1548	5,0827	3,7227	3,7227	3,7227	1,6960	0,017387	0,016267	0,014506	0,009547	0,006240	0,004853
6.2	8,4782	4,2422	3,1081	3,1081	3,1081	1,4161	0,014529	0,013609	0,012138	0,007969	0,005211	0,004046
6.3	7,7794	3,8928	2,8506	2,8506	2,8506	1,2996	0,013364	0,012445	0,011157	0,007295	0,004782	0,003739
6.4	7,0805	3,5433	2,5931	2,5931	2,5931	1,1832	0,012138	0,011341	0,010115	0,006682	0,004352	0,003372
6.5	0,6866	0,6866	0,3126	0,3126	0,3126	0,3126	0,001778	0,001778	0,000920	0,000920	0,000920	0,000920

Propuesta CNE - Asignación Inicial (B)												
	Tp (€/kW contratado año)						Te (€/kWh consumido)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A	15,1366						0,029496					
2.0 NA	23,5815						0,027828	0,018151				
3.0 A	13,2310	8,1592	1,8710				0,021437	0,020163	0,017845			
3.1 A	10,0098	6,1728	1,4155				0,013219	0,012434	0,011004			
6.1	9,0183	4,5131	3,3028	3,3028	3,3028	1,5070	0,019212	0,017950	0,016010	0,010576	0,006888	0,005337
6.2	8,1790	4,0930	2,9954	2,9954	2,9954	1,3667	0,009677	0,009042	0,008064	0,005327	0,003470	0,002688
6.3	6,9982	3,5021	2,5630	2,5630	2,5630	1,1694	0,007511	0,007018	0,006259	0,004135	0,002693	0,002087
6.4	6,3043	3,1549	2,3089	2,3089	2,3089	1,0535	0,001936	0,001809	0,001613	0,001066	0,000694	0,000538

% Variación (B) sobre (A)												
	Tp (€/kW contratado año)						Te (€/kWh consumido)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A	-11,5%						16,5%					
2.0 NA	45,8%						-20,0%	-20,0%				
3.0 A	-36,4%	-33,8%	-30,0%				17,0%	20,5%	34,8%			
3.1 A	-36,4%	-36,4%	-36,4%				16,6%	16,6%	16,6%			
6.1	-11,2%	-11,2%	-11,3%	-11,3%	-11,3%	-11,1%	10,5%	10,3%	10,4%	10,8%	10,4%	10,0%
6.2	-3,5%	-3,5%	-3,6%	-3,6%	-3,6%	-3,5%	-33,4%	-33,6%	-33,6%	-33,2%	-33,4%	-33,6%
6.3	-10,0%	-10,0%	-10,1%	-10,1%	-10,1%	-10,0%	-43,8%	-43,6%	-43,9%	-43,3%	-43,7%	-44,2%
6.4	-11,0%	-11,0%	-11,0%	-11,0%	-11,0%	-11,0%	-84,1%	-84,1%	-84,1%	-84,1%	-84,1%	-84,1%

Cabe señalar la mayor diferenciación por niveles de tensión de las tarifas de acceso resultantes de la propuesta asignativa respecto a los del RD 1436/2002.

Tarifas integrales

Se han obtenido las tarifas integrales agregando, a los términos de energía de las tarifas de acceso de la propuesta asignativa, los costes de generación que les corresponden a cada grupo tarifario¹⁰.

Al ser una metodología aditiva en costes, las tarifas de la propuesta asignativa son las mismas para los clientes que estén en el mercado regulado y en el mercado liberalizado. Es decir, en el caso de la facturación de la propuesta asignativa, por ser una metodología aditiva, tanto los clientes en el mercado regulado, como en el mercado liberalizado pagan las tarifas de acceso de la propuesta más los costes de generación que les correspondan. Sin embargo, la facturación de los clientes a los precios del RD 1436/2002, incluye la facturación de los clientes en el mercado regulado a las tarifas integrales, y la facturación de los clientes en el mercado liberalizado, las tarifas de acceso más los costes de generación. Esta diferencia en la facturación vigente de ambos colectivos de clientes, es consecuencia de la no aditividad de costes, puesta de manifiesto en el epígrafe 5.1 de este informe.

En el cuadro 7 se presentan los resultados globales de facturar a todo el sistema en 2003, esto es, tanto a los clientes en el mercado regulado a las tarifas integrales, como a los clientes en el mercado regulado a las tarifas de acceso más el correspondiente coste de generación.

De la comparación de la facturación del sistema y, en particular, de la facturación a las tarifas integrales obtenidas como la suma de las tarifas de acceso de la propuesta asignativa más el coste de generación correspondiente, con las tarifas integrales vigentes del RD 1436/2002, se observa que en el caso de no asignar, entre el resto del sistema, el coste de los servicios de gestión de la demanda ofrecido por clientes interrumpibles, THP y G4, las tarifas integrales de dichos grandes consumidores eléctricos, según la propuesta asignativa, deberían aumentar en torno al 41,4%.

¹⁰ Véase en el Anexo la metodología para calcular el correspondiente coste de generación de las tarifas integrales de la propuesta.

Cuadro 7. Tarifas integrales del RD 1436/2002 vs. Tarifas integrales resultantes de la metodología asignativa. Facturación de todo el sistema

