



Comisión

Nacional

de Energía

# **PROPUESTA FINAL DE METODOLOGÍA PARA ESTABLECER TARIFAS DE ACCESO A REDES ELÉCTRICAS**

- **INDICE**

***Resumen ejecutivo***

**0. Introducción**

**1. Antecedentes**

**2. Principios Generales y Restricciones de Partida**

2.1. Principios Generales

2.2. Consideraciones iniciales

**3. Criterios de reparto**

3.1. Asignación de costes de transporte y distribución

3.2. Asignación de los costes de gestión comercial de clientes a tarifas de acceso

3.3. Asignación de costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento

3.4. Asignación de los costes hundidos: Costes de transición a la competencia y Prima del régimen especial

**4. Diseño Tarifario**

4.1 Diseño monómico *versus* binómico

4.2 Discriminación por periodos horarios

**5. Resultados de la asignación de costes para establecer tarifas de acceso para el año 2001**

5.1 Resultados de la asignación de costes

5.2 Resultados del diseño propuesto

5.3 Comparación de las tarifas de acceso del RD 2820/1998 y de la propuesta metodológica de la CNE

## **6. Procedimiento de ajuste tarifario**

6.1. Periodo transitorio

6.2. Actualización de tarifas de acceso

6.3. Ajuste regulatorio en tarifas de acceso

## **7. Conexiones internacionales**

## **8. Conclusiones**

## **ANEXOS**

**Anexo 1. Hipótesis consideradas en el ejercicio tarifario 2001**

**Anexo 2. Asignación de costes de transporte y distribución por grupos y periodos tarifarios.**

**Anexo 3. Obtención de las curvas de carga horarias de consumo por grupos tarifarios**

**Anexo 4. Análisis de los escenarios de diseño tarifario: tarifas de acceso de la propuesta metodológica de la CNE**

## **RESUMEN EJECUTIVO**

### ***Finalidad de la propuesta***

Este documento explica la propuesta de metodología para establecer tarifas de acceso, elaborada por la CNE a petición del Secretario de Estado de Economía, de la Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa, y que constituye una parte de la metodología global para determinar las tarifas integrales, por considerar, necesariamente, que las tarifas de acceso son un componente de las mismas. La metodología para establecer tarifas integrales será presentada por la CNE en un documento que será publicado posteriormente.

Los costes a asignar para establecer las tarifas de acceso son el transporte y la distribución, si bien, además de estos, según la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, los consumidores cualificados que acudan al mercado deberán abonar los costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento en la proporción que les corresponda.

El principal objetivo de establecer una metodología explícita de asignación de costes es garantizar la recuperación de los costes regulados, así como trasladar a través de las tarifas de acceso e integrales, los costes en los que los suministros hacen incurrir al sistema. Se considera que la globalidad para establecer las tarifas de acceso de los consumidores acogidos a tarifas integrales y a mercado, es un requisito necesario para lograr la recuperación de los costes del sistema.

Así mismo, las variaciones tarifarias introducidas anualmente en todo ejercicio tarifario deben corresponderse con una metodología de reparto de los costes del sistema entre los distintos suministros.

El aspecto más importante de la metodología presentada es la definición explícita de las reglas de asignación de los costes. 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.

Cabe destacar que si bien la metodología propuesta define unas reglas de asignación de costes que deben permanecer en el tiempo, de forma que proporcionen señales estables en los precios regulados de los distintos agentes del sistema, es susceptible de mejoras en la información de entrada y, en particular, en la relativa a los perfiles de consumo y elasticidades demanda-precio de los distintos grupos tarifarios que establece el RD 1164/2001.

### ***Principios generales***

Los principios generales que rigen la metodología propuesta son los de suficiencia de ingresos, coherencia entre los sistemas de tarifas integrales y de acceso, simplicidad, transparencia y eficiencia en la asignación de costes entre los distintos suministros, de forma que las tarifas de acceso reflejen los costes en los que los consumidores hacen incurrir al sistema y, por otra parte, imputen los costes denominados hundidos de la forma que menos distorsione el consumo global.

### ***Consideraciones iniciales***

La metodología presentada en este informe se adapta a ciertas restricciones de partida. En este sentido, no es objeto de discusión en el presente informe los distintos niveles de costes a recuperar a través de las tarifas de acceso, si bien como se ha señalado en diferentes informes de la CNE, se considera necesaria la revisión de ciertos aspectos de la determinación de la retribución de las actividades reguladas.

En segundo lugar, se adopta la estructura de tarifas de acceso del RD 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, esto es, tarifas de acceso en uno, dos y tres periodos horarios para la baja tensión (menor de 1 kV), de tres y seis periodos en la media tensión (de 1 a 36 kV) y de seis periodos horarios en la alta tensión (más de 36 kV). A pesar de los problemas detectados en la definición de los tipos de horas que definen cada periodo horario y que modificaciones mínimas en la caracterización de las horas dentro de cada periodo incrementarían la eficacia de los calendarios (véase “Informe sobre las modalidades de seis, tres y dos periodos tarifarios de la CNE (2001)), la metodología presentada se adapta a los periodos del RD 1164/2001.

En tercer lugar, la asignación de costes para establecer tarifas de acceso se realiza imputando los costes a los consumidores como usuarios de las redes.

Por último, la metodología propuesta parte del principio establecido en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico de tarifas de acceso máximas y únicas en todo el territorio nacional. Esta restricción supone que los peajes por usos de las redes dependen, por tanto, del coste medio para el sistema de la red que corresponda, eliminando otros métodos para asignar costes de redes más eficientes como son los esquemas de imputación nodal o zonal.

### ***Criterios de asignación de costes***

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

La asignación de los costes de transporte y distribución entre los distintos grupos tarifarios se realiza a partir de la variable de potencia en punta por niveles de

tensión. Se imputa a los distintos grupos tarifarios los costes de aquellas redes de transporte y distribución que utilizan para su suministro. Para ello se asignan los costes de las redes en función de un modelo de la red según los distintos niveles de tensión tarifarios.

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 de cada nivel de tensión, se distribuye dicho coste entre los distintos periodos horarios según la potencia contratada en cada periodo y ponderando el coste de cada periodo en función a la distancia entre la potencia máxima de cada periodo y la máxima del sistema.

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.

Los costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento, excepto los CTC y la prima del régimen especial son asignados aplicando un porcentaje uniforme sobre la facturación por peajes de transporte y distribución.

Por último los costes de naturaleza hundida, es decir, los CTC y la prima de régimen especial, se asignan de forma que distorsionen lo menos posible el consumo global. 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 de forma inversamente proporcional a la elasticidad de la demanda al precio de los distintos suministros.

El problema fundamental de la aplicación práctica de dicha regla asignativa consiste 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 opta 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, fácilmente conocida por el regulador, es un indicador de la sensibilidad a las variaciones en los precios de los distintos suministros.

### ***Diseño tarifario***

En la propuesta se presentan, tras haber sido discutidas distintas alternativas de diseño tarifario por los miembros del Consejo Consultivo el 4 de octubre, tarifas de acceso de tipo binómico, siguiendo una estructura y una discriminación horaria que se aproxime a la vigente. Se aportan los términos de facturación resultantes de aplicar la metodología de asignación de costes para establecer tarifas de acceso del año 2001.

### ***Redistribución de los costes no imputados transitoriamente a ciertos suministros***

La aplicación de la metodología propuesta de asignación de costes para establecer tarifas de acceso introduce importantes discrepancias en los pagos a realizar, respecto a la normativa vigente, por ciertos consumidores que pueden acudir al mercado. En este sentido, cabe destacar las importantes diferencias entre los pagos de los clientes que, cumpliendo las condiciones del artículo 10 del RD 1164/2001, pueden acogerse a la tarifa de acceso de conexiones internacionales y los derivados de la propuesta de la CNE.

Se propone, por tanto, una adaptación progresiva al esquema de asignación de costes propuesto y, consecuentemente, una reasignación de los costes no

imputados a ciertos suministros durante un periodo transitorio, en la medida en que se considera necesaria la coordinación entre el sistema vigente y el que se deriva de la propuesta de tarifas de acceso presentada en este documento.

### ***Revisión de las tarifas de acceso y Ajuste regulatorio***

La CNE opina que las tarifas de acceso deben ser calculadas anualmente, de acuerdo con las previsiones, tanto de los costes regulados, como de las principales variables de facturación.

Por último, se considera necesario establecer un procedimiento de ajuste regulatorio de carácter bianual que permita revisar tanto las previsiones como los supuestos de partida implícitos en todo ejercicio tarifario.

## **0. INTRODUCCIÓN**

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece que todos los consumidores deberán pagar los costes derivados de las actividades necesarias para el suministro de energía eléctrica, los costes permanentes y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, en la proporción que les corresponda. Esto supone, por tanto, que la única diferencia entre los pagos de consumidores similares acogidos a uno u otro sistema - tarifa y mercado – son los pagos por las actividades que están liberalizadas, es decir, los costes de generación y los de comercialización. Los costes de las redes de transporte y distribución, los costes permanentes y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y los de gestión comercial a distribuidores deberán ser repercutidos a todos los consumidores, independientemente del régimen al que estén acogidos.

La metodología de la CNE, siguiendo las directrices marcadas por la Ley del Sector Eléctrico, establece globalmente tarifas integrales y tarifas de acceso, considerando que los pagos por el acceso a redes de suministros similares que acudan al mercado y que permanezcan en tarifa integral deberán ser los mismos. Una metodología tarifaria global garantiza la coherencia entre ambos sistemas y, en definitiva, la recuperación de todos los costes regulados con la incorporación al mercado, cada vez más numerosa, de los clientes elegibles.

Por tanto, el establecimiento global de tarifas de acceso para todos los suministros implica admitir que la tarifa de acceso obtenida de la propuesta es uno de los componentes del precio total que pagan los consumidores acogidos a tarifa integral. El resto de componentes de la tarifa integral, esto es, el coste de generación y el coste de gestión comercial de clientes a tarifa, se añadirán a las respectivas tarifas de acceso para configurar finalmente las correspondientes tarifas integrales.

Así mismo, con la finalidad de trasladar de forma transparente y objetiva los costes en los que los suministros hacen incurrir al sistema, en la propuesta metodológica presentada en este informe se definen individualmente los criterios utilizados para repartir cada concepto de coste.

Para efectuar el reparto de cada concepto de coste es necesario contar con información que deben proporcionar, en su mayor parte, las empresas suministradoras, observable y que pueda ser contrastada y actualizada anualmente por el Ministerio de Economía cuando establezca las tarifas eléctricas.

El presente informe detalla una propuesta de metodología para asignar los correspondientes costes y establecer, consecuentemente, tarifas de acceso. Dicha propuesta ha sido elaborada por la CNE a petición del Secretario de Estado de Economía, de la Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa. Este documento es, por tanto, una parte fundamental en la propuesta de la CNE sobre metodología tarifaria, que se completará con el correspondiente de tarifas integrales.

El 19 de julio de 2001, fue enviado por la Comisión al Ministerio de Economía y a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad el Informe sobre propuesta de metodología para establecer tarifas de acceso a redes de electricidad. No fue incluida, en aquel informe, la información de los términos de facturación correspondientes a las tarifas de acceso resultantes de la asignación propuesta por la CNE, en la medida en que el objetivo era analizar la consistencia de la estructura tarifaria y de las reglas asignativas propuestas, más que dirigir el tema de discusión hacia los niveles de precios resultantes.

El Consejo Consultivo de Electricidad se reunió para discutir el informe de la propuesta de la CNE el día 4 de octubre de 2001.

Después de considerar las alegaciones de los distintos miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, el Consejo de Administración de la CNE acordó aprobar el siguiente informe, incluyendo aquellos aspectos que quedaron pendientes en el informe anterior, en su sesión celebrada el día 22 de noviembre de 2001.

El informe se estructura de la siguiente forma. En el epígrafe 1 se hace una breve revisión de la normativa aplicada sobre tarifas de acceso hasta llegar a la situación actual.

En el epígrafe 2 se indican los principios generales y las restricciones de partida que rigen la metodología establecida.

En el epígrafe 3 se explican los distintos criterios utilizados para asignar los capítulos de costes que configuran las tarifas de acceso.

En el epígrafe 4 se presenta la opción de diseño tarifario elegido, tras considerar las opiniones de los distintos miembros del Consejo Consultivo, para determinar tanto los términos de facturación, como el grado de discriminación horaria entre dichos términos.

En el epígrafe 5 se presenta el ejercicio para el año 2001, resultado de asignar los distintos conceptos de costes para establecer tarifas de acceso, según los criterios explicados en el epígrafe 3 del presente informe. Así mismo, se aportan los términos de facturación de potencia y energía por períodos y grupos tarifarios para el año 2001, resultantes de aplicar la metodología de la CNE. Por otra parte, se realiza un ejercicio de comparación de dichos valores resultantes con los de las tarifas de acceso del RD 2820/1998.

En el epígrafe 6, se presentan algunos aspectos metodológicos referentes al procedimiento tarifario, tales como el cálculo anual de las tarifas de acceso, se analizan los efectos de la aplicar la tarifa de acceso de conexiones internacionales a determinados consumidores cualificados, según el artículo 10 del RD 1164/2001, sobre los ingresos del sistema y, por tanto, sobre la redistribución de los costes entre los distintos grupos tarifarios, así como la consideración del ajuste regulatorio implícito en el ejercicio tarifario.

En el epígrafe 7 se presentan, únicamente a modo de ejemplo, las tarifas de acceso para el año 2001 relativas a las exportaciones, así como para las importaciones procedentes de otros países miembros de la Unión Europea.

Por último, se resumen las principales conclusiones obtenidas en el presente informe.

El documento incluye, además, cuatro anexos donde se explican en detalle los siguientes contenidos: las hipótesis consideradas en el ejercicio de tarifas de acceso CNE para el año 2001 (Anexo 1), el modelo propuesto de asignación de los costes de transporte y distribución (Anexo 2), el método utilizado para generar las curvas de carga de consumo, utilizadas para facturar a los consumidores eléctricos las tarifas de acceso vigentes y las derivadas de la propuesta de la CNE (Anexo 3) y los escenarios de diseño tarifario que fueron propuestos al Consejo Consultivo en la reunión del 4 de octubre de 2001 (Anexo 4).

## **1. ANTECEDENTES**

La liberalización del sector eléctrico hace necesario establecer unas tarifas de acceso de aplicación a los clientes cualificados que ejerzan esta condición, a los comercializadores por la energía que suministren a los consumidores cualificados,

a los pequeños distribuidores por la energía que adquirieran ejerciendo la condición de cualificados, a los autoprodutores para el abastecimiento a sus instalaciones y a los agentes externos y a otros sujetos, para las exportaciones de energía eléctrica que realicen.

La Ley del Sector Eléctrico establece que dichos precios son máximos y únicos sin perjuicio de sus especialidades. Así mismo, las tarifas de acceso son precios regulados por el Ministerio, diseñadas con el objeto de cubrir los costes de transporte y distribución, los costes de gestión comercial de distribuidoras por sus clientes de acceso y los costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento en la proporción que les corresponda. Dichos conceptos de costes para establecer tarifas de acceso son definidos explícitamente en el artículo 2 del RD 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Las primeras tarifas de acceso establecidas por el RD 2016/1997, mantenían una estructura similar a las tarifas integrales existentes. Sus precios resultaban de aplicar unos porcentajes sobre los términos de potencia y energía de las tarifas integrales que oscilaban entre un 30% y un 50%, dependiendo del grupo tarifario del que se tratase.

La falta de incentivos para salir al mercado por parte de los clientes elegibles durante 1998, que en aquel momento se limitaba a los clientes cuyo consumo superaba los 15 GWh/año, junto con la compleja estructura de precios, innecesaria para unas tarifas de acceso, motivaron que en la primera mitad de 1998 se planteara la necesidad de determinar un nuevo diseño de las mismas.

El 10 de julio de 1998, la CSEN remitió a los miembros del Consejo Consultivo propuesta de tarifas de acceso, elaborada por encargo del Secretario de Estado de Energía. Dicha propuesta, aunque limitada en su diseño por la información

disponible y con una estructura no horaria, presentaba una justificación metodológica.

El RD 2820/1998 determinó finalmente las tarifas de acceso que siguen vigentes hasta la fecha. El RD 2820/1998 presentaba una nueva estructura de tarifas de acceso, las denominadas tarifas generales, aplicables a todos los clientes de alta tensión excepto a los acogidos a la tarifa de acceso D, para pequeños distribuidores. Estas tarifas de acceso generales de alta tensión mostraban precios diferenciados por nivel de tensión y según el periodo horario en que se produjera el consumo. Diferenciaban seis escalones de tensión, dos de ellos para la media tensión y uno, de precios muy reducidos, el escalón 6, destinado, en principio, a intercambios internacionales. Para cada nivel de tensión se distinguieron seis precios correspondientes a los seis tipos distintos de horas que configuran los seis periodos tarifarios. Para los consumos de baja tensión y para los de alta correspondientes a pequeños distribuidores y tracciones (opcional) se mantuvo la misma estructura de tarifas de acceso que la del RD 2016/1997.

En líneas generales las nuevas tarifas de acceso de alta tensión del RD 2820/1998 representaron un importante avance respecto a las anteriores debido a su simplicidad, su carácter horario y el abandono a toda referencia a la estructura de tarifas integrales, referencia innecesaria una vez que los clientes acuden al mercado. Sin embargo, dichas tarifas de acceso adolecían de una metodología que justificara la nueva estructura tarifaria general en alta tensión y que permitiera conocer los criterios utilizados en la asignación de los costes, lo que se considera necesario para analizar adecuadamente el efecto de establecer las nuevas tarifas de acceso y el mantenimiento de las tarifas integrales existentes.

La única modificación introducida en la estructura de tarifas de acceso del RD 2820/1998 fue la correspondiente al artículo 22 del RD-L 6/2000. La aplicación de dicho artículo permite a aquellos consumidores que cumplan determinados requisitos, poder acogerse, independientemente del nivel de tensión al que

pertenezcan, a la tarifa general de alta tensión denominada de conexiones internacionales.

Por último, el Ministerio de Economía remitió a la CNE el 22 de diciembre de 2000 una propuesta de RD por el que se establecen tarifas de acceso a redes, cuyo informe fue aprobado por el Consejo de Administración, tras considerar las alegaciones de los distintos miembros del Consejo Consultivo, el 6 de febrero de 2001. En el informe de la CNE se señalaba que si bien dicha propuesta de RD suponía un conjunto de medidas que favorecerían positivamente el acceso de clientes al mercado, dicha propuesta carecía de la definición explícita de los criterios a utilizar en la asignación de los distintos conceptos de coste ni tampoco desarrollaba una metodología para el establecimiento global de tarifas integrales y de acceso, lo que se considera necesario para garantizar la recuperación de los costes del sistema y dar estabilidad regulatoria en el medio plazo a todos los agentes.

Finalmente, el 8 de noviembre de 2001 fue publicado el RD 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

## **2. PRINCIPIOS GENERALES Y RESTRICCIONES DE PARTIDA**

A continuación se citan los principios generales en los que se basa la metodología propuesta para establecer las tarifas de acceso, así como ciertas consideraciones iniciales que se han tenido en cuenta. Ambos elementos –principios y consideraciones iniciales- serán un punto de referencia común con la metodología de tarifas integrales que propondrá la CNE en un documento posterior.

## 2.1. PRINCIPIOS GENERALES

El objetivo fundamental de la propuesta de metodología de tarifas de acceso es establecer criterios generales de asignación de costes para determinar tarifas de acceso que sean transparentes, estables en el medio plazo y basadas en variables objetivas, conocidas por el regulador y fácilmente predecibles.

Los principios generales en los que se basa la metodología de tarifas de acceso son los siguientes:

- **Suficiencia** en la recuperación de los costes regulados. Este es el principio fundamental que motiva la elaboración de la metodología tarifaria. En definitiva, la metodología propuesta parte del establecimiento de unas reglas claras de asignación de costes para establecer tarifas que garanticen la recuperación de costes.
- **Consistencia entre los regímenes de mercado y de tarifas integrales.** Se considera que aquellos clientes similares, independientemente del régimen al que estén acogidos –tarifa integral o mercado-, harán pagos iguales por los servicios de acceso a las redes.

Se considera que la única vía coherente para el cumplimiento de los dos principios generales anteriores es establecer **globalmente** las tarifas de acceso e integrales, de forma tal que la tarifa de acceso sea un componente más de la correspondiente tarifa integral. Obviamente este es el punto clave de la propuesta metodológica que se presenta, lo que supone, por otra parte, un cambio estructural en el procedimiento tarifario vigente, en la medida en que el punto de partida es calcular tarifas de acceso para todos los clientes. Este cambio estructural debería, tras un periodo transitorio, ir adaptando los pagos de acceso implícitos en la estructura vigente de tarifas integrales, reduciendo,

progresivamente, la discrepancia de la estructura tarifaria vigente respecto a la propuesta.

- **Transparencia** en la definición de los criterios de asignación, en las variables e hipótesis utilizadas, en los criterios de diseño tarifario y en las normas implícitas en el procedimiento tarifario propuesto.
- **Sencillez** en la metodología aplicada, basada en variables y criterios objetivos y fáciles de aplicar por el regulador para establecer tarifas de acceso.
- **Eficiencia.** Las tarifas de acceso resultantes de aplicar la metodología presentada deben reflejar los costes en los que los suministros hacen incurrir al sistema. Si las tarifas de acceso de algún grupo tarifario no reflejara los correspondientes costes, la estructura tarifaria podría inducir a la ineficiencia energética, posibilitar la existencia de subsidios por los costes que no se imputarán a dicho grupo tarifario y en el extremo tender a la insuficiencia de ingresos por actividades reguladas.

Por otra parte, los costes de naturaleza hundida deberán ser asignados de la forma más eficiente, esto es, imputándose de tal forma que distorsionen lo menos posible el consumo global de electricidad.

## **2.2. CONSIDERACIONES INICIALES**

### ***Escenario para la asignación de costes***

Todos los consumidores, independientemente del régimen al que estén acogidos, tanto si van al mercado como si permanecen acogidos a tarifa integral, deberán

pagar los correspondientes costes de acceso a redes en los que hacen incurrir al sistema.

En definitiva, se calculan tarifas de acceso globales, que serán de aplicación directamente a los consumidores elegibles que acuden al mercado por acceder a las redes o que estarán incluidas implícitamente en las tarifas integrales de los consumidores que no acuden al mercado. Este enfoque global para calcular las tarifas de acceso es consistente con un escenario de medio plazo en el que todos los suministros acudan al mercado.

### **Niveles de costes**

Una parte fundamental de las tarifas de acceso son los peajes correspondientes al uso de las redes de transporte y distribución, si bien además de estos cargos, según la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, los consumidores cualificados que acudan al mercado deberán abonar el resto de costes de acceso en la proporción que les corresponda.

La metodología para establecer tarifas de acceso de la CNE considera que los niveles de costes para establecer tarifas son los definidos anualmente en el RD de tarifas. Por tanto, si bien se ha indicado en sucesivos informes de la CNE sobre las propuestas de RD de tarifas la necesidad de revisión de ciertos elementos para determinar la retribución de las actividades reguladas, no es objeto de discusión en este informe ni los niveles ni las fórmulas de retribución establecidas en el RD 2819/1998 para los distintos capítulos de costes regulados.

El cuadro 1 muestra los conceptos de costes que incluirán las tarifas de acceso según el artículo 2 del RD 1164/2001, desglosados por grupos de costes a repartir según distintos criterios, según la naturaleza de los mismos. La información relativa a la retribución de los costes regulados, permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento considerada en el informe es la que aparece en los RD de tarifas y en la información que acompaña a las propuestas de RD de tarifas.

**Cuadro 1: Conceptos de costes a recuperar por tarifas de acceso.**

Transporte Distribución
Gestión Comercial de clientes de acceso
CTC Prima del Régimen Especial
Resto de Costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento

## ***Estructura tarifaria***

Las tarifas de acceso que se obtengan como resultado de aplicar los distintos criterios de asignación de costes, se estructuran según los niveles de tensión y periodos tarifarios que define el RD 1164/2001 por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. En definitiva, son tarifas de acceso en uno, dos y tres periodos tarifarios en baja tensión (menor de 1 kV), tres y seis periodos tarifarios en media tensión (de 1 a 36 kV) y seis periodos tarifarios en alta tensión (más de 36 kV). La combinación de niveles de tensión y periodos tarifarios arroja un total de ocho grupos tarifarios diferentes más la tarifa de conexiones internacionales a la que pueden acogerse los clientes que cumplen las condiciones establecidas en el artículo 10 de dicho RD.

Cabe destacar que adoptar la estructura tarifaria del RD 1164/2001 y no otra, condiciona que los criterios de asignación de los costes para obtener tarifas de acceso se rijan por las dos dimensiones de la estructura presentada. Es decir, ambos elementos – nivel de tensión y discriminación horaria – caracterizan la estructura de tarifas de acceso a redes de los distintos suministros.

A pesar de los problemas detectados en el RD 1164/2001, tanto en la definición de las horas de las modalidades de seis y tres periodos tarifarios, como en la homogenización de una sola zona peninsular la aplicación de calendarios de discriminación horaria, y que, como se indica en el informe de la CNE<sup>1</sup>, ciertas modificaciones en la caracterización de las horas dentro de cada periodo tarifario incrementarían la eficacia de los calendarios, la metodología presentada en este informe se adapta a los periodos tarifarios establecidos en dicho RD.

---

<sup>1</sup> CNE(2001): "Informe sobre las modalidades de seis, tres y dos periodos tarifarios".

### ***Sujetos que pagarán las tarifas de acceso***

El ejercicio de asignación de costes y el cálculo de tarifas de acceso que se deriva de esta metodología se obtiene imputando los costes de acceso únicamente a los consumidores nacionales como usuarios de las redes, si bien el ámbito de aplicación de las tarifas de acceso es el establecido en el artículo 1 del RD 1164/2001.

### ***Tarifas de acceso máximas y únicas en todo el territorio nacional***

La Ley del Sector Eléctrico, en su artículo 18, determina que los peajes por el uso de las redes de transporte y distribución serán máximos y únicos en todo el territorio nacional, sin perjuicio de sus especialidades. Esta característica supone que el cálculo del peaje por uso para cada nivel de tensión depende, por tanto, del coste medio del conjunto del sistema para la red que corresponda, eliminando otros métodos para asignar costes de redes más eficientes como son los esquemas de imputación nodal o zonal de precios.

## **3. CRITERIOS DE REPARTO**

### **3.1. Asignación de costes de transporte y distribución**

El reparto de los costes de redes de transporte y distribución entre los distintos suministros se basa en dos principios generales. Por una parte, el consumidor deberá pagar por las redes de transporte y distribución que utiliza. Por otra parte, los peajes resultantes deben reflejar los costes de la red, incentivando el uso de la red 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 máxima demanda del sistema, donde la probabilidad de saturación de las redes es más elevada.

Para imputar a los consumidores conectados a diferentes niveles de tensión los costes de las redes que usan, se parte de la cuantificación de los costes totales de las redes de transporte y distribución por niveles de tensión.

Los peajes por el uso de las redes de transporte y distribución aplicados a los usuarios de las redes deben proporcionar ingresos suficientes que permitan cubrir la retribución reconocida a dichas actividades, de acuerdo con lo establecido anualmente en los RD de tarifas. Dicha retribución de las actividades de transporte y distribución supone aproximadamente el 62% del total de los costes a repercutir a través de las tarifas de acceso.

Los costes asociados a la actividad de distribución se asignan por niveles de tensión según la estructura de costes de distribución que se deriva de la información facilitada por las empresas transportistas y distribuidoras relativa a datos de su contabilidad analítica. Dichos porcentajes aplicados sobre la retribución a la distribución proporcionan los correspondientes importes de los costes de redes según los niveles de tensión que distingue la estructura tarifaria del RD 1164/2001 y que serán imputados a los consumidores en función del uso que realicen de las distintas redes.

**Cuadro 2: Porcentajes aplicados sobre la retribución a la distribución**

Transporte	Distribución				
NT4	NT3	NT2	NT1	NT0	Total
100%	11,7%	8,5%	33,1%	46,6%	100%

Fuentes: Empresas transportistas y distribuidoras y elaboración propia.

No obstante, antes de proceder a asignar los costes de transporte y distribución entre los consumidores es preciso hacer explícito el modelo de red sobre el que se basa la metodología propuesta. Todos los cálculos realizados para asignar los

costes de transporte y distribución entre los distintos grupos y periodos tarifarios se explican en detalle en el Anexo 2 de este informe.

### ***Asignación de costes por niveles de tensión***

El cuadro 3 presenta el modelo de red que se usa en la asignación de los costes de redes. Los datos correspondientes al balance energético, según el esquema de flujos de energía del cuadro 3, fueron facilitados por las empresas transportistas y distribuidoras y corresponden al año 1999.

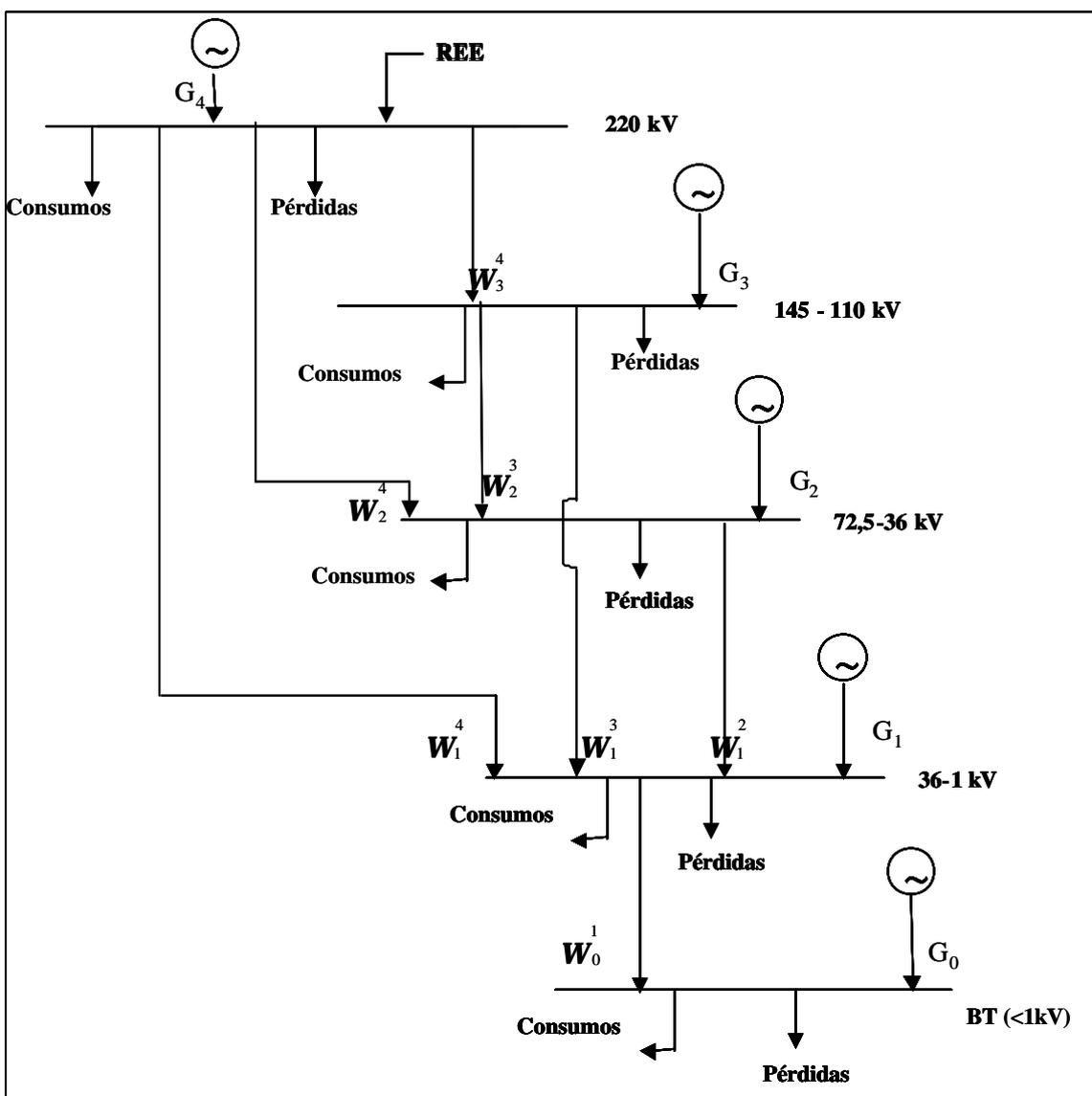
Dicha información ha sido utilizada para imputar los pagos de cada consumidor conectado a cada nivel de tensión en función de los flujos reales de energía en cascada. Según este modelo de red, la energía vertida a un nivel de tensión  $i$  procede de niveles de tensión superiores  $j$  ( $\omega_i^j$ , indicando el superíndice “ $j$ ” el nivel de tensión de procedencia de la energía y el subíndice “ $i$ ” el nivel de tensión de destino) y de las entradas de energía en el propio nivel de tensión ( $G_i$ )<sup>2</sup>. Así mismo, de la energía que se inyecta transformada a un determinado nivel de tensión, una parte es consumida<sup>3</sup>, otra son pérdidas y el resto transita para ser inyectada a los niveles de tensión inferiores.

---

<sup>2</sup>  $G_i$  incluye de forma agregada la generación de la propia empresa en el nivel de tensión  $i$ , la energía procedente de conexiones con otras empresas en el nivel de tensión  $i$  y la autoproducción vertida en dicho nivel  $i$ .

<sup>3</sup> Por los propios consumidores de la empresa o vertida a la red de otra empresa

Cuadro 3: **MODELO DE RED**



En el Anexo 2 se especifica el cálculo de las participaciones de las energías vertidas en cada nivel de tensión, por ser dichas ponderaciones utilizadas para imputar a los distintos usuarios de las redes, los correspondientes costes de las redes de transporte y distribución que utilizan.

Una vez definido el modelo de red, se procede a asignar los distintos capítulos de costes de transporte y distribución, teniendo en cuenta que todo consumidor

deberá pagar el coste de las redes de todos los niveles de tensión que utiliza para su suministro, en las proporciones obtenidas del balance energético.

El método utilizado para incorporar este principio es el siguiente. En primer lugar se considera que la potencia en punta es la variable relevante para asignar los costes de redes. En particular, la “potencia de diseño” de cada nivel de tensión depende de la potencia demandada en las horas de punta del sistema de cada nivel de tensión.

Tras realizar un análisis de sensibilidad de las distintas horas de máxima demanda del sistema, se ha fijado la punta del sistema en las horas correspondientes al periodo tarifario 1 de la modalidad de seis periodos tarifarios del RD 1164/2001, por ser dicha estructura tarifaria la adoptada en la metodología propuesta.

En segundo lugar, se calculan para cada una de las horas del periodo tarifario 1 (desde las 16 a 22 horas de los días laborables de los meses de temporada alta<sup>4</sup>), las participaciones de los consumidores de cada nivel de tensión, teniendo en cuenta las correspondientes pérdidas.

Las participaciones de las demandas por niveles de tensión en las correspondientes horas del periodo tarifario 1 se calculan a partir de la agregación, por niveles de tensión, de las curvas de carga de las distintas tarifas elevadas por sus correspondientes pérdidas. En el Anexo 3 se describe la obtención de las curvas de carga según la información disponible de consumos por grupos tarifarios.

A continuación, para determinar la potencia demandada en la punta del sistema en los distintos niveles de tensión, se aplican las participaciones en punta por

---

<sup>4</sup> Según el RD 1164/2001, los meses de temporada alta son: enero, febrero, noviembre y diciembre.

niveles de tensión sobre la demanda máxima prevista, según información proporcionada por REE.

A partir de los datos de potencias de punta por niveles de tensión y de los porcentajes de uso de redes superiores para el suministro de energía en cada nivel de tensión, se calculan las correspondientes potencias de diseño en cada nivel de tensión. Cabe destacar que en el diseño de las redes influye la energía que transita desde el mismo nivel de tensión hacia niveles inferiores, los tránsitos directos entre distintos niveles de tensión, así como las entradas de energía, generación e intercambios en niveles distintos de tensión.

En particular, la potencia relevante para el diseño de la red de cada nivel de tensión 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.

Una vez obtenida la potencia de diseño de cada nivel de tensión, se calcula el coste unitario por kW de potencia de diseño en cada una de las redes, dividiendo el coste de cada nivel de tensión entre la potencia de diseño correspondiente.

No obstante, cada kW suministrado en un determinado nivel de tensión tiene que hacerse 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.

Finalmente, la asignación de los costes de redes por niveles de tensión viene dada por el producto de los costes unitarios por potencia de uso de cada NT y su correspondiente potencia en punta.

Una ventaja fundamental de la metodología presentada es que la asignación de cada coste de red entre los distintos niveles de tensión se realiza individualmente, lo que permite conocer separadamente la asignación de cada concepto de coste de red entre los consumidores de cada nivel de tensión.

### ***Asignación de costes de cada nivel de tensión por periodos tarifarios***

La utilización de los porcentajes medios de participación en la punta, de los grupos tarifarios que establece el RD 1164/2001, para asignar los costes de transporte y distribución por niveles de tensión, penaliza relativamente a aquellos consumidores cuya participación en la punta sea inferior a la que refleja el porcentaje medio del grupo al que pertenece. En este caso se estaría imputando un mayor coste de las redes que el que le correspondería individualmente. No obstante, esta diferencia por utilizar porcentajes de participación medios tiende a suavizarse al diferenciar los costes de redes, ya asignados por niveles de tensión, según la potencia contratada del usuario de la red en distintos periodos tarifarios.

Una vez asignados los costes de transporte y distribución por niveles de tensión según la potencia en punta de cada nivel de tensión, se reparte dicho coste en función de la potencia contratada ponderada por bloques horarios.

Este criterio de reparto del coste de transporte y distribución de cada nivel de tensión por periodos tarifarios se basa en calcular una potencia equivalente para cada grupo tarifario del RD 1164/2001, que es una combinación de las potencias contratadas en cada periodo tarifario, ponderadas en función de la importancia relativa de cada bloque horario respecto a la punta del sistema.

Para obtener los coeficientes de ponderación de cada grupo y periodo tarifario se calculan las distancias entre la potencia máxima de cada periodo tarifario que establece, en número de horas, el RD 1164/2001 y la máxima del sistema.

Para ello se calculan los cocientes entre las potencias máximas demandadas en cada periodo tarifario y la máxima del sistema. Se observa estabilidad en dichos coeficientes de acuerdo con las monótonas del sistema del periodo 1996-2000, proporcionadas por REE. Estos coeficientes de discriminación de cada grupo y periodo tarifario se establecen de forma que, cuanto menor es la distancia a la potencia máxima del sistema (caso del periodo tarifario 1), mayor es el correspondiente cociente asignado a dicho periodo tarifario y, por tanto, mayor es la ponderación del coste a asignar en un nivel de tensión determinado. Análogamente, cuanto mayor sea la distancia entre la potencia máxima demandada en dicho periodo y la máxima del sistema (lo que ocurre en el periodo tarifario 6), menor es el correspondiente coeficiente y menor es, por tanto, la ponderación del coste a repartir dentro de un mismo nivel de tensión.

Se calculan los distintos coeficientes de ponderación de los periodos tarifarios según la modalidad de periodos aplicable en cada caso. Es decir, se calculan coeficientes de discriminación tarifaria para seis, tres y dos periodos tarifarios.

Una vez obtenidos los coeficientes de discriminación tarifaria, se calcula un coste unitario por kW de potencia equivalente a satisfacer por los usuarios de cada grupo tarifario como el cociente entre el coste asignado a dicho grupo tarifario y su correspondiente potencia equivalente.

Finalmente, la asignación del coste de red de cada grupo tarifario entre distintos periodos se efectúa en función del coste unitario por potencia equivalente multiplicado por la potencia contratada y su coeficiente de discriminación tarifario correspondiente a cada periodo tarifario.

### **3.2. Asignación de los costes de gestión comercial de clientes a tarifas de acceso**

La Orden Ministerial de 14 de junio de 1999 por la que se establece la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica establece costes unitarios que sirven para retribuir los costes de gestión comercial de las empresas distribuidoras por atender a los consumidores a tarifa y a mercado, según se establece en el RD 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

En dicha OM se distingue entre los pagos por la gestión comercial de los distribuidores a los consumidores que adquieren su energía a tarifas integrales y a los consumidores que adquieren su energía mediante contrato como consumidor cualificado, dando valores a los costes unitarios en cada caso, así como el procedimiento para actualizarlos anualmente.

En el presente informe se parte de la distinción entre los costes unitarios de gestión comercial de clientes a tarifa integral y a tarifa de acceso, incorporando únicamente como componente del coste a recuperar mediante las tarifas de acceso, el coste de la gestión comercial reconocido a los distribuidores por atender a los consumidores cualificados conectados a sus redes que adquieren su energía ejerciendo su condición de cualificados<sup>5</sup>.

El resto de costes de gestión comercial reconocidos a los distribuidores (diferencia entre el total de la gestión comercial a distribuidores y la correspondiente a tarifa de acceso) se imputará como un componente más del coste a incluir en el cálculo de las tarifas integrales. En definitiva, en el caso de que todos los suministros acudan al mercado de energía, se recuperaría únicamente la parte de gestión comercial incorporada en las tarifas de acceso.

---

<sup>5</sup> Este es el componente del coste de gestión comercial que considera el RD 1164/2001 como coste que incluirán las tarifas de acceso.

El nivel del coste de gestión comercial a asignar como componente de las tarifas de acceso se obtiene, de la actualización, según la OM de 14 de junio de 1999, de los correspondientes costes unitarios de gestión comercial, de acuerdo con lo establecido en el artículo 20 del RD 2819/1998, aplicados sobre el número total de suministros previstos anualmente.

El criterio para asignar el coste de gestión comercial incorporado en las tarifas de acceso consiste en aplicar una cantidad fija por cliente. Únicamente se ha diferenciado el coste por cliente de aquellos suministros cuya facturación, según el RD 1164/2001, puede ser bimestral (tarifas 2.0A y 2.0NA) de aquellos cuya facturación es mensual aplicándoles a los primeros la mitad del coste por cliente que al resto de clientes.

El coste de gestión comercial de tarifas de acceso supone, aproximadamente, un 2% de los costes a considerar en la tarifa de acceso. Cabe señalar que los costes unitarios de la gestión comercial por clientes a mercado realizada por las empresas distribuidoras son aproximadamente el 50% de los correspondientes por clientes a tarifa integral, lo que según las empresas distribuidoras es contrario a la realidad, debido a que los costes que realmente están incurriendo por dichos clientes son actualmente superiores a los de clientes a tarifa integral.