Grupo Tarifario	Consumo (GWh)	R.D. 1436/2002 (A)		Propuesta CNE (B)		% variación (B) sobre (A)	
		Facturación (Miles €)	Precio Medio (c€/kWh)	Facturación (Miles €)	Precio Medio (c€/kWh)	Facturación	Precio Medio
Baja tensión	102.030	10.062.247	9,86	9.663.736	9,47	-4,0%	-4,0%
Domésticos (1)	61.353	6.370.993	10,38	6.408.414	10,45	0,6%	0,6%
Domésticos con discriminación nocturna	9.434	629.986	6,68	734.832	7,79	16,6%	16,6%
Resto baja tensión (2)	31.242	3.061.268	9,80	2.520.491	8,07	-17,7%	-17,7%
Alta tensión	113.921	5.446.084	4,78	5.672.112	4,98	4,2%	4,2%
Clientes no interrumpibles	66.340	3.817.429	5,75	3.590.648	5,41	-5,9%	-5,9%
1 < Nivel Tensión ≤ 36 kV	58.197	3.398.528	5,84	3.202.097	5,50	-5,8%	-5,8%
36 < Nivel Tensión ≤ 72,5 kV	6.042	310.047	5,13	289.931	4,80	-6,5%	-6,5%
72,5 < Nivel Tensión ≤ 145 kV	1.377	68.887	5,00	64.379	4,67	-6,5%	-6,5%
Nivel Tensión > 145 kV	724	39.967	5,52	34.241	4,73	-14,3%	-14,3%
Grandes consumidores (3)	38.700	1.111.427	2,87	1.571.970	4,06	41,4%	41,4%
Tarifa Horaria de Potencia	8.960	311.308	3,47	372.816	4,16	19,8%	19,8%
Tarifas generales con interrumpibilidad	16.073	419.119	2,61	639.616	3,98	52,6%	52,6%
Tarifa G.4	8.993	208.142	2,31	354.360	3,94	70,2%	70,2%
Clientes acogidos a tarifa acceso 6.5	4.674	172.858	3,70	205.178	4,39	18,7%	18,7%
Tarifas por usos	8.881	517.228	5,82	509.493	5,74	-1,5%	-1,5%
Alumbrado público	2.349	166.789	7,10	143.185	6,10	-14,2%	-14,2%
Tracción	309	21.539	6,98	21.037	6,82	-2,3%	-2,3%
Riegos	2.167	145.261	6,70	153.417	7,08	5,6%	5,6%
Distribución	4.057	183.640	4,53	191.854	4,73	4,5%	4,5%
Total Facturación	215.950	15.508.331	7,18	15.335.848	7,10	-1,1%	-1,1%

Notas:

(1) Domésticos incluye los clientes acogidos a las tarifas 1.0, 2.0, Empleados y tarifa de acceso 2.0 A

(2) Resto de baja tensión excluye las tarifas por usos de alumbrado público (B.0) y Riegos (R.0)

(3) Grandes consumidores incluye a los clientes acogidos a la tarifa de acceso 6.5

En el caso de no reasignar el coste de servicios de gestión de la demanda de grandes clientes entre el resto del sistema, se observa en el cuadro 8 que la diferencia entre la tarifa integral de los clientes 2.0 en la propuesta asignativa y la tarifa integral publicada en el RD 1436/2002, es nula. Por el contrario, la diferencia entre la asignación resultante de la propuesta asignativa y la del RD 1436/2002 para la tarifa integral 2.0N, es un 16,6%. Este sería el incremento necesario a aplicar a la tarifa 2.0N del RD1436/2002, para aproximar su valor al de la metodología asignativa propuesta. Del mismo modo, teniendo en cuenta la asignación de costes de la propuesta, la tarifa 1.0 debería aumentar (60%) y la de empleados (85%). Por el contrario, atendiendo a la asignación propuesta, deberían disminuir las tarifas integrales 3.0 (19%) y 4.0 (14%).

Cuadro 8. Detalle de las tarifas integrales de consumidores domésticos. Facturación media de las tarifas del RD 1436/2002 vs. Tarifas de la propuesta de la CNE (Cent€/kWh)

	RD 1436/2002 (A)		Propuesta CNE (B)	% (B)/(A)
Tarifa Integral	Consumo (MWh)	Fact. Integral	Fact. Integral	Fact. Integral
1.0	70.152	6,456	10,340	60,2%
2.0	60.249.455	10,476	10,471	0,0%
Empleados	917.595	4,808	8,874	84,6%
2.0 N	9.434.258	6,678	7,789	16,6%

Las tarifas integrales de clientes de media tensión no interrumpibles deberían disminuir en torno al 23%. No obstante, como se observa en el cuadro 7, al agregar a los clientes acogidos a las tarifas integrales, con los clientes en el mercado liberalizado, el efecto en la media tensión de aplicar la propuesta asignativa es una reducción de los precios del 5,8% respecto a las vigentes en 2003.

Respecto a las tarifas por usos, se observan diferencias positivas según la propuesta asignativa respecto a las del RD 1436/2002, en las tarifas de riegos y en las tarifas D excepto la tarifa D4. Por el contrario, se registran diferencias negativas entre la asignación resultante y la de las tarifas vigentes en el alumbrado público y en las tracciones, excepto en la tarifa T3.

Alternativamente al escenario asignativo presentado hasta ahora, se ha calculado una asignación de las tarifas de acceso e integrales derivadas de la metodología propuesta, en la que se reparte, entre todo el sistema, el coste de los servicios de gestión de la demanda de grandes clientes. Para ello se ha estimado dicho coste como la diferencia entre la facturación de los clientes interrumpibles, THP y G4 a las tarifas integrales del RD 1436/2002 y la resultante de aplicar la asignación propuesta. Esta diferencia se reasigna entre todo el sistema.

La reasignación del coste de los servicios de gestión de la demanda de grandes clientes, así estimado, es un nuevo escenario en el que se incluye una restricción de política industrial (mantener estables los precios de los grandes consumidores eléctricos),

contraria al objetivo de eficiencia en la asignación de los costes. Dicho objetivo no ha sido considerado en la propuesta asignativa inicial. No obstante, dicho escenario permite valorar el efecto de imputar dicha restricción de política industrial en las tarifas vigentes.

5.3 Reasignación del coste de los servicios de gestión de la demanda de grandes clientes

Actualmente, el sistema incluye señales de gestión de la demanda, fundamentalmente con el objetivo de desplazar la curva de carga a los momentos de menor consumo, e incluso, para el suministro de servicios complementarios al sistema, derivados del control de tensión y de la interrumpibilidad. Estas señales de gestión de demanda, de las que, en un futuro modelo, cualquier consumidor podría incluso participar en la operación del sistema, siempre y cuando cuente con los equipos adecuados, en la actualidad afectan, principalmente aunque no en exclusiva, a los grandes consumidores de electricidad.

En línea con lo anterior, esta Comisión considera que se deberá hacer una reflexión, en una segunda fase del mandato respecto a la contraprestación de servicios de gestión de la demanda, de aquellos clientes que proporcionen estos servicios.

La aceptación de una contraprestación económica a los clientes que proporcionan al sistema servicios de gestión de la demanda, y en particular, a los grandes clientes por interrumpibilidad, modulación de la demanda y reactiva, implica, necesariamente, reasignar el coste de dichos servicios de la gestión de la demanda, entre todo el sistema.

En el informe de la CNE *“Aspectos tarifarios que influyen en la no participación en el mercado de grandes consumidores de electricidad. Año 2003”* se analizó el coste que supone para el sistema, el mantenimiento de las tarifas integrales de los grandes clientes interrumpibles, THP y G4. En el ejercicio presentado en esta primera fase, a falta de desarrollar la valoración de dichos servicios en una segunda fase del mandato, se ha incluido una valoración de dicho coste, por la diferencia entre la facturación de dichos clientes en el mercado liberalizado, según un escenario intermedio de precios de mercado

que coincide con 2003, y en el mercado regulado, a las tarifas integrales del RD 1436/2002.

Dicho coste se ha valorado en 463.797 miles de €¹¹. Se considera que si bien constituye una contraprestación económica por los servicios que proporcionan al sistema y sin cuya prestación, la operación del sistema podría verse encarecida y técnicamente muy perjudicada, se asigna, en el ejercicio presentado en el presente informe, como un coste hundido, esto es, utilizando el mismo criterio de asignación que el resto de costes de dicha naturaleza. Esto es, mediante porcentajes de asignación diferenciados, según la elasticidad de la demanda al precio de cada grupo tarifario¹².

La comparación de las tarifas de acceso del RD 1436/2002, tanto con las tarifas de acceso resultantes de la propuesta asignativa inicial, como con las resultantes de reasignar, entre todo el sistema, el coste estimado de los servicios de gestión de la demanda de los grandes clientes, se muestra en el siguiente cuadro. Se considera que los descuentos en la facturación de dichos clientes deberían estar vinculados con obligaciones por la prestación de los servicios de modulación de la carga, interrumpibilidad y reactiva, por las necesidades del sistema.

¹¹ Los descuentos liquidados en 2003 a clientes interrumpibles, THP y G4 ascienden a 586,5 Millones de €. Explícitamente, los descuentos por interrumpibilidad, discriminación horaria y reactiva de dichos clientes ascienden a 305,5, 239,7 y 40,7 Millones de €, respectivamente.

RD 1436/2002 - Tarifa integral										
Tarifa	Nº Clientes	Consumo (GWh)	Facturación (Miles €)	Fact. Tp	Fact. Te	Fact. Reactiva	Fact. DH	Fact. Interrump.	Fact. Estacion.	Fact. Exc. Potencia
THP	85	8.960	311.308	179.005	241.400	187	0	-109.534	0	250
Interrumpibles	114	16.073	419.119	170.635	711.413	-32.549	-233.769	-195.917	-694	0
G.4	5	8.993	208.142	124.263	98.137	-8.317	-5.941	0	0	0
Total Grandes Clientes	204	34.026	938.569	473.903	1.050.950	-40.678	-239.710	-305.451	-694	250

¹² Se utiliza la aproximación de los coeficientes de simultaneidad en la punta de los distintos grupos tarifarios.

Cuadro 9. Asignación de costes de acceso según propuesta CNE de 2001 revisada: asignación inicial y final del coste de gestión de la demanda de grandes clientes. Año 2003

Costes asignados	6.083.587	6.545.794	Miles de €
Coste Acceso	6.083.587	6.083.587	
Déficit ingresos grandes clientes tarifa integral	0	462.207	

Ingresos medios de Acceso (c€/kWh)

Tarifa	Consumo (GWh)	RD 1436/2002(A)	Propuesta CNE (B)	% variación (B) sobre (A)	Propuesta CNE (C)	% variación (C) sobre (A)
2.0 A	61.353	4,97	5,11	2,8%	5,58	12,4%
2.0 NA	9.434	3,70	3,55	-4,0%	3,86	4,2%
3.0 A	34.096	4,02	3,54	-11,8%	3,78	-5,9%
3.1 A	16.989	2,60	2,21	-15,1%	2,33	-10,5%
6.1	48.284	1,56	1,56	0,4%	1,63	4,8%
6.2	8.827	1,35	1,09	-18,7%	1,13	-16,1%
6.3	2.855	1,28	0,94	-26,6%	0,96	-25,0%
6.4	1.401	1,39	0,77	-44,4%	0,79	-43,2%
6.5						
NT1	2.005	0,15	1,23	743,2%	1,29	780,7%
NT2	8.099	0,14	0,76	430,7%	0,78	447,7%
NT3	7.566	0,15	0,64	337,7%	0,65	347,2%
NT4	15.040	0,15	0,38	159,1%	0,39	164,7%
Total	215.950	2,86	2,84	-0,8%	3,06	6,7%

Se observa en el cuadro 9 que la reasignación dicho coste, como un coste hundido, recaería, fundamentalmente, en los clientes de baja tensión. En particular, la tarifa de acceso 2.0A, aumentaría un 12,4% respecto al valor del RD 1436/2002. Sin reasignación de dicho coste, el aumento de la tarifa de acceso 2.0A derivada de la asignación propuesta respecto al valor del RD 1436/2002, asciende al 2,8%. Asimismo, la reasignación de dicho coste supondría aumentar la tarifa de acceso 2.0NA un 4,2%. La tarifa de acceso 3.0 A pasaría de una reducción del 11,8% en la asignación inicial, a únicamente un 5,9% si se reasigna el coste de los servicios de gestión de la demanda de los grandes clientes como si fuera un coste hundido.

Análogamente, en las tarifas integrales, comparando la asignación final de la propuesta y los valores del RD 1436/2002, se concluye una diferente imputación del coste de servicios de gestión de la demanda de grandes clientes en ambos casos. Mientras que según la propuesta asignativa, el coste se imputa, fundamentalmente, a los clientes de baja tensión

y baja discriminación horaria (tarifa 2.0), de acuerdo con el criterio de reparto de los costes hundidos, en las tarifas integrales del RD 1436/2002 dicha reasignación del coste recae sobre los clientes de media tensión, clientes de baja tensión no domésticos y tarifas generales de alta tensión no interrumpibles (véase cuadro 10).

Cuadro 10. Tarifas integrales del RD 1436/2002 vs. Tarifas integrales resultantes de la metodología asignativa: asignación inicial y final del coste de grandes clientes. Facturación de todo el sistema.