Por tanto, se concluye que para realizar una asignación eficiente del coste de gestión comercial entre los distintos suministros es preciso, a partir de la información que proporcionen las empresas distribuidoras, por una parte, analizar los costes de gestión comercial por cliente en función de variables que, siendo fácilmente conocidas por el regulador, permitan reflejar de forma más transparente los costes en los que cada suministro hace incurrir al sistema.

Por otra parte, se debería analizar si los costes unitarios que establece la OM para remunerar los servicios de gestión comercial de clientes de tarifas de acceso

son suficientes. Dicho análisis debe realizarse según información detallada de las empresas distribuidoras de los costes de cada servicio que remunera y teniendo presente el trasvase de fondos realizado en 1999 desde la actividad de gestión comercial a la actividad de distribución. Una mayor transparencia en la remuneración de dicha actividad permitirá retribuir dicha actividad a las empresas distribuidoras sin que ello suponga interferir en aquellos servicios en competencia con los comercializadores.

### **3.3. Asignación de costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento**

Los costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento, exceptuando los Costes de transición a la competencia y la Prima del régimen especial, suponen aproximadamente el 9% de los costes para establecer tarifas de acceso.

Se aplica como criterio de reparto de dichos costes, que aparecen definidos en el cuadro 4, un porcentaje uniforme proporcional a la facturación del transporte y distribución de los distintos grupos tarifarios.

**Cuadro 4: Conceptos de Costes Permanentes y de Diversificación y Seguridad de Abastecimiento (excepto CTC y Prima de régimen especial)**

<b>COSTES PERMANENTES</b>
Compensación extrapeninsulares Operador del Sistema Operador del Mercado Comisión Nacional de Energía
<b>COSTES DE DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO</b>
Moratoria Nuclear Stock básico del uranio 2ª parte del ciclo de combustible nuclear Compensación a distribuidores acogidos a DT 11ª de la Ley 54/97 por Interrumpibilidad, Régimen especial y Clientes cualificados

Cabe destacar que la aplicación de porcentajes uniformes sobre la facturación por peajes de transporte y distribución<sup>6</sup> como criterio de asignación de dichos costes, independientemente de que el consumidor esté en el mercado o acogido al régimen de tarifas integrales, en vez de establecer, siguiendo el procedimiento vigente en la actualidad, distintos porcentajes aplicables a los consumidores acogidos a tarifas integrales y a tarifas de acceso, garantiza la recuperación de dichos costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento, independientemente de la coexistencia, durante el periodo transitorio, de los consumidores a tarifa integral y a mercado.

Actualmente, los RD de tarifas establecen anualmente distintas cuotas a aplicar sobre la facturación a tarifa integral y a tarifa de acceso para recuperar los distintos conceptos de costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento. Los distintos valores de las mismas cuotas, dependiendo de que los clientes estén acogidos a tarifa integral o a tarifa de acceso, se obtienen de considerar dos escenarios extremos de costes. Las cuotas que se aplican sobre la facturación de clientes a tarifa se obtienen estableciendo un escenario de costes del sistema bajo el supuesto de todos los consumidores estén acogidos a tarifa.

Las cuotas que se aplican sobre la facturación de clientes a mercado, se obtienen a partir del escenario de costes a recuperar en el caso de que todos los clientes estuvieran en el mercado.

Por tanto, únicamente se obtendrá la recuperación plena de los costes con cargo a las cuotas establecidas si se produce efectivamente alguno de los escenarios extremos. Esto supone, una inconsistencia en la recuperación de los costes con cargo a cuotas en el momento inicial de establecer la tarifa, debido a que en el procedimiento para determinar las correspondientes cuotas se consideran dos

---

<sup>6</sup> Se excluye el coste de la moratoria nuclear de dicha consideración debido a que, según la Ley del Sector Eléctrico, se aplica la cuota del 3,54% sobre la facturación total.

escenarios extremos que no se corresponden con el escenario de elegibilidad implícito en el ejercicio tarifario.

Esta inconsistencia que prevalece durante el periodo transitorio debido a la coexistencia de ambos sistemas –tarifa y mercado – y la distinta forma de calcular dichas cuotas en el ejercicio tarifario, se resuelve al aplicar porcentajes uniformes sobre la facturación de transporte y distribución de forma global, independientemente que los suministros estén a tarifa integral o acudan al mercado. Obviamente, el porcentaje uniforme aplicado sobre la facturación de transporte y distribución puede recalcularse como un recargo sobre la facturación total de acceso.

#### **3.4. Asignación de los Costes de Transición a la Competencia y de la Prima del Régimen Especial**

La retribución de los CTC y de la Prima del régimen especial son dos conceptos de costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento, respectivamente, que se caracterizan porque su magnitud no varía directamente ni con el mayor o menor uso que los usuarios hagan de las redes, ni con el volumen ni el perfil de su consumo.

Estos dos costes de carácter hundido, suponen aproximadamente un 27% del total de los costes para establecer las tarifas de acceso.

En primer lugar, la existencia de costes de naturaleza hundida, supone que aplicar la regla de eficiencia productiva de precio igual al coste marginal, genera pérdidas a los oferentes, en la medida en que no garantiza la recuperación de todos los costes incurridos.

La solución más inmediata de asignar dichos costes fijando precios iguales a los costes medios es subóptima. Así mismo, la aplicación de un porcentaje uniforme

del 44% sobre el total de costes de transporte y distribución, de forma equivalente a como se asignaron el resto de costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento es ineficiente desde un punto de vista asignativo.

Con el objeto de asignar estos costes hundidos de forma que distorsione lo menos posible el consumo global se establecen márgenes sobre el coste marginal, diferenciados por grupos tarifarios, de modo que a aquellos suministros más sensibles a los cambios en los precios (su demanda eléctrica es más elástica al precio) se les asigne un pago menor y, por el contrario, aquellos menos sensibles al precio paguen un mayor margen. De este modo es posible construir un vector de precios denominados Ramsey, tales que la asignación resultante constituye un óptimo de segundo orden, superior desde el punto de vista de la eficiencia colectiva a otros esquemas de reparto.

El problema fundamental en la aplicación práctica de los precios Ramsey se centra en la dificultad de conocer los valores de las elasticidades de demanda eléctrica al precio según los distintos grupos tarifarios. Dicha información se obtendría de estimar las funciones de demanda eléctricas de los distintos grupos tarifarios en función del precio de la electricidad. Si bien se considera cada vez más necesario conocer el comportamiento de la demanda eléctrica de los distintos grupos tarifarios, información que debería ser incluida para diferenciar entre distintos coeficientes de reparto de estos costes hundidos, no se dispone en la actualidad de dicha información. Por tanto, en el presente informe se ha aproximado el valor de la elasticidad por otra variable, que sea fácilmente conocida por el regulador a partir de la información que puedan proporcionar las empresas distribuidoras.

Una vez obtenida una aproximación de la elasticidad, el procedimiento consistirá en aumentar los costes marginales de cada usuario en una proporción que, a diferencia de los porcentajes uniformes anteriormente fijados para el resto de costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento, será

distinta según las características de los distintos suministros. No obstante, en la medida en que la metodología de la CNE adopta la estructura de tarifas de acceso del RD 1164/2001, el problema de diferenciar pagos para repercutir los costes hundidos, se resume en calcular aquellos porcentajes a aplicar a los distintos grupos tarifarios que corresponda, diferenciados según alguna variable que siendo fácilmente conocida por el regulador mida la sensibilidad del consumo al precio de cada grupo tarifario.

La variable utilizada como indicador de la elasticidad de la demanda al precio de los distintos grupos tarifarios es el cociente de simultaneidad en el periodo de punta. Dicho coeficiente de simultaneidad en la punta refleja, aunque sea indirectamente, la capacidad de reacción de distintos consumidores ante cambios en los precios.

Aquellos consumidores más sensibles a las variaciones en los precios mantienen relaciones elevadas entre la potencia contratada y demandada en el periodo de punta, que es donde los precios son más altos. Por el contrario, aquellos consumidores cuya demanda es poco sensible al precio, aunque utilicen la energía preferentemente en las horas de punta, tienen bajos factores de simultaneidad en la punta.

La simultaneidad en la punta es una variable que se puede calcular fácilmente a partir de los datos disponibles de demanda y potencias contratadas según los grupos tarifarios de la propuesta de RD.

No obstante, cabe destacar que el aspecto relevante en el reparto de los costes hundidos de forma inversamente proporcional a la elasticidad de la demanda, o de los factores de simultaneidad en punta como indicadores de las correspondientes elasticidades, no es el valor en sí de cada cociente de simultaneidad sino las relaciones de dichos coeficientes entre los distintos grupos tarifarios, debido a que determinan la discriminación de los diferentes porcentajes

a aplicar sobre los costes de transporte y distribución de los distintos grupos tarifarios.

Los porcentajes diferenciados por grupos tarifarios se obtienen como el cociente de la inversa del factor de simultaneidad en la punta por una constante de proporcionalidad que garantiza la recuperación de los costes hundidos. Dichos porcentajes se aplican sobre la correspondiente facturación por transporte y distribución, si bien, dichos porcentajes pueden ser reescalados para ser aplicados sobre la facturación total por acceso.

#### **4. Diseño Tarifario**

En el informe de la CNE remitido a los distintos miembros del Consejo Consultivo de Electricidad para su discusión el día 4 de octubre, se plantearon distintas opciones de diseño tarifario, 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.

##### **4.1. Diseño monómico *versus* binómico**

Dicho informe de la CNE, remitido a los miembros del Consejo Consultivo, presentaba tres opciones para obtener los términos de facturación de potencia contratada y energía consumida, esto es, diseño monómico (incluyendo únicamente términos de potencia contratada, por grupos y periodos tarifarios), diseño binómico (presenta términos de facturación no sólo en función de la potencia contratada sino también de la energía consumida, por grupos y periodos tarifarios) y diseño mixto (tarifas monómicas en alta tensión y media tensión en seis periodos y tarifas binómicas para el resto de grupos tarifarios).

Los distintos miembros del Consejo Consultivo en la reunión del 4 de octubre manifestaron su preferencia por la opción binómica en el diseño de tarifas de acceso.

Se mencionaron ciertas ventajas del diseño monómico, tales como que es un diseño más coherente con las actividades de redes cuyo componente principal de costes es fijo y con el criterio elegido en la propuesta de la CNE para la asignación de los costes de transporte y distribución entre los distintos grupos tarifarios, así como que la potencia contratada es una variable más estable que el propio consumo de energía, lo que favorece un mayor cumplimiento del principio de suficiencia de ingresos.

Sin embargo, la aplicación de tarifas de acceso de tipo monómico supone una ruptura radical en la facturación de los clientes (tanto de tarifas de acceso como de tarifas integrales) que, tradicionalmente, ha sido de tipo binómico. En este sentido cabe destacar que las estructuras de tarifas de acceso del RD 2016/1997, del RD 2820/1998 y del RD 1164/2001 son, en todos los casos, binómicas.

En definitiva, debido a la falta de experiencia de los consumidores respecto a las tarifas eléctricas de tipo monómico y tratando de no introducir distorsiones importantes en la facturación de acceso de los clientes, distintos miembros del Consejo Consultivo concluyeron que era preferible aplicar un diseño binómico.

Dentro del grupo de opciones binómicas hay numerosas posibilidades de diseño para decidir qué parte de los costes de acceso, asignados según la propuesta de metodología de la CNE, se va a facturar con cargo a la potencia y qué parte, por el contrario, con cargo a la energía. En el informe de la CNE se presentaron dos alternativas de diseño binómico según dos criterios definidos *ex ante*.

Por una parte, un diseño binómico en función del origen del coste, según el cual los costes meramente de redes (transporte, distribución y gestión comercial a tarifa de acceso) se imputan a los términos de potencia contratada y el resto (costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento) a la energía consumida.

Por otra parte, un diseño binómico en función de la proximidad del coste al cliente, según el cual los costes correspondientes al propio nivel de tensión son imputados a los términos de potencia y el resto de costes, correspondientes a niveles de tensión superiores, se recuperan a partir de los términos de energía. 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 de cada kW tiene sobre el coste de las redes.

### ***Análisis de las propuestas de la CNE de diseño de tarifas de acceso***

Las pautas de consumo de electricidad de cada cliente responden, en parte, a la estructura tarifaria que les aplica. La propuesta de la CNE de asignación de costes parte de aplicar pagos iguales por acceso a clientes similares, independientemente de que los clientes estén en el mercado o en régimen de tarifas integrales. Esto supone que a los clientes acogidos a tarifas integrales deberán adaptarse a una estructura de precios regulados mucho más reducida (ocho grupos tarifarios *versus* 126) y más simple (tarifas por niveles de tensión y periodos horarios en lugar de tarifas por niveles de tensión, utilización de la potencia, con complementos por interrumpibilidad, discriminación horaria, estacionalidad y por usos).

Se han analizado los efectos, sobre la facturación de los consumidores de electricidad, de introducir las tarifas de acceso según las distintas opciones de diseño de la propuesta de la CNE. En definitiva, el objetivo consiste en detectar quiénes son los clientes más afectados por el cambio de estructura tarifaria. Los principales resultados del análisis se resumen en el informe “Análisis de los Escenarios de Diseño Tarifario: Tarifas de acceso de la propuesta metodológica de la CNE” que se incluye en el Anexo 4 de este informe.

### ***Propuesta final de la CNE***

Finalmente, la CNE propone la alternativa de diseño binómico en función de proximidad del coste al cliente. Se opta por este criterio de reparto de costes entre los términos de facturación de potencia y energía debido a que la estructura resultante se acerca a la normativa vigente, si bien ésta última concede un menor peso dentro de la facturación por tarifas de acceso a la potencia que cualquiera de las opciones propuestas analizadas por esta Comisión (véase Cuadro 5).

Llama la atención que en baja tensión, en la actualidad, la relación entre la facturación por potencia y por energía de las tarifas integrales es similar a la de las tarifas de acceso al ser éstas últimas homotéticas a las tarifas integrales (véase RD 2820/1998 y RD 3490/2000). No obstante, en la medida en que las tarifas integrales, a diferencia de las tarifas de acceso, incluyen, además, el coste de la energía, cabría esperar que la proporción de facturación a recuperar por el término de potencia respecto al de energía fuera superior en las tarifas de acceso que en las tarifas integrales, en lugar de mantener el mismo porcentaje.

**Cuadro 5: Escenarios de diseño de tarifas de acceso según el porcentaje de coste a recuperar por términos de facturación: término de potencia (Tp) y término de energía (Te)**

		Tarifa Monómica (E1)		Tarifa Binómica por origen del coste (E2)		Tarifa Binómica por proximidad del coste al cliente (E3)		R.D. 2820/1998 (*)	
Grupos Tarifarios		Tp	Te	Tp	Te	Tp	Te	Tp	Te
NT0	DH1	100%	0%	59%	41%	50%	50%	25%	75%
	DH2	100%	0%	62%	38%	37%	63%	15%	85%
	DH3	100%	0%	66%	34%	50%	50%	13%	87%
NT1	DH3	100%	0%	75%	25%	48%	52%	66%	34%
	DH6	100%	0%	75%	25%	48%	52%	52%	48%
NT2	DH6	100%	0%	79%	21%	53%	47%	41%	59%
NT3	DH6	100%	0%	80%	20%	52%	48%	35%	65%
NT4	DH6	100%	0%	80%	20%	80%	20%	43%	57%
<b>Total Acceso</b>		<b>100%</b>	<b>0%</b>	<b>64%</b>	<b>36%</b>	<b>50%</b>	<b>50%</b>	<b>27%</b>	<b>73%</b>

Fuentes: RD 3490/2000, RD 2820/1998 y elaboración propia

(\*) El porcentaje de coste a recuperar por el término de potencia, se ha calculado como el cociente entre la facturación por potencia y la facturación total de acceso, después de aplicar las tarifas de acceso del R.D. 2820/1998 a los consumos y potencias, desagregados por tarifa y discriminación horaria.

#### 4.2. Discriminación por periodos horarios

El resultado de aplicar la metodología de la CNE, es la obtención de un reparto de los distintos conceptos de costes de acceso entre los grupos y periodos tarifarios del RD 1164/2001.

Para diferenciar la imputación de los costes de acceso entre los distintos periodos tarifarios se han aplicado unos coeficientes que relacionan la potencia máxima en cada periodo y la máxima del sistema.

Se observa en el cuadro 6 que la discriminación horaria de las tarifas de acceso del RD 2820/1998 es superior, tanto en los términos de potencia como en los de energía, a la obtenida de aplicar la metodología de la CNE.

**Cuadro 6: Discriminación horaria (DH6) de términos de facturación del RD 2820/1998 vs. Propuesta CNE – Diferencias porcentuales en cada periodo respecto al periodo 1.**

		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
RD 2820/1998	Tp	0%	-50%	-63%	-63%	-63%	-83%
	Te	0%	-6%	-17%	-45%	-64%	-72%
<b>Monótona – Propuesta CNE</b>		0%	-18%	-23%	-24%	-27%	-31%

Fuentes: RD 2820/1998, REE y elaboración propia

### **Propuesta Final de la CNE**

Aunque la discriminación por periodos horarios de las tarifas de acceso vigentes es elevada, la CNE propone mantener, en el corto plazo, una continuidad con las señales de diferenciación horaria introducidas en el pasado, e ir adaptándose progresivamente a las que se derivan de aplicar la metodología de la CNE.

Por otra parte, cabe destacar que en el RD 1164/2001 se establece la obligación, para los clientes con tarifas de acceso en alta tensión que acudan al mercado, de contratar potencias crecientes por periodos tarifarios.

En el informe de la CNE 3/2001 se criticó dicha restricción sobre las potencias a contratar por los clientes que acuden al mercado, indicándose que los precios de las tarifas de acceso se deben establecer de forma que den señales adecuadas

de los costes de las redes (por niveles de tensión y periodos horarios) sin que sea preciso imponer restricciones añadidas a las potencias que deban contratar los clientes en cada periodo. La obligación de contratar potencias crecientes por periodos se ve mitigada al introducir una elevada discriminación por periodos en los términos de facturación de las tarifas de acceso. Por tanto, mientras se mantenga la obligación de contratar potencias crecientes por periodos se justifica, en parte, la aplicación de una discriminación por periodos horarios superior a la que se deriva de la propuesta de metodología de la CNE.

En consecuencia, se propone una diferenciación por periodos horarios de los términos de potencia y de energía, superior a la derivada de la propuesta de metodología de la CNE, acorde con la aplicada en el RD 2820/1998. En particular, se propone una ponderación cúbica en los coeficientes de discriminación horaria de los términos de potencia y cuadrática para los términos de energía.

En el cuadro 7 se muestra la diferenciación por periodos horarios de los términos de potencia y de energía que se derivan de la diferenciación horaria propuesta por la CNE. Cabe destacar que esta diferenciación se ha analizado con la información proporcionada por REE de las monótonas para los años 1996 a 2000, observándose estabilidad en los coeficientes propuestos de diferenciación por periodos tarifarios en dichos años.

**Cuadro 7: Discriminación horaria (DH6) de los términos de potencia y de energía por periodos horarios de la Propuesta final CNE - Diferencias porcentuales de cada periodo respecto al Periodo 1**

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b> Tp (Kb<sup>3</sup>)</b>	0%	-45%	-54%	-57%	-61%	-67%
<b> Te (Kb<sup>2</sup>)</b>	0%	-33%	-40%	-43%	-47%	-52%

Fuentes: REE y elaboración propia

Esta Comisión considera fundamental que los periodos tarifarios sobre los que se establecen los distintos términos de potencia y energía de las tarifas de acceso sean adecuados, esto es, que agrupen las horas del año donde 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).

De otro modo, las tarifas de acceso darán señales incorrectas de precios respecto en qué momento es más costoso consumir. Por ello, la CNE insiste, una vez más, en la necesidad de revisar los periodos tarifarios del RD 1164/2001.

En este sentido, el Informe de la CNE sobre las modalidades de seis, tres y dos periodos tarifarios enviado al Ministerio en julio de 2001 señala unos cambios mínimos que mejorarían la eficacia de los calendarios del RD 1164/2001 e insiste en la necesidad de aplicar distintos calendarios por zonas de distribución.

## **5. Resultados de la asignación de costes para establecer tarifas de acceso para el año 2001**

En el siguiente epígrafe se presentan los resultados para el año 2001 de aplicar la metodología de asignación de costes propuesta por la CNE.

### **5.1 Resultados de la asignación de costes**

La información relativa a los costes a recuperar mediante tarifas de acceso se extrae del RD 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2001 así como de la documentación proporcionada por el Ministerio de Economía en diciembre de 2000, que acompaña la propuesta del RD por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2001. El cuadro 8 describe todos los conceptos de costes para establecer tarifas de acceso definidos en el RD 1164/2001, y su cuantía correspondiente para el año 2001.

**Cuadro 8: Conceptos de costes para establecer tarifas de acceso. Año 2001**

	MPTA	M€	%
Transporte	96.809	581,83	11%
Distribución	440.560	2.647,82	51%
Gestión Comercial de clientes de acceso	21.207	127,46	2%
Resto de Costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento	77.543	466,04	9%
CTC's (1)	116.356	699,31	13%
Prima del Régimen Especial (2)	118.396	711,57	14%
<b>Total</b>	<b>870.871</b>	<b>5.234,04</b>	<b>100%</b>

Fuentes: RD 3490/2000, RD 1164/2001, Ministerio de Economía y elaboración propia.

(1) Cuantía máxima de la retribución fija determinada en el RD 3490/2000

(2) Cuantía estimada a partir de la información del Ministerio de Economía que acompaña la propuesta de RD por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2001. Véase Anexo 1.

El cuadro 9 muestra el resultado de aplicar los criterios de asignación de los costes de redes descritos en el epígrafe 3.1. del presente documento para el año 2001. Dichos costes han sido asignados entre los grupos y periodos tarifarios establecidos en el RD 1164/2001.

**Cuadro 9: Costes anuales de Transporte y Distribución asignados por NT y BH (MPTA). Año 2001**

Grupo tarifario	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
NT0	DH1	268.987					
	DH2	15.279	8.974				
	DH3	49.346	37.891	29.000			
NT1	DH3	8.149	6.422	5.003			
	DH6	15.649	12.982	12.863	12.650	12.278	12.140
NT2	DH6	2.625	2.184	2.363	2.309	2.426	2.576
NT3	DH6	1.438	1.245	1.620	1.590	1.884	1.847
NT4	DH6	947	782	948	925	1.007	1.039

**Cuadro 9: Costes anuales de Transporte y Distribución asignados por NT y BH (M€). Año 2001**

Grupo tarifario		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	DH1	1.616,64					
	DH2	91,83	53,93				
	DH3	296,58	227,73	174,29			
NT1	DH3	48,98	38,60	30,07			
	DH6	94,05	78,02	77,31	76,03	73,79	72,96
NT2	DH6	15,78	13,13	14,20	13,88	14,58	15,48
NT3	DH6	8,64	7,48	9,74	9,56	11,32	11,10
NT4	DH6	5,69	4,70	5,70	5,56	6,05	6,24

Por otra parte, los costes de gestión comercial por tarifas de acceso ascienden en el año 2001 a 21.207 MPTA (127,46 millones de euros), y han sido asignados entre los distintos grupos tarifarios como un coste por cliente. En particular, se imputan 953 PTA por cliente (5,73 euros por cliente) correspondiente a los grupos tarifarios DH1 y DH2 de la baja tensión y 1.907 PTA por cliente (11,46 euros por cliente) perteneciente a cualquier otro grupo tarifario.

En tercer lugar, los costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento, exceptuando los Costes de transición a la competencia y la Prima del régimen especial, correspondientes al año 2001, han sido asignados aplicando un porcentaje uniforme sobre la facturación por peajes de transporte y distribución de cada grupo y periodo tarifario. Tanto los importes de costes a asignar, como los porcentajes uniformes aplicados finalmente, se presentan en el cuadro 10.

**Cuadro 10: Asignación de costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento. Año 2001.**

	<b>MPTA</b>	<b>M€</b>	<b>% (1)</b>
<b>COSTES PERMANENTES</b>	<b>26.106</b>	<b>156,90</b>	<b>3,01%</b>
Compensación extrapeninsulares	21.606	129,85	2,49%
Operador del Sistema	1.500	9,02	0,17%
Operador del Mercado	1.500	9,02	0,17%
Comisión Nacional de Energía	1.500	9,02	0,17%
<b>COSTES DE DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO</b>	<b>51.437</b>	<b>309,14</b>	<b>6,30%</b>
Moratoria Nuclear	30.829	185,29	3,54%
Stock básico del uranio	124	0,75	0,01%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	17.285	103,88	2,00%
Compensación a pequeños distribuidores por Interrumpibilidad, Régimen especial y Clientes cualificados	3.200	19,23	0,37%
<b>TOTAL</b>	<b>77.543</b>	<b>466,04</b>	<b>14,43%</b>

Fuentes: RD 3490/2000 y elaboración propia.

(1) Porcentajes aplicados uniformemente por grupos y periodos tarifarios sobre la facturación de transporte y distribución.

Por último, el total de costes de naturaleza hundida, es decir, los Costes de transición a la competencia y la Prima del régimen especial, cuyo importe se estima para el año 2001 en 234.752 MPTA (1.410,89 millones de euros), han sido asignados entre los distintos grupos tarifarios aplicando porcentajes diferentes por grupos tarifarios sobre la correspondiente facturación por peajes de transporte y distribución. Los porcentajes aplicados a los correspondientes grupos tarifarios, se recogen en el cuadro 11.

**Cuadro 11: Asignación de CTC y Prima de Régimen Especial por grupos tarifarios. Año 2001.**

GRUPOS TARIFARIOS		MPTA	M€	% (1)
NT0	DH1	157.512	946,66	59%
	DH2	11.833	71,12	49%
	DH3	42.890	257,78	37%
NT1	DH3	3.836	23,05	20%
	DH6	15.395	92,53	20%
NT2	DH6	1.741	10,47	12%
NT3	DH6	974	5,85	10%
NT4	DH6	571	3,43	10%
<b>TOTAL</b>		<b>234.752</b>	<b>1.410,89</b>	<b>44%</b>

Fuentes: RD 3490/2000, empresas distribuidoras y elaboración propia.

(1) Porcentajes a aplicar sobre la facturación de transporte y distribución correspondiente a cada grupo tarifario.

De forma agregada, sumando los costes correspondientes a cada grupo y periodo tarifario, se obtiene la siguiente asignación total de costes para establecer tarifas de acceso (véase cuadro 12)

**Cuadro 12: Asignación de costes de acceso por grupos y periodos tarifarios (MPTA). Año 2001**

Coste de Acceso (MPTA)							
Grupo Tarifario	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
NT0 DH1	484.434						484.434
DH2	25.411	14.925					40.337
DH3	75.184	57.731	44.185				177.100
NT1 DH3	10.956	8.634	6.727				26.317
DH6	20.985	17.408	17.248	16.963	16.463	16.278	105.345
NT2 DH6	3.320	2.762	2.989	2.920	3.068	3.257	18.317
NT3 DH6	1.792	1.551	2.018	1.980	2.346	2.301	11.987
NT4 DH6	1.180	974	1.180	1.152	1.254	1.293	7.034
<b>TOTAL ACCESO</b>	<b>623.261</b>	<b>103.986</b>	<b>74.347</b>	<b>23.015</b>	<b>23.131</b>	<b>23.130</b>	<b>870.871</b>

**Cuadro 12: Asignación de costes de acceso por grupos y periodos tarifarios (M€). Año 2001.**

Coste de Acceso (M€)								
Grupo Tarifario		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
NT0	DH1	2.911,51						2.911,51
	DH2	152,72	89,70					242,43
	DH3	451,87	346,97	265,56				1.064,39
NT1	DH3	65,85	51,89	40,43				158,17
	DH6	126,12	104,62	103,66	101,95	98,95	97,83	633,14
NT2	DH6	19,95	16,60	17,96	17,55	18,44	19,58	110,08
NT3	DH6	10,77	9,32	12,13	11,90	14,10	13,83	72,05
NT4	DH6	7,09	5,86	7,09	6,92	7,54	7,77	42,27
<b>TOTAL ACCESO</b>		<b>3.745,88</b>	<b>624,97</b>	<b>446,83</b>	<b>138,32</b>	<b>139,02</b>	<b>139,01</b>	<b>5.234,04</b>

Cabe destacar que aunque se presentan los resultados globales de la asignación de todos los costes, la metodología propuesta permite identificar la asignación individual de cada concepto de coste, por grupo y periodo tarifario.

Estas bolsas de costes asignadas por grupos y periodos tarifarios deberán ser recuperadas mediante las correspondientes variables de facturación, es decir, de los términos de potencia y términos de energía por grupo y periodo tarifario resultantes del diseño tarifario propuesto.

## 5.2. Resultados del diseño propuesto

El cuadro 13 presenta los términos de facturación de potencia y energía del diseño propuesto finalmente por la CNE según lo indicado en el epígrafe 4 del presente informe.

**Cuadro 13: Términos de potencia y energía de las tarifas de acceso CNE ( en PTA).  
Año 2001**

Tp (PTA/kW contratado año)							
Tarifas de acceso RD 1164/2001	Grupos tarifarios	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A 2.0 NA 3.0 A	NT0 DH1 DH2 DH3	3.161 3.503 2.748	1.243	557			
3.1 A 6.1	NT1 DH3 DH6	1.805 1.141	816 624	366 530	492	441	381
6.2	NT2 DH6	1.036	567	481	447	400	346
6.3	NT3 DH6	1.008	551	468	435	389	337
6.4	NT4 DH6	653	357	303	282	252	218

Te (PTA/kWh consumido)							
Tarifas de acceso RD 1164/2001	Grupos tarifarios	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A 2.0 NA 3.0 A	NT0 DH1 DH2 DH3	4,88 5,44 5,20	1,88 3,07	1,80			
3.1 A 6.1	NT1 DH3 DH6	2,22 2,17	1,31 1,45	0,77 1,30	1,24	1,15	1,04
6.2	NT2 DH6	1,03	0,69	0,61	0,59	0,54	0,49
6.3	NT3 DH6	0,81	0,54	0,48	0,46	0,43	0,39
6.4	NT4 DH6	0,19	0,13	0,11	0,11	0,10	0,09

**Cuadro 13: Términos de potencia y energía de las tarifas de acceso CNE (en cent. €).  
Año 2001**

Tp (Cent €/kW contratado año)							
Tarifas de acceso RD 1164/2001	Grupos tarifarios	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A 2.0 NA 3.0 A	NT0 DH1 DH2 DH3	1900,02 2105,43 1651,43	746,97	334,62			
3.1 A 6.1	NT1 DH3 DH6	1084,66 685,89	490,61 375,33	219,78 318,27	295,97	264,99	229,04
6.2	NT2 DH6	622,62	340,70	288,91	268,66	240,55	207,91
6.3	NT3 DH6	605,69	331,44	281,05	261,36	234,01	202,26
6.4	NT4 DH6	392,51	214,79	182,14	169,37	151,65	131,07

Te (Cent €/kWh consumido)							
Tarifas de acceso RD 1164/2001	Grupos tarifarios	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A 2.0 NA 3.0 A	NT0 DH1 DH2 DH3	2,93 3,27 3,13	1,84	1,08			
3.1 A 6.1	NT1 DH3 DH6	1,33 1,30	0,79 0,87	0,46 0,78	0,74	0,69	0,63
6.2	NT2 DH6	0,62	0,41	0,37	0,35	0,33	0,30
6.3	NT3 DH6	0,49	0,32	0,29	0,28	0,26	0,23
6.4	NT4 DH6	0,11	0,08	0,07	0,06	0,06	0,05

### **5.3 Comparación de las tarifas de acceso del RD 2820/1998 y de la propuesta metodológica de la CNE**

El cuadro 14 presenta, en términos de valores medios de facturación (en PTA/kWh), las tarifas de acceso del RD 2820/1998 y las que resultan de aplicar la metodología de asignación de costes de la CNE.

Para obtener dichos precios medios se ha facturado a todos los consumidores eléctricos, suponiendo que todos ellos estuvieran en el mercado, según las tarifas de acceso del RD 2820/1998 y según las de la propuesta CNE.

Se incluyen las diferencias porcentuales, por grupos tarifarios, entre ambos esquemas de tarifas de acceso.

**Cuadro 14: Comparación de las tarifas de acceso del RD 2820/1998 y de la propuesta CNE por grupos tarifarios del RD 1164/2001. Escenario de elegibilidad plena. Datos año 2001.**

	R.D. 2820/1998 (A)	Propuesta CNE (B)	Diferencia	
Grupo Tarifario	Precio Medio Acceso (PTA/kWh)	Precio Medio Acceso (PTA/kWh)	(B) - (A) (PTA/kWh)	% variación (B) sobre (A)
NT0				
DH1	9,09	9,80	0,71	7,8%
DH2	5,74	5,39	- 0,35	-6,0%
DH3	7,73	6,20	- 1,53	-19,7%
<b>Total Baja Tensión</b>	<b>8,34</b>	<b>8,21</b>	<b>- 0,13</b>	<b>-1,6%</b>
NT1				
DH3	4,29	2,56	- 1,73	-40,4%
DH6	2,54	2,35	- 0,19	-7,5%
NT2	2,02	1,37	- 0,65	-32,0%
NT3	1,81	1,17	- 0,64	-35,2%
NT4	2,26	1,01	- 1,26	-55,5%
<i>Tarifa General</i>	2,68	2,14	- 0,54	-20,2%
NT1				
DH3	0,21	1,52	1,31	628,1%
DH6	0,21	0,92	0,71	329,6%
NT2	0,21	0,81	0,59	276,5%
NT3	0,21	0,38	0,16	72,7%
NT4	0,22			
<i>Clientes art. 10 RD 1164/2001</i>	0,22	0,68	0,47	214,6%
<b>Total Alta Tensión</b>	<b>1,97</b>	<b>1,72</b>	<b>- 0,25</b>	<b>- 12,7%</b>
<b>Total</b>	<b>4,94</b>	<b>4,74</b>	<b>- 0,20</b>	<b>- 3,95%</b>

Fuentes: RD 2820/1998, RD 1164/2001, empresas distribuidoras y elaboración propia

La principal conclusión de esta comparación, es que la asignación de costes de acceso entre grupos tarifarios implícito en las tarifas de acceso vigentes es muy distinta a la obtenida de aplicar la metodología de la CNE. Los aspectos a destacar son los siguientes:

- El reparto de los costes de acceso entre las tarifas de baja y alta tensión según el RD 2820/1998 y la propuesta de la CNE es similar. En ambos casos (tarifas RD 2820/1998 y propuesta CNE), aproximadamente el 80% de los costes de acceso es imputado a los clientes de baja tensión (< 1kV) y el 20% a los de alta tensión (>1 kV).
- Según el escenario presentado de elegibilidad plena, en el que todos los consumidores de electricidad están en el mercado, el ingreso medio por tarifas de acceso es ligeramente superior en el caso de aplicar los precios del RD 2820/1998 que en el caso de aplicar los precios de la propuesta CNE.
- Para los clientes de baja tensión (< 1 kV) las tarifas de acceso vigentes atribuyen un menor coste de acceso a los clientes más pequeños (incluidos en el grupo tarifario DH1) que las tarifas de acceso de la propuesta CNE. Por el contrario, las tarifas de acceso vigentes en baja tensión para clientes cuya potencia es superior a 15 kW (incluidos en el grupo tarifario NT0 DH3) incluyen mayores costes de acceso (un 19% más) que las de la propuesta de la CNE.
- Para los clientes de alta tensión (> 1 kV) la normativa vigente establece la siguiente situación:
  - Tarifa de acceso de conexiones internacionales aplicable a los suministros que cumplan los requisitos del artículo 10 del RD 1164/2001, independientemente del nivel de tensión al que estén conectados.

Según la Ley 54/1997, esta tarifa de acceso que es aplicable a las exportaciones, presenta precios reducidos y debe remunerar

únicamente el coste de uso de las interconexiones y los costes permanentes en la proporción que les corresponda.

- Tarifas de acceso generales de alta tensión para el resto de consumidores<sup>7</sup>.

Como la CNE indicó en su informe 3/2001, se considera necesario que las tarifas de acceso aplicables a todos los consumidores incluyan los correspondientes costes en los que su suministro hace incurrir al sistema. La aplicación de la tarifa de acceso de conexiones internacionales a aquellos clientes que cumplen las condiciones establecidas en el artículo 10 del RD 1164/2001, independientemente del nivel de tensión al que estén acogidos, tendrá un efecto sobre los ingresos del sistema.

La propuesta de metodología de la CNE no diferencia entre estos dos grupos de clientes, lo que significa que las tarifas de acceso resultantes son aplicadas a todos los consumidores dependiendo, únicamente, del nivel de tensión al que están conectados, sin establecer tarifas de acceso especiales para determinados clientes.

Obviamente, como se observa en el cuadro 14, según las tarifas de acceso de la CNE, aquellos consumidores conectados a niveles de tensión superiores pagarán menos que aquellos que están conectados a niveles inferiores, aunque tengan la misma curva de carga, debido a que el suministro de los consumidores conectados a niveles de tensión superiores supone un menor coste al sistema (usan menos redes).

Análogamente, aplicando las tarifas de acceso de la CNE se observa que aquellos consumidores conectados al mismo nivel de tensión pero que consumen

---

<sup>7</sup> El RD 2820/1998 introduce tarifas de acceso específicas para las tracciones (opcionalmente) y a los distribuidores acogidos a la Disposición Transitoria 11<sup>a</sup> de la Ley del Sector Eléctrico.

“mejor” (consumen en contra de la punta del sistema) pagarán menos por acceso que los que consumen más en punta del sistema, debido a la discriminación horaria de las tarifas de acceso.

De la comparación de estos dos colectivos de consumidores en alta tensión - los que, según la normativa vigente, pueden acogerse a la tarifa de acceso de conexiones internacionales y los que no pueden- se observa una diferente distribución de costes de acceso respecto a las tarifas de acceso de la propuesta de la CNE.

1. Aquellos consumidores de alta tensión que pueden acogerse a la tarifa de acceso de conexiones internacionales tienen pagos por acceso muy reducidos (ni siquiera cubren el coste por el uso de las redes de transporte) e iguales independientemente del nivel de tensión al que estén conectados.

No obstante, se considera que los consumidores que están conectados a niveles de tensión inferiores deberían pagar por el uso de más red que aquellos que están conectado a niveles de tensión superiores, en vez de aplicarles, si cumplen las condiciones del artículo 10 del RD 1164/2001, las mismas tarifas de acceso<sup>8</sup>.

Comparando los pagos de acceso del grupo de clientes que puede acogerse a la tarifa de conexiones internacionales con lo que pagarían según las tarifas de acceso de la CNE se observa una diferencia importante. Se concluye que la aplicación de la tarifa de acceso conexiones internacionales al grupo de clientes que cumplen las condiciones del artículo 10 del RD 1164/2001 (unos 90 suministros, que suponen un tercio del consumo en alta tensión) en lugar de aplicarles

---

<sup>8</sup> Véase comentario al respecto en el Informe de la CNE 3/2001 sobre la propuesta de RD de tarifas de acceso

las tarifas de acceso de la CNE conlleva una imputación menor de los costes de acceso a este grupo de clientes.

2. Análogamente, los consumidores de alta tensión que no pueden acogerse a la tarifa de acceso de conexiones internacionales pagarían las correspondientes tarifas de acceso de alta tensión del RD 2820/1998, superiores, para todos los grupos tarifarios de alta tensión, a las que resultarían de la propuesta de la CNE.

En conclusión, el reparto de costes en las tarifas de acceso vigentes discrepa de forma sustancial de la asignación resultante de la propuesta de CNE. De haberse aplicado dicha metodología, probablemente, no hubiera hecho falta permitir que los grandes clientes pudieran acogerse a una tarifa de acceso que no imputa de forma eficiente los costes de las redes.

En la actualidad, la mayor parte de los clientes de alta tensión que pueden acogerse a la tarifa de acceso de conexiones internacionales, no ha acudido al mercado debido a que dichos clientes están pagando tarifas integrales muy reducidas, lo que supone, en la mayor parte de los casos, que los pagos de acceso implícitos en dichas tarifas integrales son negativos.

Obviamente, estos clientes no tienen incentivos económicos a acudir al mercado y, en cualquier caso, las tarifas de acceso no deberían utilizarse como un mecanismo que promueva el acceso al mercado de ciertos clientes evitando que paguen los costes en los que su suministro hace incurrir al sistema.

Por tanto, se puede concluir que en la actualidad, al mantenerse la estructura de tarifas integrales vigente, el déficit de ingresos derivado por aquellos clientes con pagos de acceso, implícitos en sus tarifas integrales, negativos está siendo cubierto por el grupo de clientes que no puede ir al mercado (tarifas integrales de baja tensión) y/o por el grupo de clientes que, pudiendo ir al mercado, su

demanda es menos elástica al precio (tarifas de acceso e integrales de media tensión).

## **6. Procedimiento de ajuste tarifario**

### **6.1. Periodo transitorio**

En la reunión del Consejo Consultivo del 4 de octubre se manifestaron dos opiniones diferentes respecto al periodo transitorio necesario para aplicar las tarifas de acceso resultantes de la propuesta de metodología de la CNE. Estos cambios afectan no sólo a los clientes acogidos a las tarifas de acceso sino también a los clientes acogidos a las tarifas integrales, en la medida en que una parte de las tarifas integrales corresponde a pagos de acceso y que se considera necesaria la coherencia y globalidad entre ambas estructuras de precios.

En dicha reunión, por una parte, algunos miembros del Consejo Consultivo indicaron que es necesario un periodo transitorio dilatado en el tiempo que permita a los grandes consumidores de electricidad adaptarse a los nuevos cambios derivados de aplicar la metodología tarifaria propuesta por la CNE, máxime cuando el informe que les fue enviado no aportaba información sobre los precios resultantes de aplicar la metodología de tarifas de acceso de la CNE.

Por el contrario, en opinión de otros miembros del Consejo Consultivo, el periodo transitorio debería ser corto para que la metodología aplicada sea eficaz, es decir, para que cuanto antes las tarifas reflejen los costes en los que los consumidores hacen incurrir al sistema y no exista riesgo de recuperación de los costes del sistema.

Para decidir la amplitud del periodo transitorio para adaptar las tarifas de acceso vigentes a las derivadas de la propuesta, se considera necesario analizar los

efectos de aplicar la metodología de tarifas de acceso de la CNE. Para ello es preciso tener en cuenta tanto el cambio en las tarifas de acceso de los clientes que están en el mercado como, cuáles son los pagos de acceso que implícitamente se les están imputando al colectivo que está acogido a tarifa integral, detectar los clientes a quienes un cambio de estructura tarifaria distorsionaría significativamente sus facturaciones y, por último, vincular el periodo transitorio hacia la nueva estructura de tarifas con el calendario de elegibilidad propuesto.