Grupo Tarifario	Consumo (GWh)	RD1436/2002 (A)	Propuesta CNE - Asignación inicial (B)	Propuesta CNE - Asignación final (C)	variación (B) sobre (A)	variación (C) sobre (A)
		Precio Medio (c€/kWh)	Precio Medio (c€/kWh)	Precio Medio (c€/kWh)	%	%
Baja tensión	102.030	9,86	9,47	9,86	-4,0%	0,0%
Domésticos (1)	61.353	10,38	10,45	10,92	0,6%	5,2%
Domésticos con discriminación nocturna	9.434	6,68	7,79	8,09	16,6%	21,2%
Resto baja tensión (2)	31.242	9,80	8,07	8,31	-17,7%	-15,2%
Alta tensión	113.921	4,78	4,98	4,63	4,2%	-3,1%
Clientes no interrumpibles	66.340	5,75	5,41	5,49	-5,9%	-4,6%
1 < Nivel Tensión ≤ 36 kV	58.197	5,84	5,50	5,58	-5,8%	-4,4%
36 < Nivel Tensión ≤ 72,5 kV	6.042	5,13	4,80	4,84	-6,5%	-5,8%
72,5 < Nivel Tensión ≤ 145 kV	1.377	5,00	4,67	4,70	-6,5%	-6,1%
Nivel Tensión > 145 kV	724	5,52	4,73	4,76	-14,3%	-13,9%
Grandes consumidores (3)	38.700	2,87	4,06	2,89	41,4%	0,5%
Tarifa Horaria de Potencia	8.960	3,47	4,16	3,49	19,8%	0,5%
Tarifas generales con interrumpibilidad	16.073	2,61	3,98	2,62	52,6%	0,5%
Tarifa G.4	8.993	2,31	3,94	2,33	70,2%	0,5%
Clientes acogidos a tarifa acceso 6.5	4.674	3,70	4,39	3,73	18,7%	0,8%
Tarifas por usos	8.881	5,82	5,74	5,85	-1,5%	0,5%
Alumbrado público	2.349	7,10	6,10	6,26	-14,2%	-11,9%
Tracción	309	6,98	6,82	6,93	-2,3%	-0,7%
Riegos	2.167	6,70	7,08	7,27	5,6%	8,4%
Distribución	4.057	4,53	4,73	4,78	4,5%	5,5%
Total Facturación	215.950	7,18	7,10	7,10	-1,1%	-1,1%

Notas:

(1) Domésticos incluye los clientes acogidos a las tarifas 1.0, 2.0, Empleados y tarifa de acceso 2.0 A

(2) Resto de baja tensión excluye las tarifas por usos de alumbrado público (B.0) y Riegos (R.0)

(3) Grandes consumidores incluye a los clientes acogidos a la tarifa de acceso 6.5

5.4 Gradualidad en la aplicación de la propuesta

A la vista de las diferencias significativas entre las tarifas vigentes y las que resultan de aplicar la metodología asignativa de la CNE de 2001 revisada, se considera que el ajuste debería ser gradual. Dicho ajuste tendría que realizarse de forma conjunta, en todas las tarifas integrales y de acceso, teniendo en cuenta los efectos de cada grupo tarifario, sobre la facturación del sistema. En otro caso se podrían producir problemas de suficiencia de ingresos del sistema.

Asimismo, cada ejercicio tarifario es un ejercicio de asignación diferente, aunque se apliquen los mismos criterios de reparto establecidos. Por tanto, las diferencias en las tarifas de acceso e integrales vigentes respecto a los resultantes de la metodología asignativa deberán calcularse para cada ejercicio tarifario, en función de la actualización de los costes de cada año y de la previsión de las variables de facturación.

Se concluye que:

- La tarifa de acceso 6.5 debería ser eliminada porque no incluye en su asignación ni siquiera los costes de transporte. Al menos debería establecerse una diferenciación de la misma por niveles de tensión. Las reducciones propuestas en las tarifas de acceso generales de alta tensión y de media tensión, estarían condicionadas, por tanto, a la eliminación de la tarifa de acceso 6.5.
- La tarifa de acceso 2.0A debería aumentar ligeramente, mientras que la tarifa de acceso nocturna y, particularmente, la 3.0A deberían disminuir respecto a sus valores actuales. No obstante, en tanto no se produzcan los aumentos propuestos en determinadas tarifas de acceso, las reducciones en otras deberían ser menores que las derivadas de la propuesta, o incluso nulas.
- Para la tarifa de acceso nocturna 2.0NA, la imputación de los costes de acceso debería recaer, en mayor medida que en la actualidad, sobre el término de potencia, al igual que para los clientes de alta tensión. Por el contrario, la asignación del coste de acceso debería recaer en mayor medida, a la situación actual, en los términos de energía de las tarifas de acceso 2.0A, 3.0A, 3.1A y 6.1. Esta medida permitiría corregir el consumo de clientes acogidos a estas tarifas. Se observa que los clientes acogidos a tarifas de baja tensión en uno y tres periodos y en media tensión son los que registran aumentos acumulados por cliente más elevados en el periodo 1998 a 2004.
- Por parte de las tarifas integrales, en baja tensión, la tarifa nocturna (tarifa 2.0N) debería aumentar en torno al 16%. Aumentos superiores deberían imputarse a la tarifa 1.0 y a la de empleados.

- En tanto se reasigne, entre el resto del sistema, al menos en parte, los descuentos en la facturación de los clientes interrumpibles, THP y G4 que permanecen acogidos a tarifas integrales, lo que podría justificarse como el coste del sistema por los servicios de gestión de la demanda de los grandes clientes, deberían aumentar tanto las tarifas integrales como de acceso de los clientes domésticos acogidos a la tarifa 2.0, por encima de los valores obtenidos con la asignación propuesta.
- Asimismo, las reducciones resultantes en la propuesta asignativa para las tarifas integrales y de acceso de baja tensión aplicadas a clientes no domésticos, así como de media tensión y alta tensión no interrumpibles, no deberían aplicarse, en tanto no sea eliminado o imputado más directamente el coste de los servicios de gestión de la demanda de grandes clientes a dichos clientes.

ANEXO

DESCRIPCIÓN DE LAS MODIFICACIONES INTRODUCIDAS EN LA PROPUESTA ASIGNATIVA DE LA CNE DE 2001

1. Introducción

La *“Propuesta final de metodología para establecer las tarifas de acceso a redes eléctricas”*, elaborada por esta Comisión en 2001, presenta los criterios explícitos para asignar cada concepto de coste y determinar, de forma aditiva, las tarifas de acceso de los distintos grupos tarifarios del Real Decreto 1164/2001. Dichos criterios se describen detalladamente en la propuesta de 2001.