Por ejemplo, si se considera un periodo transitorio para que ciertos clientes especiales paguen finalmente las tarifas de acceso de la propuesta CNE, y se observa que las diferencias entre dichas tarifas de acceso y las que se les está aplicando en la actualidad, son soportadas por los clientes acogidos a tarifas integrales de baja tensión (no elegibles hasta el 2003), deberá vincularse el periodo de eliminación de dicha redistribución de rentas con la incorporación al mercado de los clientes que más contribuyen -(baja tensión, media tensión)-, los cuales transitoriamente deberán hacerse cargo, en parte, de dichas diferencias.

### ***El problema de la suficiencia de ingresos***

El problema fundamental del periodo transitorio, donde la elegibilidad de los clientes al mercado no es plena, ni obligatoria y donde, según la normativa vigente, no es conocida la parte de costes de acceso que se cubre con cargo a las tarifas integrales, es si la pervivencia de ambos grupos de clientes – a tarifa y a mercado - permite la recuperación de los costes regulados.

La Comisión considera necesaria la coherencia y la globalidad para establecer las tarifas de acceso e integrales como fórmula para garantizar la recuperación de los costes regulados. Aplicar de forma inmediata las tarifas de acceso de la propuesta de la CNE tiene la ventaja de recuperar los costes del sistema, aplicando tarifas

de acceso eficientes para el consumo, aunque tiene la desventaja de que se producirían cambios en las facturas de ciertos consumidores.

No obstante, aunque no se implante la propuesta de la CNE, las distorsiones en las facturas de dichos clientes también se producirán en el medio plazo, cuando desaparezcan las tarifas integrales y se apliquen las tarifas de acceso similares a las del RD 2820/1998. Dejando aparte el problema de que el reparto de costes no es el más adecuado, si únicamente se aplicaran las tarifas de acceso del RD 2820/1998 a todos los clientes, se recaudarían ingresos suficientes para cubrir los costes de acceso (transporte, distribución, gestión comercial a tarifa de acceso, costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento).

Actualmente, se está inmerso en un periodo hacia la elegibilidad plena de los consumidores, donde los esquemas de tarifas de acceso e integrales son incoherentes. En este contexto cabe preguntarse si, a pesar de que las tarifas de acceso actuales no son el resultado de aplicar la metodología de asignación de costes de la CNE, la pervivencia de clientes a tarifas de acceso y a tarifas integrales permite cubrir todos los costes del sistema.

A continuación, se analiza, dadas las tarifas integrales vigentes, y descontando, en cada caso, el coste de generación (precio del mercado, servicios complementarios y garantía de potencia) y el coste de gestión comercial de clientes a tarifa integral, cuáles son los pagos de acceso de los suministros acogidos a tarifas integrales.

### ***Análisis de pagos de acceso implícitos en las tarifas integrales vigentes***

La magnitud de los efectos analizados a continuación, depende de las siguientes hipótesis de partida:

- El escenario de precios de mercado.

- El escenario de demanda.
- La composición de la demanda por grupos tarifarios y estructura de consumo a mercado y a tarifa integral.

En el siguiente análisis se ha considerado un escenario de precios de mercado correspondiente al año 2001, se han aplicado los pagos de garantía de potencia del RD-L 6/2000, los costes unitarios por gestión comercial por clientes a tarifas integrales y el correspondiente pago por la moratoria nuclear. Se observan las siguientes distorsiones en el sistema vigente de tarifas integrales (véase cuadro 15):

**Cuadro 15: Pagos de acceso implícitos en las tarifas integrales vigentes. Año 2001**

Grupo Tarifario		Tarifa Integral R.D. 3490 /2000 (PTA/kWh)		
		Total	Generación (*)+ Gestión Comercial Clientes a Tarifa	Pagos de Acceso por diferencias
NT0	DH1	17,36	9,02	8,34
	DH2	10,90	6,28	4,62
	DH3	15,65	6,74	8,92
<b>Total Baja Tensión</b>		<b>16,22</b>	<b>8,02</b>	<b>8,21</b>
NT1	DH3	12,42	6,16	6,26
NT1	DH6	7,92	5,64	2,28
NT2	DH6	5,31	5,40	-0,09
NT3	DH6	4,41	5,25	-0,84
NT4	DH6	3,96	5,12	-1,16
<b>Total Alta Tensión</b>		<b>6,63</b>	<b>5,49</b>	<b>1,14</b>

(\*)PMM horario del año 2001, Servicios Complementarios y PGP del RD-L 6/2000.

Se incluye la Moratoria Nuclear correspondiente a los ingresos de generación y de la gestión comercial de clientes a tarifa integral.

Fuentes: RD 3490/2000, OMEL, RD-L 6/2000, OM 14 junio 1999 y elaboración propia.

- En general, la facturación por acceso de los clientes acogidos actualmente a las tarifas integrales del RD 3490/2000, si se les aplican las tarifas de la propuesta de CNE, es superior de lo que (por diferencias) se les está imputando implícitamente por acceso en sus respectivas tarifas integrales.

- Análogamente, la facturación por acceso implícita de ciertos clientes elegibles acogidos a las tarifas integrales del RD 3490/2000 es inferior que la que resulta de aplicarles las tarifas de acceso del RD 2820/1998. Esta diferencia es mayor cuanto más elevado es el precio de mercado, menor es el crecimiento de la demanda respecto al escenario previsto y cuanto mayor sea la proporción de los consumidores que acude al mercado.
- A ciertos clientes elegibles, acogidos a las tarifas integrales vigentes, se les está imputando (por diferencia entre la tarifa integral y sus respectivos costes de generación y de gestión comercial a tarifa integral) pagos de acceso negativos. Es decir, estos clientes, no sólo no pagan nada por acceso sino que otros consumidores pagan, además, una parte de sus costes de generación. Es destacable el caso de los clientes en tarifas integrales de alta tensión G4, interrumpibles de larga utilización y la mayor parte de las THP. Cabe destacar que la magnitud de estos pagos de acceso negativos dependerá de la senda de precios de mercado considerado.
- Por el contrario, los pagos de acceso implícitos en las tarifas integrales de ciertos clientes son más elevados que los derivados de las tarifas de acceso de la propuesta de la CNE. Los casos más significativos son en baja tensión las tarifas 3.0 y 4.0 (para cualquier discriminación horaria), en media tensión las tarifas no interrumpibles y las tarifas R y D en alta tensión. En resumen, son los consumidores acogidos a estas tarifas integrales los que están contribuyendo a financiar los costes de acceso de aquellos clientes cuyos pagos por acceso implícitos son negativos, y que, por tanto, una vez que son elegibles tendrán más incentivos a acudir al mercado.

En consecuencia, se recuperan menos ingresos por acceso en las tarifas integrales vigentes que las que resultarían de aplicar tanto las tarifas de la

propuesta de la CNE, como las tarifas de acceso vigentes del RD 2820/1998. Dependiendo del escenario analizado (según la demanda, el precio de mercado y la estructura de consumo), los ingresos a recuperar por acceso en las tarifas integrales vigentes pueden ser insuficientes para cubrir los costes en que dichos suministros hacen incurrir al sistema.

### ***Recomendaciones de la CNE***

Cabe destacar que no imputar de forma eficiente los costes a tarifas puede generar distorsiones con respecto a los niveles de consumo eficientes, que puede evidenciarse de distintas formas, ya sea a través de una reducción del uso del equipo eléctrico existente (por ejemplo, cambiando los equipos termoestáticos), mediante la elección por parte del consumidor de una fuente de energía diferente (por ejemplo, sustituyendo una cocina eléctrica por una de gas natural) o mediante la desconexión total con la red (por ejemplo, instalando autogeneradores, cerrando su negocio o trasladándolo a otro país).

Debido a todas las distorsiones que subyacen en el sistema tarifario actual se considera crucial proponer un periodo transitorio que tenga en cuenta el calendario de elegibilidad plena (año 2003) y que sea acorde con la obligatoriedad de abandonar las tarifas integrales (año 2007). Durante dicho periodo transitorio (2002-2007) esta Comisión opina que se podrían introducir variaciones en las tarifas integrales y de acceso que lleven a converger hacia las tarifas de acceso derivadas de la metodología propuesta.

Por tanto, se considera más adecuado introducir modificaciones en la estructura tarifaria vigente que se vayan ajustando hacia la propuesta de la CNE de forma paulatina (horizonte final 2007), analizando y evaluando continuamente el impacto de los clientes con tarifas de acceso por diferencias negativas y aquellos que están financiándoles, procurando no trasladar las distorsiones detectadas en las tarifas integrales vigentes al esquema de tarifas de acceso. En particular:

- Respecto al grupo de consumidores elegibles que actualmente está acogido a tarifas integrales con pagos de acceso (por diferencias) negativos se podría ir aumentando sus tarifas integrales, imputando en sus precios los costes que su suministro hace incurrir al sistema.
- El déficit de ingresos de acceso de estos grandes consumidores, que actualmente es cubierto con las tarifas integrales de clientes no elegibles y con las tarifas de tarifas de acceso de los clientes que no pueden acogerse a la tarifa de acceso de conexiones internacionales, debería ir corrigiéndose, introduciendo paulatinamente el esquema de precios propuesto por la CNE. No obstante, se insiste que cualquier rebaja que se establezca en las tarifas de estos clientes deberá realizarse acorde con el ajuste anteriormente citado para los grandes clientes.
- Las tarifas de acceso deben ser el resultado de una asignación eficiente de costes de acceso a las redes, cuya aplicación a los consumidores permita la cobertura de dichos costes, pero no un instrumento para fomentar el acceso de los clientes al mercado.

El fomento del acceso de los clientes elegibles al mercado debe procurarse mediante el desarrollo del mercado competitivo de generación y el fortalecimiento de las conexiones internacionales, que permita a los consumidores nacionales optar por otros mercados del entorno europeo, y no mediante la aplicación de tarifas de acceso que no reflejen costes.

La aplicación de la tarifa de acceso de conexiones internacionales a todos los consumidores que cumplan los requisitos del artículo 10 del RD 1164/2001 puede suponer que dichos consumidores acudan al mercado, en la medida en que sus tarifas sean más bajas que las que les correspondería pagar si se aplicara una metodología de asignación de

costes. Sin embargo, la no imputación de todos los costes que estos suministros hacen incurrir al sistema lleva a que las tarifas de acceso sean ineficientes y a que sea necesario trasladar al resto de los consumidores aquellos costes no cubiertos.

## **6.2 Actualización de tarifas de acceso**

Se considera que la revisión de las tarifas de acceso debería tener carácter anual de acuerdo con la actualización anual de los conceptos de costes que se retribuyen.

## **6.3. Ajuste regulatorio en tarifas de acceso**

Las tarifas de acceso resultantes de aplicar cualquier metodología de asignación se basan en previsiones de variables de entrada, tales como las potencias contratadas, la distribución de la probabilidad de punta en los distintos niveles de tensión, la energía consumida, la composición de la demanda por niveles de tensión, el número de clientes y la prima de régimen especial, entre otras.

Esto supone, siempre en el marco de una metodología tarifaria global aplicable tanto a consumidores acogidos a tarifa integral, como a consumidores que acuden al mercado, y siguiendo el principio general de que las tarifas de acceso deben cubrir los correspondientes costes, que es necesario hacer explícito un procedimiento de ajuste regulatorio en el que se analicen los valores reales de estas variables y se comparen y ajusten los valores que fueron previstos en el momento de establecer las tarifas de acceso.

En el informe discutido el día 4 de octubre, la Comisión proponía que un plazo razonable de tiempo para realizar dicho ajuste regulatorio debe fijarse de acuerdo con el periodo establecido para la retribución del transporte y la distribución, esto es, cada cuatro años.

No obstante, distintos miembros del Consejo Consultivo indicaron que realizar un ajuste regulatorio cada cuatro años era excesivo e iba en contra del principio de suficiencia de ingresos.

Por lo tanto, a pesar de que el periodo establecido para la retribución del transporte y la distribución es de cuatro años, la incertidumbre sobre las variables de entrada y la falta de información sobre algunos parámetros (elasticidades, curvas de carga de clientes, etc.) motiva que, de forma más frecuente y con el fin de evitar distorsiones en la recuperación de los costes de las actividades reguladas, se establezca un ajuste de los desvíos en los costes retribuidos con cargo a tarifas de acceso.

Estas revisiones regulatorias (al alza o a la baja) son especialmente importantes durante el periodo transitorio, debido a que no se dispone de la información necesaria para valorar la respuesta de los consumidores a las tarifas de acceso resultantes de la metodología de la CNE.

Así mismo, existe el riesgo de que hasta que las tarifas integrales sean coherentes con las tarifas de acceso, la aplicación de ambas estructuras sirva de mecanismo de selección de cada consumidor, de forma que cada uno elija la opción, en cada caso, más ventajosa, poniendo en peligro la suficiencia recaudatoria.

Se propone, dado que los valores de las principales variables de aplicación de tarifas de acceso (consumos y potencias contratadas) son conocidos con fiabilidad al año y medio después de ser aplicados, un periodo de ajuste regulatorio de dos años. Por tanto, el ajuste de los costes incluidos en tarifas de acceso se realizarían en función de las variables básicas que los determinan, al cabo de los dos años con cargo a las tarifas de acceso e integrales de dicho año.

Por otra parte, se considera que el ajuste regulatorio debe realizarse teniendo en cuenta por separado cada concepto de coste incluido en la tarifa de acceso. Cabe destacar que según la metodología propuesta por la CNE se asigna cada concepto de coste de forma separada, lo que facilita el cálculo del ajuste regulatorio de los mismos.

Respecto al ajuste regulatorio, debe especificarse si se va a realizar en todos los conceptos de coste incluidos en las tarifas de acceso o si se efectuará, únicamente, en los costes de actividades reguladas para los que existe un reconocimiento explícito de recuperación (transporte, distribución y gestión comercial a tarifa de acceso).

En el caso de realizar un ajuste regulatorio en todos los conceptos de coste incluidos en tarifas de acceso, en el caso de los CTC deberá definirse una metodología para la asignación de los CTCs en cada año de vigencia de los CTCs. Esta metodología consistirá en definir la anualidad constante que, suponiendo precios de mercado inferior o igual a 6 PTA/kWh, permitirá la recuperación de la cuantía máxima de CTCs hasta el 2010.

Si el precio previsto de mercado para el año siguiente es inferior o igual a 6 PTA/kWh, esta anualidad será la que se incorpore en las tarifas de acceso del año siguiente. En el caso de que se prevea un precio de mercado superior a 6 PTA/kWh, esta anualidad se verá reducida por el exceso entre los ingresos de mercado que se prevea percibirán las empresas y los ingresos que se espera percibir si el precio fuera igual a 6 PTA/kWh.

En cualquier caso todo déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas, de otros conceptos incluidos en las tarifas de acceso (prima de régimen especial), o de errores de previsión en el precio de generación con cargo a tarifa integral o de la composición y crecimiento de la demanda se está realizando, en la actualidad, con cargo a los CTC.

En opinión de la CNE el elemento de incertidumbre de prever variables que puedan diferir de los valores reales de las mismas es común a todo ejercicio tarifario, por lo que en aras de una mayor transparencia regulatoria se considera necesario hacer explícito un procedimiento de ajuste regulatorio entre los ingresos y los costes regulados.

En este sentido, la CNE propone, por una parte, definir el procedimiento de ajuste de los costes regulados, teniendo en cuenta la regulación que aplica a cada concepto de coste y, por otra parte, hacer explícito, en el momento de establecer las tarifas integrales para el año siguiente, el sistema elegido para ajustar las posibles variaciones de los precios de la energía de los clientes acogidos a tarifa integral.

## **7. Conexiones internacionales**

Las tarifas de acceso derivadas de la metodología de asignación de costes para establecer tarifas de acceso propuesta por la CNE se obtienen asignando los costes de acceso entre el consumo nacional, esto es, no se ha imputado el coste por el uso de las interconexiones a las exportaciones, ni se ha eliminado el pago de los CTC al consumo que procede de las importaciones de energía eléctrica procedentes de otros Estados Miembros de la Unión Europea, por aplicación del RD-L 2/2001.

En el caso de las exportaciones, la imputación de los peajes de interconexión y de los costes permanentes supondrá recuperar más ingresos que los previstos en el ejercicio de asignación debido a que el consumo referente a las exportaciones no ha sido incluido en este análisis.

Se incluyen a continuación, únicamente como mero ejercicio del año 2001, los términos de facturación aplicables a las exportaciones, obtenidos de eliminar en la tarifa de acceso 6.4 de la propuesta de la CNE los correspondientes costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

**Cuadro 16: Términos de potencia y energía de la tarifa de acceso 6.4 descontando costes de diversificación y seguridad de abastecimiento (en PTA). Año 2001**

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Tp (PTA/kW contratado año)	576	315	267	249	223	192
Te (PTA/kWh consumido)	0,17	0,11	0,10	0,09	0,09	0,08

**Cuadro 16: Términos de potencia y energía de la tarifa de acceso 6.4 descontando costes de diversificación y seguridad de abastecimiento (en Cent. €). Año 2001**

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Tp (Cent €/kW contratado año)	346,26	189,48	160,67	149,41	133,78	115,63
Te (Cent €/kWh consumido)	0,10	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05

Por el contrario, la eliminación del pago de los CTC en las importaciones supondrá una infravaloración de los ingresos del sistema por la aplicación del porcentaje diferencial que asigne la metodología de CNE por este concepto a cada grupo tarifario. Este segundo caso no se ha tenido en cuenta debido a la dificultad de estimar la parte del consumo nacional que corresponde a las importaciones de energía.

Se incluyen, a continuación, los porcentajes a descontar en las correspondientes tarifas de acceso del RD 1164/2001 a la energía importada en contratos bilaterales según la propuesta de metodología de asignación de la CNE.

**Cuadro 17 . Porcentajes a descontar por CTC en las Tarifas de Acceso a las importaciones procedentes de otros países de la Unión Europea en aplicación del RDL 2/2001. Año 2001.**

Porcentajes a aplicar sobre Facturación Total Acceso			
Tarifas de acceso	Grupos tarifarios	%	
2.0 A	NT0	DH1	16,12%
2.0 NA		DH2	14,54%
3.0 A		DH3	12,00%
3.1 A	NT1	DH3	7,22%
6.1		DH6	7,24%
6.2	NT2	DH6	4,71%
6.3	NT3	DH6	4,03%
6.4	NT4	DH6	4,03%

Fuentes: RD 3490/2000, RD-L 2/2001 y elaboración propia  
 Estos porcentajes se han calculado teniendo en cuenta el importe máximo de CTC del RD 3490/2000 y el criterio de asignación de la CNE para dicho concepto de coste.

## 8. Conclusiones

El presente informe tiene como objetivo proponer una metodología para establecer tarifas de acceso a redes basada en los siguiente elementos:

- Se plantea una metodología global de tarifas de acceso aplicables tanto a los consumidores que acuden al mercado como, implícitamente, a los consumidores que permanecen en tarifa integral.
- Se definen los criterios utilizados para asignar los distintos conceptos de costes, siguiendo los principios generales de suficiencia, consistencia, transparencia, sencillez y eficiencia que definen el establecimiento de tarifas de acceso.

- Los principios generales y criterios de asignación adoptados se ven restringidos por ciertas condiciones iniciales específicas de nuestro sistema tarifario así como por la información disponible para realizar la asignación de costes entre los usuarios de las redes.
- Se propone un diseño binómico de las tarifas de acceso con los porcentajes de reparto de la facturación entre los términos de potencia y energía, así como una discriminación horaria de dichos precios acorde con la vigente según el RD 2820/1998, al menos mientras se mantenga en alta tensión la restricción de contratar potencias crecientes por periodos horarios.
- Se plantea la necesidad de definir explícitamente ciertos elementos en el procedimiento tarifario como son la revisión anual de las tarifas de acceso y el ajuste tarifario de las tarifas de acceso de carácter bianual.
- Deberá decidirse si dicho ajuste se realiza sobre todos los costes incluidos en tarifas de acceso o si únicamente se realizará sobre los costes regulados. En cualquier caso se considera necesario definir el procedimiento de ajuste de los costes regulados, teniendo en cuenta la regulación que aplica a cada concepto de coste y, por otra parte, hacer explícito, en el momento de establecer las tarifas integrales para el año siguiente, el sistema elegido para ajustar las posibles variaciones de los precios de la energía de los clientes acogidos a tarifa integral.
- Se opina que es adecuado establecer un periodo transitorio hasta el 2007 para adaptar la estructura tarifaria vigente a la de la propuesta de la CNE. No obstante, podrían, ya mismo, empezar a introducirse algunos cambios,

tratando corregir, cuanto antes, ciertas distorsiones observadas en el sistema tarifario vigente.

La metodología propuesta por la CNE considera tanto el relevante papel de las tarifas de acceso en el desarrollo del mercado eléctrico como su relación con la estructura y niveles de precios incorporados en las tarifas integrales vigentes. En este sentido, la propuesta de metodología de tarifas de acceso contenida en este informe es una parte fundamental de la propuesta de metodología de tarifas integrales que está realizando la CNE.



Comisión  
Nacional  
de Energía

## **ANEXO 1: Hipótesis consideradas en el ejercicio tarifario 2001**

## ANEXO 1

En el presente anexo se presentan las hipótesis de partida consideradas en el escenario de asignación de costes correspondiente al año 2001, respecto de las siguientes variables: evolución de la demanda en barras de central, potencia máxima, demanda en consumo, potencias contratadas y número de clientes.

Así mismo, se detalla la cuantía de los diversos conceptos de coste establecidos para el año 2001 y los cálculos realizados para la obtención de la Prima de Régimen Especial.