En el presente informe se realiza una revisión de dicha propuesta asignativa. Los cambios introducidos se refieren, fundamentalmente, a la actualización de las variables de entrada que alimentan el modelo de asignación de costes, si bien se han incluido modificaciones en el cálculo de algunas de ellas. Asimismo, se han incluido los cambios del Real Decreto 1432/2002 respecto a nuevos costes a repartir (déficit tarifario) y se amplía el ámbito de cálculo del escandallo de costes y de las tarifas, al territorio nacional. Además, se han introducido modificaciones en la diferenciación bloque horaria de los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso.

Por último, se completa el ejercicio de cálculo de tarifas de acceso, obteniendo las tarifas integrales de forma aditiva. En particular, se calculan unos términos de energía y de potencia para las tarifas integrales, de acuerdo con la estructura por niveles de tensión y bloques horarios del RD 1164/2001, con el objeto de completar el ejercicio de asignación de costes y comparar los resultados con las tarifas vigentes.

Se ha seleccionado como ejercicio tarifario el correspondiente a 2003, por ser el año del que se dispone de la información de variables de asignación más completa y homogénea. Asimismo, se considera que dicho ejercicio, por corresponder a un escenario intermedio de precios del mercado mayorista, no distorsiona los resultados de comparar las tarifas obtenidas de la asignación y las vigentes.

A continuación, en primer lugar, se describen los principales cambios introducidos en las variables de asignación. En segundo lugar, se explica el diseño de los términos de potencia y energía. Por último, se completa el ejercicio asignando el coste de generación para obtener las tarifas integrales.

2-Actualización y revisión de las variables de entrada al modelo de asignación

El modelo de asignación de costes se alimenta de las siguientes variables:

- **Costes Regulados**

Se reparten los costes regulados del escandallo de costes que acompañó a la Propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para el año 2003, esto es, los costes de acceso de acuerdo con el RD 1164/2001 y la anualidad del déficit tarifario correspondiente.

Se ha excluido el coste del margen de distribuidores acogidos a la DT11^a de la Ley 54/1997, debido a que, como se indicó en el “Informe 18/2002 sobre la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2003”, dicho margen no es un ingreso ni un coste para el sistema, en tanto que dichos distribuidores permanezcan acogidos al régimen transitorio que les permite la Ley 54/1997.

Escandallo de costes regulados

Concepto de coste	2003	
	Miles €	% s/Total
Transporte	753.029	12,38%
Distribución	2.992.532	49,19%
Gestión Comercial	278.755	4,58%
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento:	346.163	5,69%
Moratoria Nuclear	220.678	3,63%
Stock básico del uranio	-	0,00%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	108.657	1,79%
Interrumpibilidad y Régimen especial	16.828	0,28%
Prima del Régimen Especial	922.740	15,17%
Costes permanentes	258.815	4,25%
Compensación extrapeninsulares	223.531	3,67%
Operador del Sistema	15.521	0,26%
Operador del Mercado	9.353	0,15%
CNE	10.410	0,17%
CTC´s	297.741	4,89%
Déficit	233.812	3,84%
Total Regulados	6.083.587	100,00%

(*) Se excluye Margen de distribuidores DT11ª

Fuente: Información que acompaña a la propuesta de RD de tarifa eléctrica 2003.

- **Distribución del coste de distribución por nivel de tensión (%)**

Se reparte la retribución de la distribución entre los distintos niveles de tensión tarifarios, según los porcentajes proporcionados por las empresas, correspondientes a 2003..

Porcentaje de la retribución de la distribución por niveles de tensión tarifarios

	Retribución Distribución	Porcentajes de reparto por nivel de tensión				
		NT3	NT2	NT1	NT0	Total
Propuesta CNE 2001	2.647.819	11,7%	8,5%	33,1%	46,7%	100,0%
Situación Actual	2.992.532	18,4%	11,1%	32,7%	37,8%	100,0%

Nota: La retribución de la distribución correspondiente a 2003 incluye los sistemas extrapeninsulares.

Fuente: Información solicitada a las empresas

- **Potencia máxima demanda**

La potencia máxima demandada por los clientes en el año 2003 ascendió a 37.600 MW, registrada entre las 19:00 y 20:00 hora del día 18 de febrero de 2003, según REE (*“El Sistema Eléctrico Español. Año 2003”*).

- **Participación en la punta**

Se calcula la participación en la punta de cada grupo tarifario del RD 1164/2001, agregando las curvas de carga generadas para cada una de las tarifas existentes, teniendo en cuenta su discriminación horaria.

Los coeficientes de participación en la punta por grupo tarifario se han modificado respecto a los considerados en la propuesta de metodología para establecer tarifas de acceso de la CNE 2001, en dos aspectos. Por una parte, se han incluido nuevos perfiles de los clientes conectados a redes de baja tensión. Por otra parte, se ha ampliado la consideración de las horas punta del sistema.

Respecto a los perfiles de consumo cabe señalar que se han calculado las curvas de carga correspondientes a 2003, tomando como punto de partida la metodología de generación de curvas de carga, desarrollada por la CNE (Véase Anexo 4 de la propuesta de 2001), con la excepción de las curvas de carga de clientes de baja tensión.

Para este grupo de consumidores se optó por utilizar los perfiles de consumos definidos en la Resolución de 30 de diciembre de 2002, por la que se aprueba el perfil de consumo y el método de cálculo a efecto de liquidación de energía aplicables para aquellos consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo. Estos perfiles de carga se utilizan para la liquidación de la energía en el mercado de producción de energía eléctrica, a partir de los datos de consumo registrados por equipos de medida no horarios.

La aplicación de estas curvas de carga para los clientes de baja tensión ha supuesto, respecto a la metodología desarrollada en 2001, dar más peso a la participación en las horas de punta para las tarifas de baja tensión. No obstante, cabe señalar que con ambas metodologías se respeta el consumo mensual registrado por bloques horarios mensuales, según información de liquidaciones eléctricas.

Respecto a la definición de las horas punta en la propuesta de metodología de 2001, se establecía la punta del sistema en las horas correspondientes al periodo tarifario 1 de la modalidad de seis periodos del RD 1164/2001. No obstante, dichas horas no eran plenamente representativas para las tarifas con discriminación horaria con base diaria, esto es discriminación de tres y dos periodos (DH3 y DH2, respectivamente).

Por tanto, tras hacer un análisis de sensibilidad, se ha observado que establecer la punta del sistema en las 1000 horas de máxima demanda de la monótona del sistema, mejora la representatividad de los grupos tarifarios de baja tensión sin modificar sustancialmente la participación en la punta de la media y alta tensión.

Coefficientes de participación en la punta por grupo tarifario utilizados en la asignación

	Punta del Sistema	NIVEL DE TENSION								TOTAL
		NT0			NT1		NT2	NT3	NT4	
		DH1	DH2	DH3	DH3	DH6	DH6	DH6	DH6	
Propuesta CNE 2001	Periodo 1 DH6	37,6%	3,4%	16,2%	5,5%	22,0%	6,5%	4,5%	4,3%	100,0%
Propuesta Actual	1.000	34,9%	4,2%	16,2%	8,9%	20,7%	6,5%	3,4%	5,3%	100,0%

Se ha modificado la participación en la punta de los clientes de media tensión, entre tarifas de acceso de tres y seis periodos, debido a la reasignación de clientes a tarifa integral, a los que les corresponderían tarifas de acceso en tres periodos. Dicha asignación es *ad hoc*, debido a que no es posible diferenciar que el cliente de media tensión que está en tarifa integral, esté acogido a tarifa de acceso en tres o seis periodos, porque dependerá de que la potencia contratada del cliente sea superior/inferior en todos los periodos tarifarios a 450 kW.

Se establece la siguiente correspondencia: tarifas de acceso de tres periodos (3.1 A) aquellos clientes acogidos a tarifas integrales generales de alta tensión sin complemento

de interrumpibilidad y con discriminaciones horarias tipo 1, 2 y 3, y clientes acogidos a tarifas T (de Tracción) y tarifas D (Distribuidores acogidos a la DT 11ª de la Ley 54/1997) con discriminaciones horarias tipo 1 y 2 y todos los clientes acogidos a tarifa R de Riegos con la excepción de 2 clientes acogidos a discriminación horaria tipo 5. El resto de tarifas integrales de media tensión se vinculan a tarifas de acceso de media tensión de seis periodos (6.1).

- **Coeficiente de simultaneidad en punta**

No se han modificado los coeficientes de simultaneidad en punta, variable utilizada para repartir los costes hundidos, respecto a los considerados en la *“Propuesta de metodología para establecer tarifas de acceso” de la CNE de 2001*.

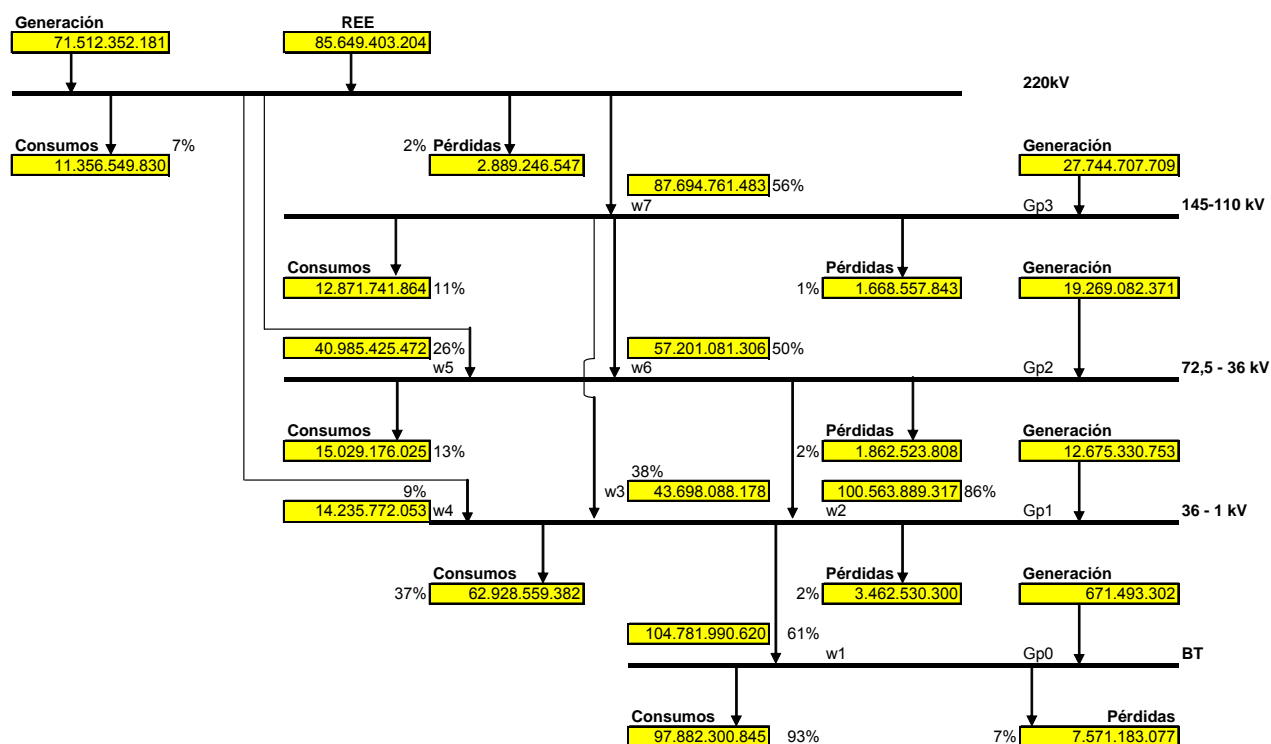
Coeficientes de simultaneidad en punta por grupo tarifario utilizados en la asignación

CONCEPTO	NT0			NT1		NT2	NT3	NT4
	DH1	DH2	DH3	DH3	DH6	DH6	DH6	DH6
Simultaneidad en punta	0,159	0,193	0,276	0,357	0,457	0,665	1,016	1,016

- **Balance de energía**

Para ponderar el uso de la red por niveles de tensión, de cada grupo tarifario, se parte del modelo de balance de energía correspondiente al año 2002, según la información que han proporcionado las empresas distribuidoras a la CNE.

BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL. Año 2002



Fuente: Empresas eléctricas

Nota: Unidades en kWh

W_{j,i}: energía vertida a un nivel de tensión i, procedente del nivel de tensión j.