### ***Demanda en barras de central***

Con respecto al crecimiento de la demanda en barras de central se han tenido en cuenta las previsiones de demanda peninsular realizadas por REE para el periodo 2001-2010, tomando como escenario más probable de los propuestos para el año 2001 el escenario central (véase cuadro 1).

**Cuadro 1: Previsiones de demanda en barras de central**

Evolución de la demanda anual: Escenarios central y extremos										
Demanda (TWh)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Escenario (*)										
Inferior	198	205	211	218	223	230	237	245	251	258
Central	<b>204</b>	213	220	227	233	240	247	255	262	269
Superior	209	219	226	233	240	247	254	262	269	277

Fuente: Boletín Estadístico de Energía Eléctrica, marzo 2001, REE y Ministerio de Economía  
(\*) Crecimiento medio anual de la demanda en el periodo 2001-2010

- Escenario inferior: 2,9%
- Escenario central: 3,3%
- Escenario superior: 3,6%

## **Potencia máxima**

La potencia máxima adoptada en el ejercicio tarifario 2001 coincide con la previsión de demanda máxima de potencia de REE para el año 2001 del escenario superior. Según la información proporcionada por REE, la punta extrema alcanzará los 36.700 MW (valor que corresponde a los meses de invierno del escenario superior).

**Cuadro 2: Previsiones de potencia máxima**

Previsión de puntas extremas: Escenario superior										
Punta (MW)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Invierno (*)	36.700	37.400	38.500	39.300	40.300	41.300	42.500	43.400	44.500	45.300
Verano	32.100	33.500	36.400	36.000	37.000	38.100	39.300	40.600	41.700	43.000

Fuente: Boletín Estadístico de Energía Eléctrica (marzo 2001) REE y Ministerio de Economía

(\*) Los datos de invierno corresponden al periodo comprendido entre noviembre del año en curso y marzo del año siguiente

## **Demanda en consumo**

El crecimiento de la demanda en consumo considerado es la tasa de variación, en términos de media móvil de doce meses correspondiente al mes de marzo (3,6 %), último mes del que se tiene información de consumos completa (véase cuadro 3).

Se ha aplicado la misma tasa de crecimiento de la demanda uniforme por niveles de tensión, debido a la falta de información para establecer una diferenciación más específica por niveles de tensión.

**Cuadro 3: Previsión de demanda en consumo**

Evolución de la demanda en consumo (*)						
Fecha	BT	MT	AT	Total	% variación s/acumulado año	Media móvil
1/1/00	7.833	4.191	3.292	15.316	6,8%	6,1%
1/2/00	7.239	4.232	3.104	14.575	6,5%	5,9%
1/3/00	7.002	4.536	3.573	15.111	7,4%	6,3%
1/4/00	6.386	4.068	3.459	13.912	7,0%	6,3%
1/5/00	6.425	4.560	3.606	14.591	6,9%	6,4%
1/6/00	6.344	4.810	3.512	14.666	6,7%	6,2%
1/7/00	6.658	4.980	3.391	15.030	6,3%	6,0%
1/8/00	6.572	4.342	3.408	14.322	6,3%	6,1%
1/9/00	6.394	4.704	3.509	14.607	6,3%	6,1%
1/10/00	6.735	4.557	3.634	14.926	6,2%	6,1%
1/11/00	7.075	4.441	3.367	14.883	6,0%	5,8%
1/12/00	7.796	4.115	3.243	15.154	5,5%	5,5%
1/1/01	8.008	4.448	3.394	15.850	3,5%	5,2%
1/2/01	7.013	4.069	3.103	14.186	0,5%	4,5%
<b>1/3/01</b>	<b>7.226</b>	<b>4.345</b>	<b>3.413</b>	<b>14.984</b>	<b>0,0%</b>	<b>3,6%</b>

Fuente: CNE

(\*)Se excluyen Consumos Propios y Conexiones Internacionales

### **Potencia contratada**

El supuesto para elevar los datos de potencia contratada del año 2000, proporcionadas por las empresas distribuidoras, al año 2001 es que evoluciona de la misma manera que la potencia facturada, dado que es la única variable de potencia de la que tiene información histórica.

En consecuencia, se ha supuesto un incremento del 2,8% en la potencia contratada para todos los niveles de tensión, debido a que la elevada volatilidad de las tasas de variación por nivel de tensión de los últimos años dificulta establecer variaciones específicas por nivel de tensión.

Este valor (2,8%) es el incremento medio de la potencia facturada de los diez últimos años, es decir, en el periodo comprendido entre 1991-2000. Los resultados obtenidos se muestran en el cuadro 4.

**Cuadro 4: Evolución de la potencia facturada.**

Año	NT0		NT1		NT2		NT3		NT4		Total	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
1990	72.284		12.651		2.540		1.475		920		90.790	
1991	74.970	3,7	13.066	3,3	2.588	1,9	1.469	-0,4	855	-7,1	93.801	3,3
1992	77.742	3,7	13.362	2,3	2.567	-0,8	1.352	-7,9	777	-9,1	96.576	3,0
1993	79.907	2,8	13.151	-1,6	2.472	-3,7	1.237	-8,5	820	5,6	98.407	1,9
1994	82.047	2,7	13.411	2,0	2.397	-3,0	1.260	1,9	876	6,8	100.866	2,5
1995	83.521	1,8	14.206	5,9	2.203	-8,1	1.133	-10,1	883	0,8	102.828	1,9
1996	85.976	2,9	15.034	5,8	2.170	-1,5	1.040	-8,2	799	-9,4	105.820	2,9
1997	88.200	2,6	14.524	-3,4	2.540	17,0	1.361	30,9	1.148	43,6	108.921	2,9
1998	86.133	-2,3	16.041	10,4	3.648	43,6	1.836	34,8	1.644	43,2	110.192	1,2
1999	93.788	8,9	15.944	-0,6	2.731	-25,2	1.584	-13,7	1.479	-10,0	116.435	5,7
2000	97.095	3,5	16.343	2,5	2.670	-2,2	1.514	-4,4	1.444	-2,4	120.003	3,1
2001												<b>2,8</b>

Fuente: CNE

### ***Número de clientes***

Para estimar el número de clientes del año 2001 se ha imputado la tasa medida de crecimiento de los tres últimos años (2,4 %), sobre el número de clientes del año 2000. Al igual que ocurre con el consumo y la potencia, dada la variabilidad de tasas de crecimiento por nivel de tensión (véase cuadro 5) y la falta de información que justifique variaciones específicas, se ha supuesto el mismo crecimiento medio por niveles de tensión.

**Cuadro 5: Evolución del número de clientes**

Año	NT0		NT1		NT2		NT3		NT4		Total	
	Nº Clientes	%	Nº Clientes	%	Nº Clientes	%	Nº Clientes	%	Nº Clientes	%	Nº Clientes	%
1990	17.527.771		44.585		830		103		20		17.573.309	
1991	17.788.791	1,5	46.094	3,4	851	2,6	99	-3,6	21	4,1	17.835.856	1,5
1992	18.139.956	2,0	47.961	4,1	868	2,0	110	11,1	23	9,0	18.188.918	2,0
1993	18.372.392	1,3	49.135	2,4	877	1,0	107	-3,3	28	19,4	18.422.538	1,3
1994	18.676.940	1,7	50.720	3,2	882	0,6	107	0,2	30	8,4	18.728.678	1,7
1995	18.879.386	1,1	52.560	3,6	873	-0,9	101	-5,3	30	-0,8	18.932.951	1,1
1996	19.239.900	1,9	54.805	4,3	895	2,4	100	-0,6	28	-5,0	19.295.728	1,9
1997	19.603.223	1,9	59.217	8,1	935	4,6	113	12,9	33	16,5	19.663.522	1,9
1998	20.023.214	2,1	62.172	5,0	965	3,1	121	7,0	38	15,9	20.086.510	2,2
1999	20.443.276	2,1	65.712	5,7	1.015	5,2	138	13,8	52	36,2	20.510.193	2,1
2000	20.968.207	2,6	69.422	5,6	1.069	5,3	155	12,4	61	17,0	21.038.913	2,6
2001												<b>2,4</b>

Fuente: CNE

### **Conceptos de Coste: cuantías consideradas en la asignación**

Los niveles de coste considerados, en el reparto de los costes totales de acceso entre todos los suministros, son los del RD 3490/2000 por el que se establece la Tarifa Eléctrica para el año 2001 e información que acompañó a la Propuesta de RD de tarifa eléctrica 2001.

El siguiente cuadro describe cada uno de los costes para establecer tarifas de acceso y su correspondiente cuantía para el año 2001 (ver cuadro 6), así como la estimación de la cuantía correspondiente a la Prima de Régimen Especial.

**Cuadro 6: Conceptos de costes para establecer tarifas de acceso. Año 2001**

<b>Conceptos de costes</b>	<b>MPTA</b>	<b>%</b>
Transporte	96.809	11%
Distribución	440.560	51%
Gestión Comercial de clientes de acceso	21.207	2%
CTC's	116.356	13%
Prima del Régimen Especial (1)	118.396	14%
Resto de Costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento	77.543	9%
<b>Total</b>	<b>870.871</b>	<b>100%</b>

Fuentes: RD 3490/2000, Ministerio de Economía y elaboración propia

(1) La cuantía asignada a la Prima de Régimen Especial se ha calculado como el producto de la prima media de régimen especial (3,80 PTA/kWh) por la generación prevista de Régimen Especial para el año 2001 (31.158 GWh). Así

mismo, la prima media de Régimen Especial se ha obtenido descontando del precio por kWh asignado al Régimen Especial (9,70), el precio de mercado de la energía (4,90), el de la garantía de potencia (0,80) y el de los servicios complementarios (0,20). Esto es,  $(9,70 - 4,90 - 0,80 - 0,20) \times 31.158 \text{ GWh} = 118.396 \text{ MPTA}$ .



## **ANEXO 2: Asignación de costes de Transporte y Distribución por grupos y periodos tarifarios**

## **ANEXO 2: ASIGNACIÓN DE COSTES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN**

### **A) Asignación de costes de transporte y distribución por niveles de tensión**

En el epígrafe tres del informe se resumen las principales características de la metodología propuesta por la CNE para asignar los costes de las redes.

La variable utilizada para el reparto de los costes de transporte y distribución por niveles de tensión es la potencia en punta de cada nivel de tensión. A continuación se presentan los pasos seguidos para el cálculo de esta variable, así como del resto de variables implicadas en el desarrollo del modelo, mostrando tanto la formulación matemática como los resultados concretos obtenidos para el ejercicio 2001, según la información facilitada a la CNE por las empresas transportistas y distribuidoras.

#### **I) Participación en la punta máxima del sistema por niveles de tensión**

Se establece la punta del sistema en las horas correspondientes al periodo tarifario 1 de la modalidad de seis periodos calculando, para cada una de dichas horas, la participación de cada nivel de tensión en la punta. Dicho cálculo se ha realizado mediante la agregación por niveles de tensión de las curvas de carga horarias de consumo de los distintos grupos tarifarios, elevadas por las correspondientes pérdidas, obteniendo así la demanda de cada nivel de tensión correspondiente a las horas de punta del sistema.

Los datos de las curvas de carga horarias corresponden al año 2001<sup>1</sup>. Las participaciones en las horas de punta de demanda de cada nivel de tensión "i" obtenidas para el año 2001 son las siguientes.

Participación en la punta (%)					
Transporte	Distribución				Total
NT4	NT3	NT2	NT1	NT0	T+D
4,34%	4,50%	6,49%	27,49%	57,18%	100%

## II) Potencia en punta del sistema por niveles de tensión

Tomando como referencia la previsión de REE de la punta extrema para el año 2001 ( $P_{\max} = 36,7 \text{ GW}$ )<sup>2</sup> y utilizando los porcentajes de participación en la punta anteriores, se obtiene la potencia en punta de cada nivel de tensión "i":

$$P_i = C_i \cdot P_{\max} \quad \forall i, i=0, \dots, 4$$

Siendo  $C_i$  la participación en la punta del nivel de tensión "i".

Potencia punta del sistema por NT Año 2001 (GW)					
Transporte	Distribución				Total
NT4	NT3	NT2	NT1	NT0	T+D
1,59	1,65	2,38	10,09	20,98	36,70

<sup>1</sup> En el Anexo 3 del informe se explica la obtención de curvas de carga por grupos tarifarios a partir de la información disponible del Sistema de Liquidaciones del año 2000. Dichas curvas de carga horarias agregadas por niveles de tensión han sido elevadas homotéticamente al año 2001.

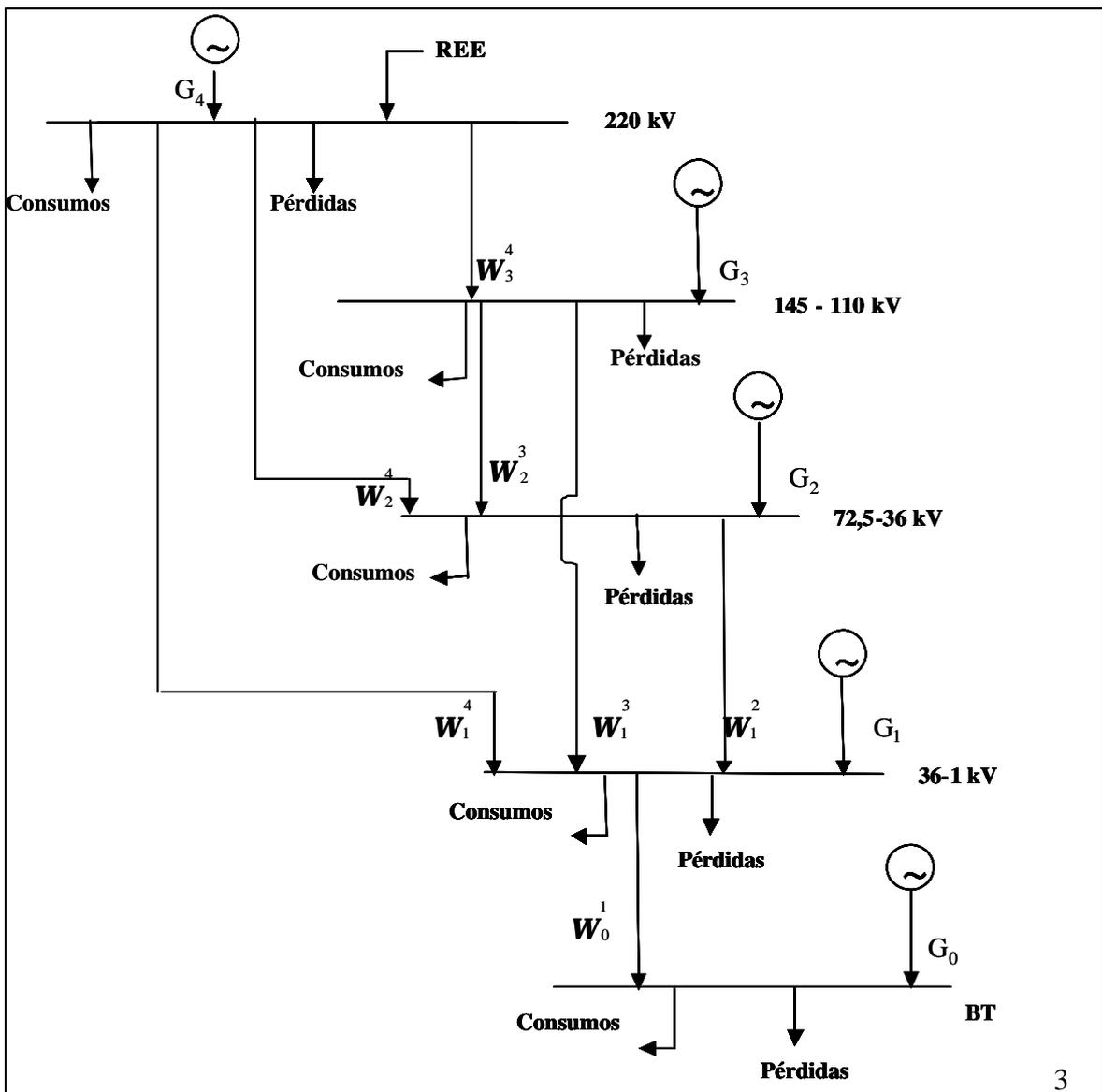
<sup>2</sup> La asignación resultante de costes de transporte y distribución por NT no se ve afectada por el valor concreto de potencia máxima que sea considerado

### III) Potencias de diseño por niveles de tensión

La potencia de diseño de la red correspondiente al nivel de tensión "i" es función de la potencia en punta del propio nivel de tensión y de las potencias en punta de niveles de tensión inferiores ponderadas según la utilización de la red "i".

Para ponderar el uso de cada red por niveles de tensión se parte del modelo de balance de energía correspondiente al año 1999, según la información proporcionada a la CNE por las empresas transportistas y distribuidoras.

#### MODELO DE RED



Según dicha información, el diseño de la red de cada nivel de tensión  $i$  depende tanto de la energía que transita desde niveles de tensión anteriores  $j$  ( $w_j^i$ ) como de las entradas de energía que se incorporan (autoproducción, conexión con otras empresas y generación propia) en cada nivel de tensión ( $G_i$ ).

Por tanto, las potencias de diseño en cada nivel de tensión ( $P_d^i$ ) serán las siguientes.

- NT0 (< 1kV):

$$P_d^0 = P_0 \quad ; \quad \text{siendo } P_0 \text{ la potencia en punta en el NT0 (<1kV)}$$

- NT1 (1-36 kV):

$$P_d^1 = P_1 + \left( \frac{w_0^1}{w_0^1 + G_0} \right) P_0 \quad ; \quad \text{siendo } \left( \frac{w_0^1}{w_0^1 + G_0} \right) \text{ la ponderación del uso de la red}$$

NT1 para suministros conectados en NT0: porcentaje (en tanto por uno) de energía que llega al nivel de tensión 0 procedente del nivel de tensión 1.

- NT2 (36-72,kV):

$$P_d^2 = P_2 + \left( \frac{w_1^2}{w_1^4 + w_1^3 + w_1^2 + G_1} \right) P_1 + \left( \frac{w_1^2}{w_1^4 + w_1^3 + w_1^2 + G_1} \right) \left( \frac{w_0^1}{w_0^1 + G_0} \right) P_0$$

- NT3 (72,5-145 kV):

$$\begin{aligned}
 P_d^3 = & P_3 + \left( \frac{W_2^3}{W_2^4 + W_2^3 + G_2} \right) P_2 + \\
 & + \left( \frac{W_1^3}{W_1^4 + W_1^3 + W_1^2 + G_1} + \left( \frac{W_1^2}{W_1^4 + W_1^3 + W_1^2 + G_1} \cdot \frac{W_2^3}{W_2^4 + W_2^3 + G_2} \right) \right) P_1 + \\
 & + \left( \left( \frac{W_1^3}{W_1^4 + W_1^3 + W_1^2 + G_1} \cdot \frac{W_0^1}{W_0^1 + G_0} \right) + \left( \frac{W_1^2}{W_1^4 + W_1^3 + W_1^2 + G_1} \cdot \frac{W_2^3}{W_2^4 + W_2^3 + G_2} \cdot \frac{W_0^1}{W_0^1 + G_0} \right) \right) P_0
 \end{aligned}$$

- NT4 (>145kV):

$$\begin{aligned}
 P_d^4 = & P_4 + \left( \frac{W_3^4}{W_3^4 + G_3} \right) P_3 + \left( \frac{W_2^4}{W_2^4 + W_2^3 + G_2} + \left( \frac{W_2^3}{W_2^4 + W_2^3 + G_2} \cdot \frac{W_3^4}{W_3^4 + G_3} \right) \right) P_2 + \\
 & + \left( \frac{W_1^4}{W_1^4 + W_1^3 + W_1^2 + G_1} + \left( \frac{W_1^3}{W_1^4 + W_1^3 + W_1^2 + G_1} \cdot \frac{W_3^4}{W_3^4 + G_3} \right) + \right. \\
 & \left. \frac{W_1^2}{W_1^4 + W_1^3 + W_1^2 + G_1} \cdot \frac{W_2^4}{W_2^4 + W_2^3 + G_2} + \left( \frac{W_1^2}{W_1^4 + W_1^3 + W_1^2 + G_1} \cdot \frac{W_2^3}{W_2^4 + W_2^3 + G_2} \cdot \frac{W_3^4}{W_3^4 + G_3} \right) \right) P_1 + \\
 & + \left( \left( \frac{W_1^4}{W_1^4 + W_1^3 + W_1^2 + G_1} \cdot \frac{W_0^1}{W_0^1 + G_0} \right) + \left( \frac{W_1^3}{W_1^4 + W_1^3 + W_1^2 + G_1} \cdot \frac{W_3^4}{W_3^4 + G_3} \cdot \frac{W_0^1}{W_0^1 + G_0} \right) + \right. \\
 & \left. \left( \frac{W_1^2}{W_1^4 + W_1^3 + W_1^2 + G_1} \cdot \frac{W_2^4}{W_2^4 + W_2^3 + G_2} \cdot \frac{W_0^1}{W_0^1 + G_0} \right) + \right. \\
 & \left. \left( \frac{W_1^2}{W_1^4 + W_1^3 + W_1^2 + G_1} \cdot \frac{W_2^3}{W_2^4 + W_2^3 + G_2} \cdot \frac{W_3^4}{W_3^4 + G_3} \cdot \frac{W_0^1}{W_0^1 + G_0} \right) \right) P_0
 \end{aligned}$$

Se obtienen las siguientes ponderaciones del uso de las redes de cada nivel de tensión por suministros conectados en niveles inferiores de tensión, a partir de la información de flujos de energía correspondientes a 1999, facilitada por las empresas transportistas y distribuidoras.