- **Número de clientes por grupo tarifario**

Se ha tomado de la base de datos de liquidaciones (SINCRO) el promedio del número de clientes registrado en 2003.

Número de clientes en mercado regulado y liberalizado. Año 2003.

NT	DH	Mercado Regulado	Mercado Liberalizado	Total Mercado
NT0	DH1	22.270.233	19.909	22.290.142
	DH2	987.512	3	987.516
	DH3	661.367	16.308	677.675
NT1	DH3	46.327	21.043	67.370
	DH6	5.752	10.417	16.168
NT2	DH6	566	657	1.223
NT3	DH6	153	59	212
NT4	DH6	78	25	103
Total Nacional		23.971.988	68.421	24.040.409

Fuente: Base de datos de Liquidaciones (SINCRO)

- **Potencia Contratada por nivel de tensión, grupo tarifario y periodos horarios**

En las potencias contratadas por niveles de tensión y periodos horarios, se han tenido en cuenta dos fuentes de información: la base de datos de liquidaciones e información sobre potencias contratadas y facturadas solicitadas a las empresas.

En primer lugar, en la base de datos de liquidaciones se dispone de información relativa a las potencias contratadas por periodos horarios de aquellos clientes que se encuentran consumiendo en régimen de mercado y potencia facturada para el colectivo de clientes que consumen en régimen de tarifa integral.

Adicionalmente, se dispone de información individual sobre las potencias contratadas y modo de facturar la potencia de grandes consumidores eléctricos, esto es, clientes acogidos a tarifas generales de alta tensión con complemento por interrumpibilidad, clientes acogidos a la tarifa G.4 de grandes consumidores y clientes acogidos a la tarifa horaria de potencia.

En segundo lugar, se ha solicitado a las empresas distribuidoras información relativa de las potencias contratadas y facturadas, desagregadas por tarifa integral y modo de facturación, para clientes en el mercado regulado.

Se obtiene la potencia contratada total del sistema por periodos horarios, según la estructura del RD 1164/2001, agregando dicha variable en el mercado liberalizado y en el regulado. En particular, para los clientes en régimen de mercado se ha tomado la potencia contratada por periodo horario disponible en la base de datos de liquidaciones.

En cuanto a los clientes en régimen de tarifa integral, partiendo de la información disponible para los años 2001 a 2005 sobre potencias contratadas y modo de facturar la potencia, tras analizar la relación entre la potencia facturada y la potencia contratada en cada periodo horario, se ha establecido la potencia que cada grupo tarifario contrataría en caso de acudir al mercado liberalizado,. Se constata que esta relación se mantiene estable en el periodo analizado. En consecuencia, para obtener la potencia contratada por

periodos horarios de los clientes a tarifa integral se ha partido de la potencia facturada por tarifa y discriminación horaria registrada en la base de datos de liquidaciones y se ha impuesto la relación entre potencia facturada y potencia contratada por periodo resultante del citado análisis.

El siguiente cuadro resume la información sobre potencia facturada y potencias contratadas por grupo tarifario y periodos horarios.

Potencia contratada (MW) por nivel de tensión y periodos horarios. Año 2003

NT	DH	Periodo Tarifario					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	DH1	87.440					
	DH2	5.259					
	DH3	17.148	28.800	17.994			
NT1	DH3	7.458	9.526	7.898			
	DH6	11.623	11.849	15.287	15.439	12.969	13.909
NT2	DH6	3.495	3.562	3.818	3.842	3.787	4.238
NT3	DH6	2.179	2.212	2.330	2.402	2.404	2.506
NT4	DH6	3.018	3.098	3.184	3.329	3.423	3.666

Fuente: Empresas y base de datos de liquidaciones (BD SINCRO)

- **Consumo por nivel de tensión, grupo tarifario y periodos horarios**

Se obtiene como resultado de agregar las curvas de carga horarias, teniendo en cuenta los periodos horarios de las tarifas de acceso del RD 1164/2001.

En el siguiente cuadro se resumen la información relativa a los consumos por grupo tarifario de acceso y periodo horario para 2003.

Consumo (GWh) por nivel de tensión y periodos horarios. Año 2003

NT	DH	Periodo Tarifario						Consumo (GWh)
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
NT0	DH1	61.353						61.353
	DH2	4.124	5.311					9.434
	DH3	7.476	18.221	8.400				34.096
NT1	DH3	3.152	9.063	4.774				16.989
	DH6	3.183	5.480	3.725	5.771	7.187	24.944	50.289
NT2	DH6	904	1.614	1.023	1.741	2.111	9.533	16.926
NT3	DH6	457	853	539	997	1.225	6.350	10.421
NT4	DH6	733	1.334	828	1.572	1.845	10.747	17.058
Total Nacional		81.382	41.875	19.288	10.081	12.367	51.574	216.567

Fuente: Empresas y base de datos de liquidaciones (BD SINCRO). Se incluye información del suministro TTS

3. Diseño tarifas de acceso a las redes

En la "Propuesta de metodología para establecer tarifas de acceso a las redes eléctricas" presentada por esta Comisión en el año 2001 se plantearon distintas opciones de diseño de los términos de potencia y de energía de las tarifas de acceso, tanto respecto a la obtención de los términos de facturación como a su discriminación por periodos horarios, señalándose las ventajas e inconvenientes de la aplicación de cada opción tarifaria.

Finalmente, se presentó un diseño binómico en el que los costes asociados a las redes (peajes de transporte y distribución) correspondientes al propio nivel de tensión, se imputaban a los términos de potencia y el resto de costes de red, correspondientes a niveles de tensión superiores, se recuperaban a partir de los términos de energía, debido a efectos de simultaneidad en el uso de la red y porque parte de los costes de la red son variables. El resto de costes de acceso se reparten como un porcentaje sobre la facturación por potencia y energía de los peajes

La modificación introducida en la revisión de la propuesta de metodología para establecer tarifas de acceso de 2001, hace referencia a la discriminación por periodos horarios. En particular, se aplica una discriminación por periodos horarios, equivalente a la aplicada en el RD 1436/2002, con objeto de mantener una continuidad en las señales horarias, si bien se insiste en la necesidad de revisar los periodos tarifarios actuales.