Ponderaciones de potencias en punta para el cálculo de la potencia de diseño por NT		
Pd <sub>4</sub>	100%	P <sub>4</sub>
	78,7%	P <sub>3</sub>
	77,05%	P <sub>2</sub>
	72,65%	P <sub>1</sub>
	72,61%	P <sub>0</sub>
Pd <sub>3</sub>	100%	P <sub>3</sub>
	34,61%	P <sub>2</sub>
	46,70%	P <sub>1</sub>
	46,68%	P <sub>0</sub>
Pd <sub>2</sub>	100%	P <sub>2</sub>
	44,92%	P <sub>1</sub>
	44,90%	P <sub>0</sub>
Pd <sub>1</sub>	100%	P <sub>1</sub>
	99,9%	P <sub>0</sub>
Pd <sub>0</sub>	100%	P <sub>0</sub>

Aplicando dichos coeficientes de ponderación a las correspondientes potencias en punta de cada nivel de tensión para el año 2001, se obtienen las correspondientes potencias de diseño por niveles de tensión para el año 2001.

Potencia de diseño (GW). Año 2001				
Transporte	Distribución			
NT4	NT3	NT2	NT1	NT0
27,30	16,98	16,34	31,06	20,98

#### IV) Retribución total por nivel de tensión:

Los niveles de costes de transporte y distribución a repartir entre los usuarios de la red son las correspondientes retribuciones reconocidas anualmente en los RD de tarifas. En particular, para el año 2001 el RD 3490/2000 fija los costes

de transporte y distribución en 96.809 y 440.560 millones de pesetas, respectivamente (581,83 y 2.647,82 millones de euros, respectivamente).

Los costes totales de la actividad de distribución se reparten entre las redes de los distintos niveles de tensión, según la estructura de costes de distribución del año 2000, información proporcionada por las empresas transportistas y distribuidoras. Dicha estructura de costes se obtiene de la contabilidad analítica de las empresas. Los porcentajes de costes de distribución para cada nivel de tensión son los siguientes.

Distribución				
NT3	NT2	NT1	NT0	Total
11,7%	8,5%	33,1%	46,6%	100%

Los porcentajes anteriores ( $Z_i$ ) aplicados al total de la retribución de la distribución ( $D$ ) del año 2001, muestran el siguiente reparto de costes de redes por niveles de tensión ( $R_i$ ).

$$R_i = D \cdot Z_i \quad \forall i=0,1...4$$

Costes T+D por NT (MPTA). Año 2001					
Transporte	Distribución				
NT4	NT3	NT2	NT1	NT0	Total
96.809	51.653	37.438	145.956	205.514	440.560

Costes T+D por NT (M€). Año 2001					
Transporte	Distribución				
NT4	NT3	NT2	NT1	NT0	Total
581,83	310,44	225,01	877,21	1.235,16	2.647,82

## V) Coste unitario por potencia de diseño de cada nivel de tensión

Se calcula el coste unitario por potencia de diseño de cada nivel de tensión ( $C_u^i$ ) como el cociente entre el coste asignado a cada nivel de tensión ( $R_i$ ) y la potencia de diseño correspondiente a dicha red ( $P_d^i$ ).

Coste unitario por potencia de diseño (PTA/kW) (cent €/kW)				
Transporte	Distribución			
NT4	NT3	NT2	NT1	NT0
$C_u^4 = R_4 / P_d^4$	$C_u^3 = R_3 / P_d^3$	$C_u^2 = R_2 / P_d^2$	$C_u^1 = R_1 / P_d^1$	$C_u^0 = R_0 / P_d^0$

Los costes unitarios por potencia de diseño de cada tramo de la red de transporte y distribución para el año 2001 son los siguientes:

Coste unitario por potencia de diseño (PTA/kW)				
Transporte	Distribución			
NT4	NT3	NT2	NT1	NT0
3.547	3.042	2.292	4.699	9.794

Coste unitario por potencia de diseño (cent €/kW)				
Transporte	Distribución			
NT4	NT3	NT2	NT1	NT0
2.132	1.828	1.378	2.824	5.886

## VI) Coste total unitario por potencia de uso de cada nivel de tensión

Todo consumidor debe pagar los costes de las redes que utiliza para su suministro. En este sentido, se calcula para cada usuario de la red  $i$ , su coste por uso de la red de transporte y distribución ( $C_{TDi}^U$ ) acumulando al coste

unitario por potencia de diseño de la red  $i$ , los costes unitarios de las redes superiores ponderadas por el uso de cada tramo de red que utiliza para su suministro, según la información proporcionada por las empresas transportistas y distribuidoras del balance energético del año 1999.

$$\text{NT0: } C_{TD0}^u = \frac{R_4 \cdot (Ia + rqa + bpa + bgqa)}{P_d^4} + \frac{R_3 \cdot (ra + bga)}{P_d^3} + \frac{R_2 \cdot (ba)}{P_d^2} + \frac{R_1 \cdot (a)}{P_d^1} + \frac{R_0}{P_d^0}$$

$$\text{NT1: } C_{TD1}^u = \frac{R_4 \cdot (I + rq + bp + bgq)}{P_d^4} + \frac{R_3 \cdot (r + bg)}{P_d^3} + \frac{R_2 \cdot (b)}{P_d^2} + \frac{R_1}{P_d^1}$$

$$\text{NT2: } C_{TD2}^u = \frac{R_4 \cdot (p + gq)}{P_d^4} + \frac{R_3 \cdot (g)}{P_d^3} + \frac{R_2}{P_d^2}$$

$$\text{NT3: } C_{TD3}^u = \frac{R_4 \cdot (q)}{P_d^4} + \frac{R_3}{P_d^3}$$

$$\text{NT4: } C_{TD4}^u = \frac{R_4}{P_d^4}$$

Siendo:

$$a = \left( \frac{W_0^1}{W_0^1 + G_0} \right) \quad b = \left( \frac{W_1^2}{W_1^4 + W_1^3 + W_1^2 + G_1} \right) \quad g = \left( \frac{W_2^3}{W_2^4 + W_2^3 + G_2} \right)$$

$$r = \left( \frac{W_1^3}{W_1^4 + W_1^3 + W_1^2 + G_1} \right) \quad q = \left( \frac{W_3^4}{W_3^4 + G_3} \right) \quad p = \left( \frac{W_2^4}{W_2^4 + W_2^3 + G_2} \right)$$

$$I = \left( \frac{W_1^4}{W_1^4 + W_1^3 + W_1^2 + G_1} \right)$$

Los correspondientes costes unitarios por potencia de uso de cada nivel de tensión para el año 2001 son los siguientes:

Coste total unitario por potencia de uso (PTA/kW). Año 2001				
Transporte	Distribución			
NT4	NT3	NT2	NT1	NT0
3.547	5.833	6.077	9.725	19.514

Coste total unitario por potencia de uso (cent €/kW). Año 2001				
Transporte	Distribución			
NT4	NT3	NT2	NT1	NT0
2.132	3.506	3.652	5.845	11.728

### VII) Coste de transporte y distribución a asignados a los distintos niveles de tensión

La asignación resultante de los costes de transporte y distribución por niveles de tensión se obtiene de multiplicar los costes totales unitarios por potencia de uso de cada nivel de tensión por su correspondiente potencia en punta ( $C_{TDi}^u \cdot P_i$ ).

Asignación del coste de transporte y distribución por niveles de tensión (MPTA) (M€)					
$C_{TD}$	Transporte	Distribución			
	NT4	NT3	NT2	NT1	NT0
$C_{TD4}$	$C_{u4} \cdot P_4$				
$C_{TD3}$	$C_{u4} \cdot \theta P_3 +$	$C_{u3} \cdot P_3$			
$C_{TD2}$	$C_{u4} \cdot (\pi + \gamma \theta) P_2 +$	$C_{u3} \cdot \gamma P_2 +$	$C_{u2} \cdot P_2$		
$C_{TD1}$	$C_{u4} \cdot (\lambda + \rho \theta + \beta \pi + \beta \gamma \theta) P_1 +$	$C_{u3} \cdot (\rho + \beta \gamma) P_1 +$	$C_{u2} \cdot \beta P_1 +$	$C_{u1} \cdot P_1$	
$C_{TD0}$	$C_{u4} \cdot (\lambda \alpha + \rho \theta \alpha + \beta \pi \alpha + \beta \gamma \theta \alpha) P_0 +$	$C_{u3} \cdot (\rho \alpha + \beta \gamma \alpha) P_1 +$	$C_{u2} \cdot (\beta \alpha) P_1 +$	$C_{u1} \cdot \alpha P_1 +$	$C_{u0} \cdot P_0$
Total(T+D)	$\Sigma = R_4$	$\Sigma = R_3$	$\Sigma = R_2$	$\Sigma = R_1$	$\Sigma = R_0$

La asignación de los costes de transporte y distribución por niveles de tensión correspondiente al año 2001 es la siguiente:

Asignación del coste de transporte y distribución por niveles de tensión (MPTA)					
Año 2001					
C <sub>TD</sub>	Transporte	Distribución			
	NT4	NT3	NT2	NT1	NT0
5.648	5.648				
9.625	4.606	5.019			
14.483	6.513	2.509	5.461		
98.136	26.002	14.334	10.387	47.413	
409.478	54.041	29.791	21.589	98.543	205.514
537.369	96.809	51.653	37.438	145.956	205.514

Asignación del coste de transporte y distribución por niveles de tensión (M€)					
Año 2001					
C <sub>TD</sub>	Transporte	Distribución			
	NT4	NT3	NT2	NT1	NT0
33,95	33,95				
57,85	27,68	30,16			
87,04	39,14	15,08	32,82		
589,81	156,28	86,15	62,43	284,96	
2.461,01	324,79	179,05	129,75	592,26	1.235,16
3.229,65	581,83	310,44	225,01	877,21	1.235,16

## B) Asignación de costes de Transporte y Distribución en diferentes niveles de tensión según periodos tarifarios

Una vez asignados los distintos costes de transporte y distribución por niveles de tensión se procede a diferenciar la imputación de los costes por periodos tarifarios. La asignación de los costes de redes según los distintos periodos

tarifarios se efectúa diferenciando el coste unitario por potencia equivalente de cada nivel de tensión según distintos coeficientes horarios ( $K_b$ ).

### VIII) Cálculo de coeficientes $K_b$

Para el cálculo de los coeficientes  $K_b$ , que discriminan el coste unitario de las redes según distintos periodos tarifarios, se calcula, para cada grupo tarifario del Real Decreto 1164/2001 (t), los cocientes ( $P_{\max j}^t / P_{\max}$ ) entre la potencia máxima de cada periodo tarifario "j" y la potencia máxima del sistema, según información de REE sobre la monótona del sistema del año 2000. Posteriormente, se normalizan los valores resultantes de dichos cocientes, obteniéndose así los  $K_b$  por grupo y periodo tarifario.

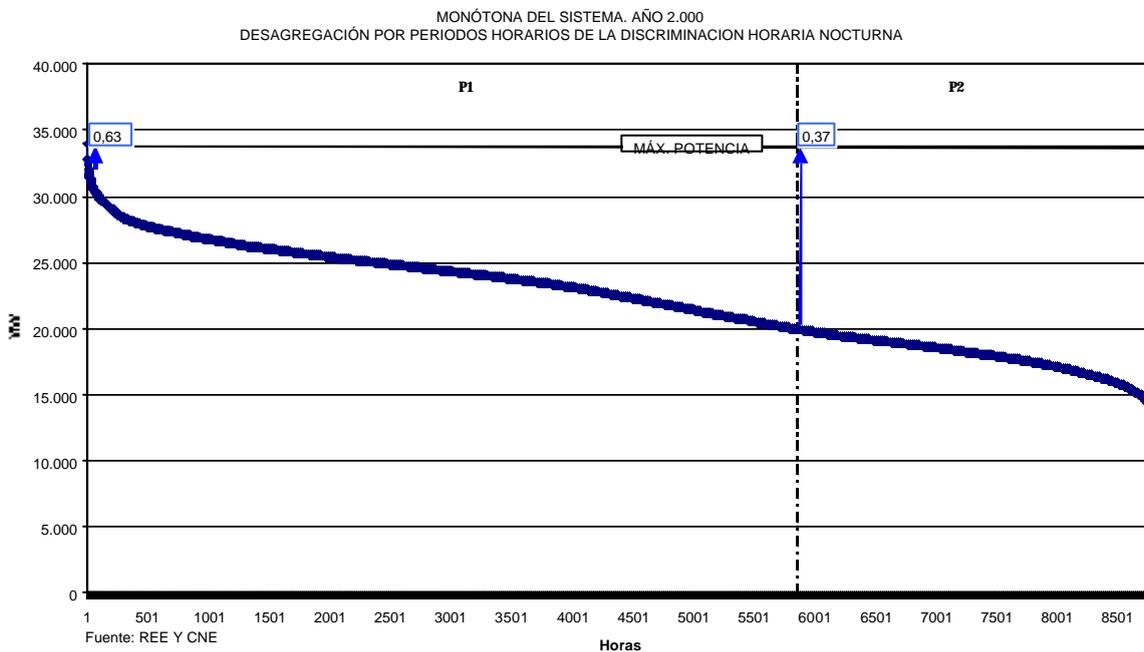
Ejemplo: Cálculo de  $K_b$  para el grupo tarifario "t":

Periodos tarifarios	$P_{\max j}^t / P_{\max}$ del sistema	$K_{b_j}^t$
1	$P_1^t / P_{\max}$	$(P_1^t / P_{\max}) / A$
2	$P_2^t / P_{\max}$	$(P_2^t / P_{\max}) / A$
3	$P_3^t / P_{\max}$	$(P_3^t / P_{\max}) / A$
4	$P_4^t / P_{\max}$	$(P_4^t / P_{\max}) / A$
5	$P_5^t / P_{\max}$	$(P_5^t / P_{\max}) / A$
6	$P_6^t / P_{\max}$	$(P_6^t / P_{\max}) / A$
	$\Sigma = A$	$\Sigma = 1$

Los valores resultantes de los  $K_b$  para todos los grupos tarifarios del Real Decreto 1164/2001 son los siguientes:

Coeficientes de ponderación de potencias por grupo y periodos tarifarios (Kb)						
Grupos tarifarios	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
De un periodo: DH1	1,00					
De dos periodos: DH2	0,630	0,370				
De tres periodos: DH3	0,425	0,326	0,249			
De seis periodos: DH6	0,210	0,171	0,162	0,158	0,153	0,145

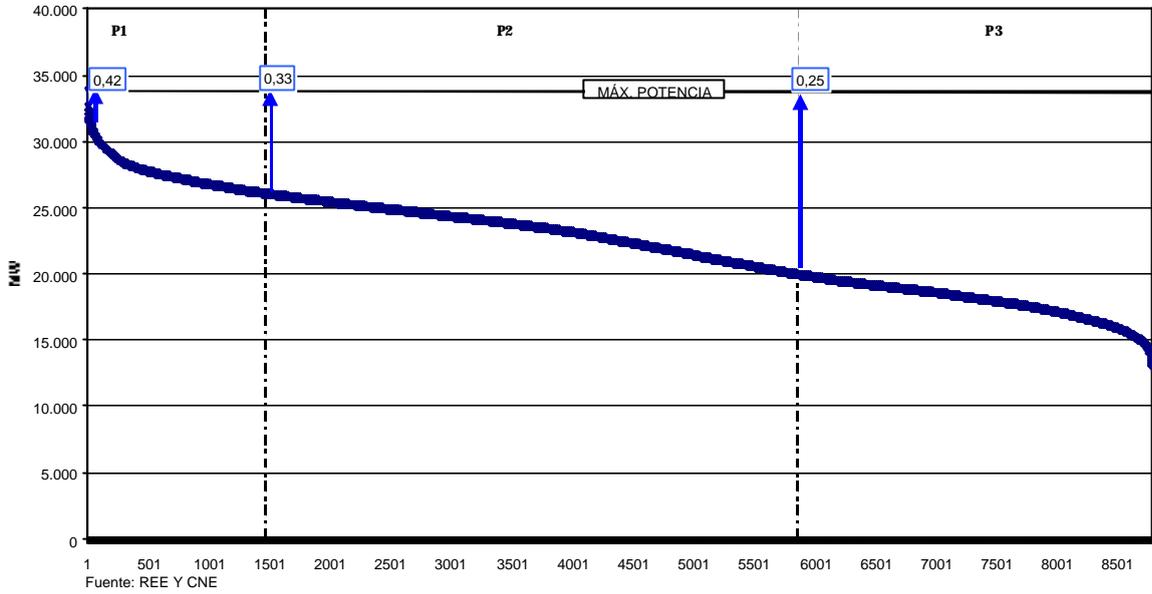
En los siguientes gráficos se muestran los Kb asociados a cada grupo tarifario (de dos, tres y seis periodos) respecto a la monótona del sistema del año 2000<sup>3</sup>.



→ Kb: COEFICIENTE DE POTENCIA MAXIMA POR PERIODO HORARIO (Potencia máxima del periodo correspondiente respecto a la máxima potencia del sistema)

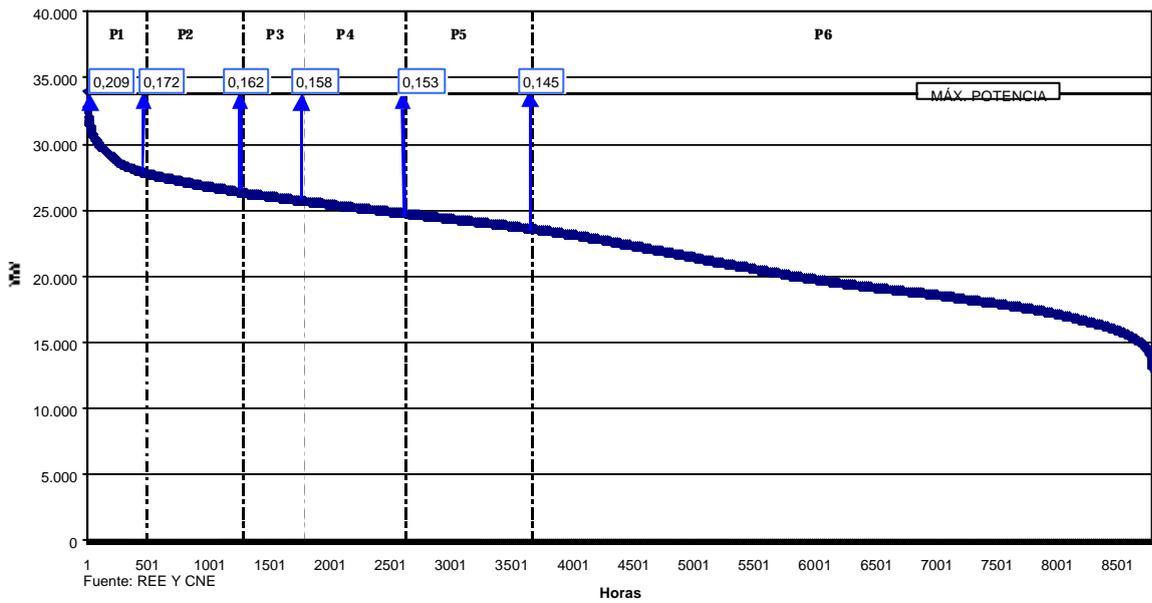
<sup>3</sup> Se han calculado los Kb para los años 1996-2000, observándose estabilidad en los resultados obtenidos durante el periodo analizado en todos los años.

MONÓTONA DEL SISTEMA. AÑO 2.000  
DESAGREGACIÓN POR PERIODOS HORARIOS DE LA DISCRIMINACION HORARIA EN TRES PERIODOS



**Kb: COEFICIENTE DE POTENCIA MAXIMA POR PERIODO HORARIO** (Potencia máxima del periodo correspondiente respecto a la máxima potencia del sistema)

MONÓTONA DEL SISTEMA. AÑO 2.000  
DESAGREGACIÓN POR PERIODOS HORARIOS DE LA DISCRIMINACION HORARIA EN SEIS PERIODOS



**Kb: COEFICIENTE NORMALIZADO DE POTENCIA MAXIMA POR PERIODO TARIFARIO** (Potencia máxima del periodo correspondiente respecto a la máxima potencia del sistema)

## IX) Potencia equivalente

La potencia equivalente de un grupo tarifario "t" se define como la suma ponderada de las potencias contratadas en cada periodo tarifario "j" y grupo tarifario "t" ( $P_{cj}^t$ ).

$$P_e^t = \sum_{j=1}^N K_{bj}^t \cdot P_{cj}^t$$

Siendo:

t= grupo tarifario correspondiente (los 8 grupos tarifarios del RD 1164/2001)

j= periodo tarifario

N=1,2,3 ó 6, dependiendo del grupo tarifario

Los datos de potencias contratadas por periodos tarifarios del Real Decreto 1164/2001 correspondientes al año 2000 han sido facilitados por las empresas transportistas y distribuidoras.

## X) Coste Unitario por potencia equivalente y grupo tarifario

Dicho coste unitario se define, para cada grupo tarifario t, por el cociente entre el coste de transporte y distribución total asignado por nivel de tensión y grupo tarifario y la potencia equivalente de cada grupo tarifario.

$$C^t = C_{TD}^t / P_e^t$$

Siendo  $C_{TD}^t$  la asignación de costes de transporte y distribución por grupo tarifario. (Véase el punto VII del presente Anexo).

Los costes unitarios por potencia equivalente y grupo tarifario correspondientes al año 2001 son los siguientes.