Es importante señalar que para evitar señales incorrectas de precios, los periodos tarifarios sobre los que se establecen los distintos términos de potencia y energía de las tarifas de acceso deben agrupar las horas del año en las que los costes de las redes son similares (por ejemplo, el periodo de punta debe incluir las horas de máxima demanda del sistema, en los que la saturación de las redes es mayor).

Diferenciación horaria de los términos de potencia y de energía por periodos horarios de la respecto al Periodo 1 de la DH6

		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Propuesta CNE 2001	Tp	0%	-45%	-54%	-57%	-61%	-67%
	Te	0%	-33%	-40%	-43%	-47%	-52%
Propuesta Actual (RD 1164/2001)	Tp	0%	-50%	-63%	-63%	-63%	-83%
	Te	0%	-6%	-17%	-45%	-64%	-72%

4. Asignación del coste de generación y diseño de las tarifas integrales

Como se indicó en la propuesta de 2001, la coherencia y la recuperación de los costes regulados a partir de las tarifas de acceso e integrales obliga a adoptar la misma estructura tarifaria para ambos esquemas de precios regulados, esto es, según los grupos y periodos tarifarios de Real Decreto 1164/2001. Por tanto, las tarifas integrales son el resultado de añadir a las correspondientes tarifas de acceso, el coste de generación.

El coste de generación de los clientes que se han mantenido en el mercado regulado durante 2003, se ha obtenido como la suma de la facturación por energía, facturación por Servicios Complementarios, pago de garantía de potencia y moratoria nuclear asociada al gasto derivado de los conceptos anteriores. Se han tomado los precios registrados en el mercado en 2003, según información de OMEL, por periodos tarifarios.

- *Energía:*

Para elevar el consumo de estos clientes a barras de central, se aplica al consumo de cada bloque horario, los coeficientes de pérdidas establecidos en el RD 1436/2002 por el que se establece la tarifa eléctrica para 2003.

- *Facturación por energía:*

La facturación por energía es el resultado de aplicar el precio medio por periodo horario a la energía en barras de central de ese periodo

- *Facturación por Servicios Complementarios:*

La facturación por servicios complementarios comprende los siguientes conceptos:

Sobrecoste del mercado intradiario: resultado de aplicar a la energía de cada periodo horario el sobrecoste correspondiente al mercado intradiario en dicho periodo.

Sobrecoste por gestión de restricciones: resultado de aplicar a la energía en barras de central en cada periodo horario el sobrecoste medio registrado por gestión de restricciones en ese periodo.

Sobrecoste por procesos de la operación del sistema: resultado de aplicar a la energía en barras de central en cada periodo horario el sobrecoste registrado por la operación del sistema en ese periodo.

- *Facturación por Garantía de Potencia:*

Se han aplicado a la energía de cada bloque horario los precios de Garantía de Potencia establecidos en el artículo 24 del Real Decreto-Ley 6/2000 y el precio de garantía de potencia correspondiente al periodo 1 establecido en la disposición adicional cuarta del Real Decreto 1436/2002 a la energía adquirida por clientes acogidos a la tarifa de acceso de baja tensión de tres periodos (3.0A)

- *Facturación por cuota de Moratoria Nuclear sobre la facturación de generación:*

Se aplica el 3,54% a la suma de la facturación de energía, servicios complementarios y pago de garantía de potencia.

En el siguiente cuadro se resumen los precios registrados durante 2003 en el mercado mayorista, desagregados por concepto de coste y periodo horario.

Precios del mercado mayorista por periodo horario. Año 2003

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Mercado Diario	3,145	2,669	3,711	3,534	4,096	2,466
Mercado Intradía	0,002	0,000	0,003	0,002	0,008	0,001
Restricciones Técnicas	0,241	0,200	0,113	0,098	0,143	0,038
Procesos Operación del Sistema	0,151	0,126	0,081	0,120	0,125	0,165
Total	3,538	2,995	3,909	3,754	4,372	2,669

Fuente: OMEL

El coste de generación a imputar a cada grupo tarifario, añadido a los términos de energía de las tarifas de acceso obtenidas de la asignación, se muestra en el siguiente cuadro.

Coste de Generación (miles €)								
	Diario	RR.TT.	Intradía	Procesos OS	Garantía de Potencia	Moratoria Nuclear	Total	
NT0	DH1	2.068.295	69.289	1.356	100.299	923.972	111.978	3.275.189
	DH2	298.269	8.333	144	16.413	62.863	13.665	399.687
	DH3	1.155.745	37.886	799	55.033	201.813	51.375	1.502.650
		3.522.308	115.508	2.299	171.744	1.188.649	177.018	
NT1	DH3	534.817	17.138	369	25.729	66.822	22.829	667.703
	DH6	1.578.707	51.136	1.099	75.455	81.782	63.302	1.851.481
		2.113.524	68.274	1.468	101.184	148.604	86.130	
NT2	DH6	512.638	15.538	329	25.687	23.300	20.443	597.934
NT3	DH6	307.371	8.731	189	15.881	12.327	12.195	356.694
NT4	DH6	491.469	13.572	289	25.903	18.691	19.467	569.391
Total	6.947.310	221.623	4.574	340.399	1.391.571	315.254	9.220.730	

Los precios por términos de potencia y de energía de las tarifas integrales derivados de la propuesta asignativa son los siguientes:

Términos de potencia y de energía de tarifas integrales de propuesta asignativa de costes

Propuesta CNE - Tarifa Integral. Año 2003

	Tp (€/kW contratado año)						Te (€/kWh consumido)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A	15,1366						0,082878					
2.0 NA	23,5815						0,080505	0,052509				
3.0 A	13,2310	8,1592	1,8710				0,068980	0,064880	0,057423			
3.1 A	10,0098	6,1728	1,4155				0,055883	0,052562	0,046521			
6.1	9,0183	4,5131	3,3028	3,3028	3,3028	1,5070	0,096069	0,089761	0,080057	0,052886	0,034445	0,026688
6.2	8,1790	4,0930	2,9954	2,9954	2,9954	1,3667	0,088061	0,082279	0,073384	0,048478	0,031574	0,024464
6.3	6,9982	3,5021	2,5630	2,5630	2,5630	1,1694	0,087566	0,081816	0,072971	0,048205	0,031396	0,024326
6.4	6,3043	3,1549	2,3089	2,3089	2,3089	1,0535	0,081225	0,075891	0,067687	0,044714	0,029123	0,022565