Grupo tarifario		Coste Unitario por potencia equivalente Año 2001	
Nivel de tensión	Discriminación horaria	(PTA/kW)	(cent €/ kW)
NT0	DH1	3.498	2.102
	DH2	4.846	2.913
	DH3	5.946	3.574
NT1	DH3	4.566	2.744
	DH6	5.521	3.318
NT2	DH6	4.758	2.860
NT3	DH6	4.644	2.791
NT4	DH6	1.993	1.198

#### **XI) Costes totales de transporte y distribución asignados por niveles de tensión y periodos tarifarios.**

Finalmente, la asignación de los costes de transporte y distribución en cada periodo y grupo tarifario es el resultado de multiplicar, para cada grupo tarifario "t", la potencia contratada de cada periodo "j" por el coste unitario por potencia equivalente ponderado por el correspondiente coeficiente  $Kb_j^t$ . En definitiva, el coste de transporte y distribución del grupo tarifario "t" en el periodo "j" será, en PTA/kW contratado, el resultado de:

$$C^t \cdot K_{bj}^t \cdot P_{cj}^t$$

Las bolsas de costes de transporte y distribución en el año 2001, asignados según esta metodología, para cada grupo tarifario del Real Decreto 1164/2001, son las siguientes:

		Costes anuales de Transporte y Distribución asignados por NT y BH (MPTA) Año 2001					
Grupo tarifario		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	DH1	268.987					
	DH2	15.279	8.974				
	DH3	49.346	37.891	29.000			
NT1	DH3	8.149	6.422	5.003			
	DH6	15.649	12.982	12.863	12.650	12.278	12.140
NT2	DH6	2.625	2.184	2.363	2.309	2.426	2.576
NT3	DH6	1.438	1.245	1.620	1.590	1.884	1.847
NT4	DH6	947	782	948	925	1.007	1.039

		Costes anuales de Transporte y Distribución asignados por NT y BH (M € Año 2001)					
Grupo tarifario		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	DH1	1.616,64					
	DH2	91,83	53,93				
	DH3	296,58	227,73	174,29			
NT1	DH3	48,98	38,60	30,07			
	DH6	94,05	78,02	77,31	76,03	73,79	72,96
NT2	DH6	15,78	13,13	14,20	13,88	14,58	15,48
NT3	DH6	8,64	7,48	9,74	9,56	11,32	11,10
NT4	DH6	5,69	4,70	5,70	5,56	6,05	6,24



Comisión

Nacional

de Energía

## **ANEXO 3: Obtención de las curvas de carga horarias de consumo por grupos tarifarios**

## ÍNDICE

1. Introducción
2. Antecedentes
3. Fuentes de Información
4. Metodología para generar curvas de carga
  - 4.1. Curvas de Carga para Domésticos
  - 4.2. Curvas de Carga de grupos tarifarios con discriminación horaria tipo 1
  - 4.3. Curvas de Carga de grupos tarifarios con discriminación horaria tipo 2
  - 4.4. Curvas de Carga de grupos tarifarios con discriminación horaria tipo 3
  - 4.5. Curvas de Carga de grupos tarifarios con discriminación horaria tipo 4
  - 4.6. Curvas de Carga de grupos tarifarios con discriminación horaria tipo 5
  - 4.7. Curvas de Carga de grupos tarifarios con discriminación horaria tipo 6 y 7
  - 4.8. Curvas de Carga de Alumbrado Público
  - 4.9. Curvas de Carga de Tracciones
  - 4.10. Curvas de Carga de Riegos
5. Elaboración de curvas de carga 1998-2001
6. Elaboración de curvas de carga de grandes clientes. Año 2000.

## **1. Introducción**

Es fundamental en la asignación tanto de los costes de generación como de red entre los distintos suministros, conocer los perfiles de la demanda de los consumidores de electricidad.

Ahora bien, la disponibilidad actual de información, agregada por tarifa, condiciona la caracterización de grupos de consumidores y, por tanto, la forma de generar las curvas de carga. En definitiva, la generación de curvas de carga de los consumidores supone distribuir el consumo mensual de cada periodo entre el número de horas de dicho periodo.

En la primera parte del documento se citan distintos estudios realizados sobre la generación de curvas de carga que han sido tenidos en cuenta en la elaboración de curvas de carga de consumo. En segundo lugar se explica la metodología seguida para obtener las curvas de carga de cada una de las tarifas y la actualización para el periodo de información 1998-2001.

Por último se explica la elaboración de curvas de carga individuales para grandes consumidores así como la información que ha sido utilizada para la generación de las mismas.

## **2. Antecedentes**

Los principales proyectos para elaboración de curvas de carga son:

- Proyecto INDEL<sup>1</sup>
- Curvas de carga de OFICO
- Curvas de carga de UNESA

En 1988 surge el Proyecto INDEL, dirigido por REE, con el objetivo de analizar la evolución de la demanda eléctrica tanto a nivel global como por segmentos de uso de la electricidad.

Este proyecto, que permaneció vigente hasta 1997, permitió estimar la demanda del sistema en cualquier hora mediante el consumo de estos segmentos de consumidores, que representan el 51% de la potencia máxima demandada al sistema.

En 1993 OFICO<sup>2</sup> del elaboró las primeras curvas de carga por tarifa, basándose en la información suministrada por las empresas para realizar las compensaciones de mercado, con el objetivo de calcular el coste de cada una de las tarifas y por agrupación de éstas obtener la curva de carga por nivel de tensión para su uso en los Flujos de Energía y en la distribución de costes por nivel de tensión.

Por último en 1998, UNESA construyó sus propias curvas de carga de tarifas integrales, como parte de un estudio más general para establecer una nueva estructura tarifaria.

Todas estas referencias de metodología para establecer curvas de carga de consumidores han sido tenidas en cuenta en la generación de las curvas de carga presentadas en este informe.

---

<sup>1</sup> Véase "Proyecto INDEL: Atlas de la demanda Eléctrica Española", REE, 1998.

<sup>2</sup> Para mayor información ver el "Estudio sobre la Tarificación de la Energía Eléctrica – Apéndice 2: Obtención de las Curvas de Carga del Mercado", OFICO, Octubre 1993.

### **3. Fuentes de Información**

Para elaborar las curvas de carga presentadas en este informe se han analizado las fuentes de información disponible que se detallan a continuación.

En primer lugar, la principal fuente de información sobre consumos por clientes procede de la base de datos de Liquidaciones (SILAR, CNE), suministrada por las empresas para llevar a cabo el proceso de liquidaciones. Esta base de datos proporciona, por una parte, información sobre los consumos, potencias facturadas y facturaciones desagregada por empresa, tarifa, discriminación horaria y mes de consumo y, por otra, contiene información individualizada sobre el consumo, las potencias contratadas y la facturación de los clientes acogidos al complemento de interrumpibilidad, a la tarifa horaria de potencia y de los consumidores que acuden al mercado.

REE ha facilitado información relativa a la curva de carga horaria disponible de consumidores residenciales, correspondiente al año 1996, que ha servido para aplicar el perfil de carga de los consumidores acogidos a las tarifas 1.0, 2.0 y Empleados. No obstante, dicha información ha sido revisada porque no recoge adecuadamente el cambio en los hábitos de consumo de los consumidores domésticos en los últimos años, desde que se dejó de actualizar la información del proyecto INDEL.

Por otra parte, el Operador del Sistema, ha proporcionado las curvas de carga horaria de aquellos clientes que acudieron al mercado durante 1999, lo que ha permitido, en la medida de lo posible, comparar perfiles de carga de colectivos de consumidores con características similares. En particular, se ha incorporado esta información de consumidores correspondientes a tracciones.

Por último se han tenido en cuenta la metodología de las curvas de carga de OFICO y UNESA, en los años 1993 y 1997, respectivamente.

#### **4. Metodología para generar curvas de carga**

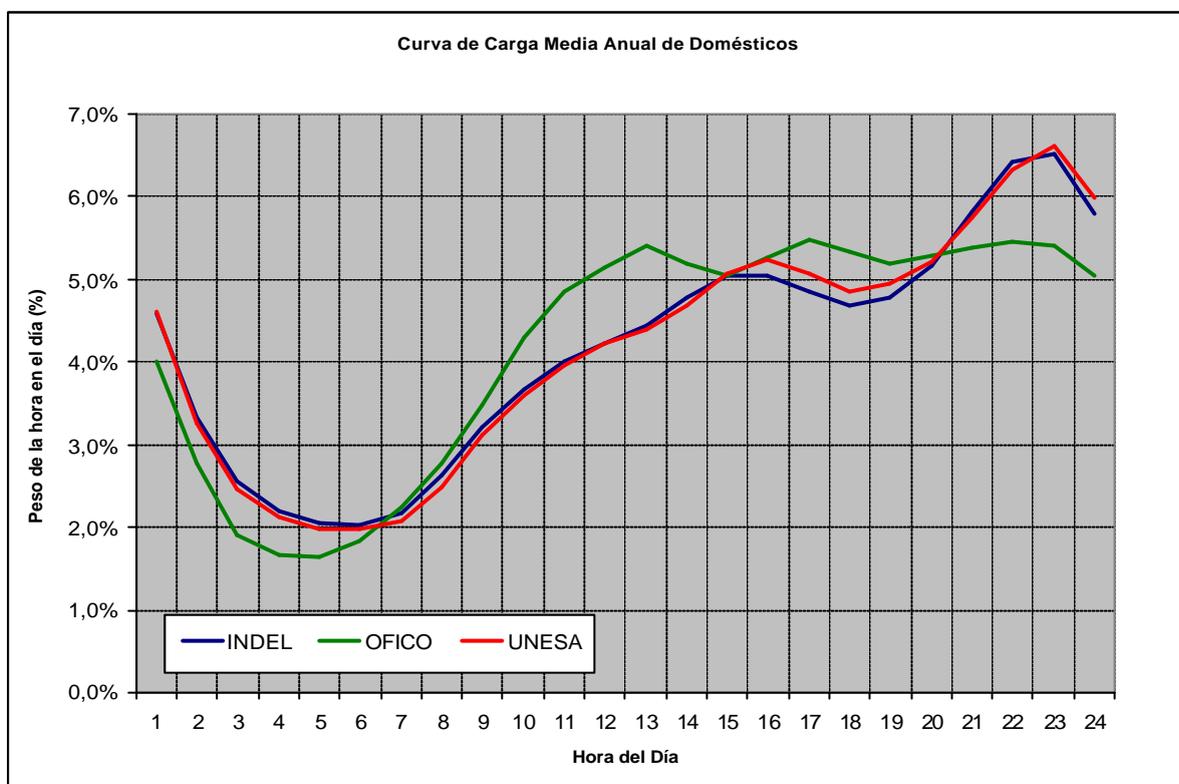
##### **4.1. Curvas de Carga para Domésticos (1.0, 2.0, 2.0 N y Empleados)**

Para elaborar las curvas de carga correspondiente a los clientes acogidos a las tarifas 1.0, 2.0, 2.0 N y Empleados, se han tenido en cuenta tres fuentes de información:

- Curvas de carga de residenciales del Proyecto INDEL, REE.
- Curvas de carga de domésticos generadas por OFICO
- Curvas de carga de domésticos generadas por UNESA

Una vez consultadas todas la fuentes de información disponibles, se ha optado por utilizar el perfil de consumo residencial de REE correspondiente al año 1996, dado que se considera que es la información que mejor se adapta al perfil de demanda de los suministros acogidos a dichas tarifas. Así mismo, cabe destacar que tanto OFICO como UNESA, basaron la generación de las correspondientes curvas de carga residenciales en la información generada por el Proyecto INDEL, si bien en el caso de la curva de carga generada por OFICO, se supuso que el 70% del consumo tenía carácter puramente residencial mientras que el 30% restante se debía a consumidores pertenecientes a sectores comerciales.

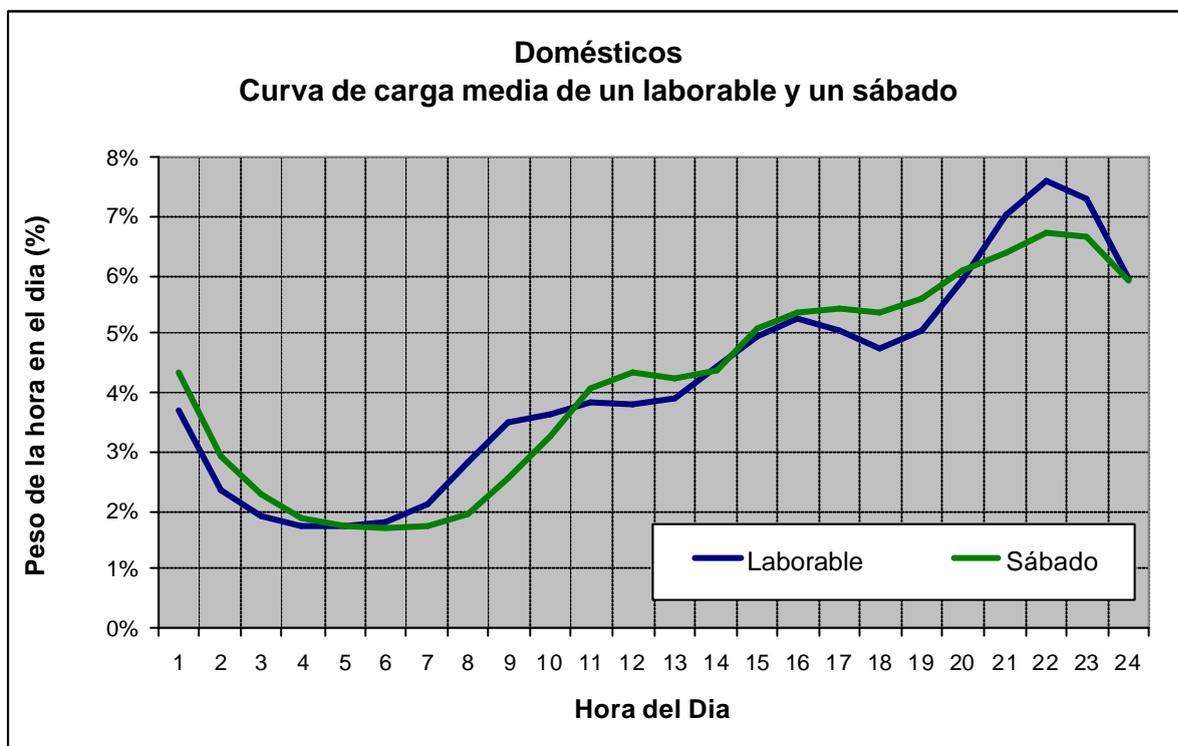
**Gráfico 1: comparación de curvas de cargas residenciales**



A la hora de analizar la curva de carga del consumo residencial proporcionada por REE, el principal objetivo es establecer unos coeficientes válidos que permitan modelizar el perfil de carga en años sucesivos, para lo que se han realizado las siguientes etapas.

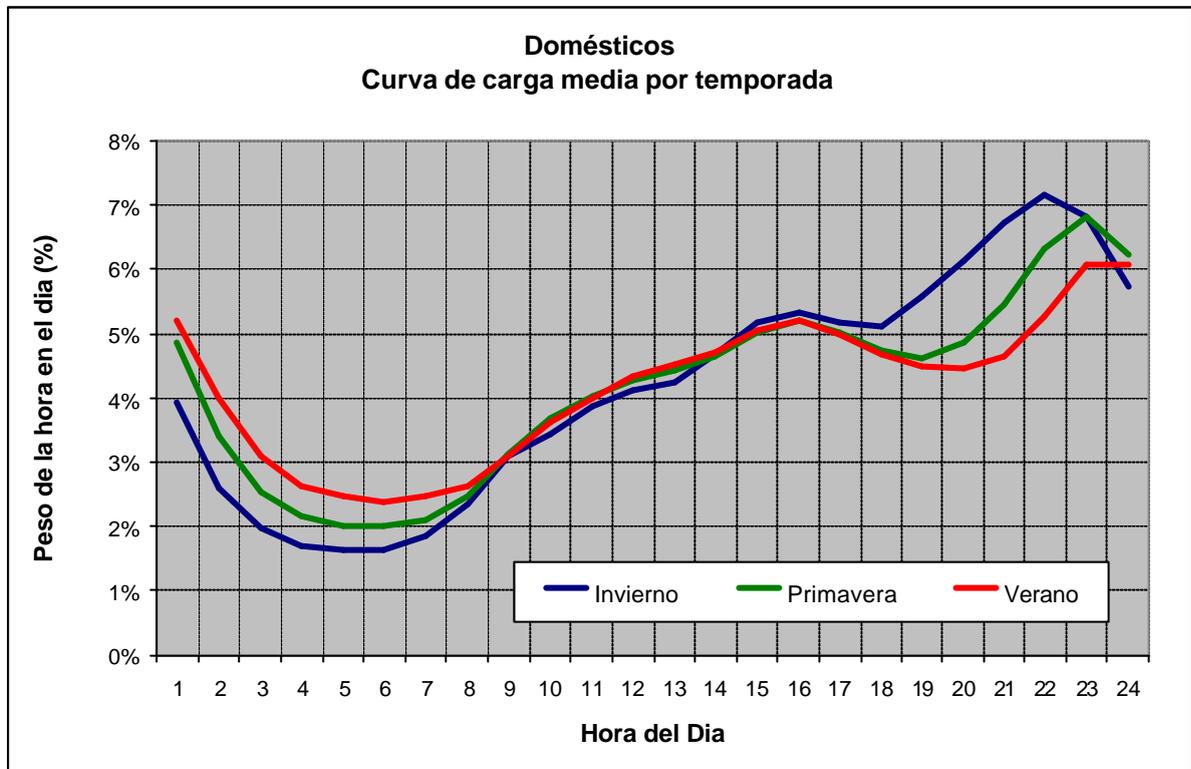
En primer lugar se analiza el perfil de carga por mes y día de la semana de la información de REE, obteniéndose los coeficientes de variación del consumo residencial en función de los distintos tipo de día. En este sentido cabe destacar que el día de mayor consumo para los domésticos es el sábado, seguido del domingo y el lunes con un perfil de carga similar y a continuación del resto de los día de la semana, si bien estas diferencias se ven muy suavizadas en los meses de verano.

Gráfico 2: Curva de carga media de un día laborable un sábado.



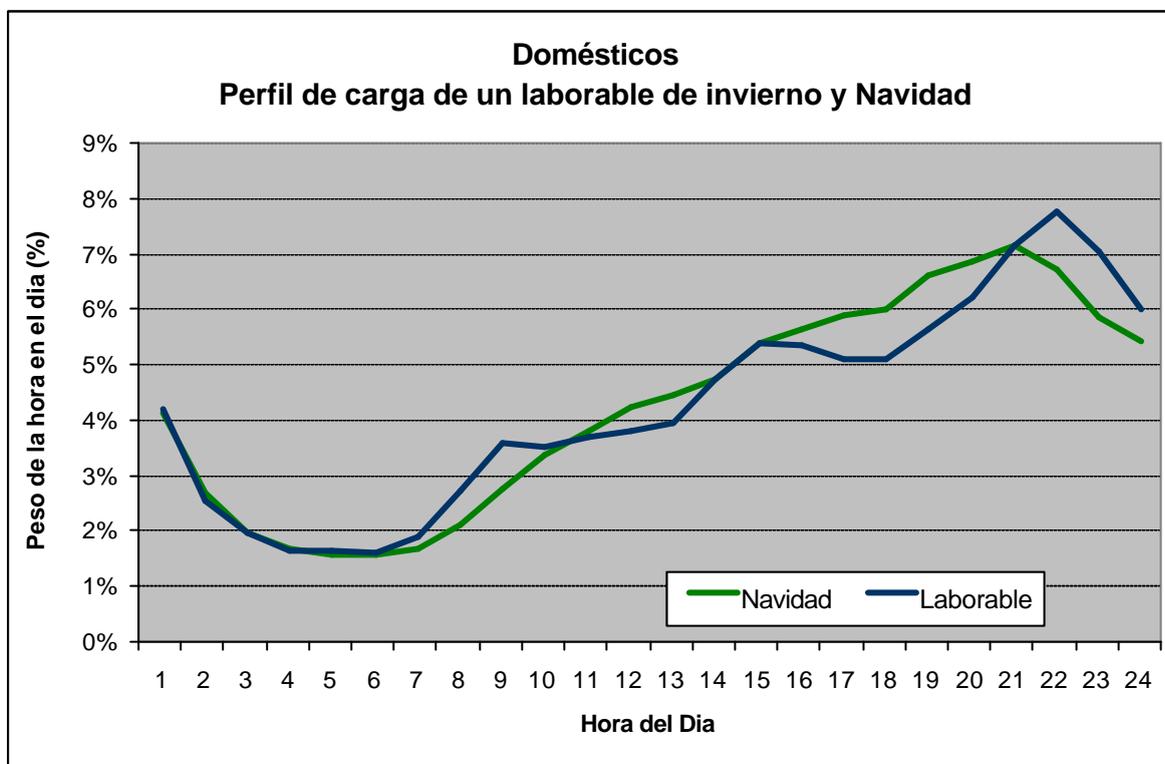
En segundo lugar, se agrupan en temporadas los meses cuyo perfil de carga es similar, lo que ha dado lugar a la división del año en tres temporadas de consumo: invierno, verano y primavera-otoño. Es en el perfil de consumo de los días de verano donde se considera que el efecto del aire acondicionado no está suficientemente reflejado en los datos de REE del año 1996.

Gráfico 3: Curva de carga media por temporada.



Por último se analiza, por separado, el comportamiento de los días festivos nacionales, lo que permitirá establecer unas pautas de comportamiento específicas en estos días. En este sentido cabe destacar que el consumo medio de un día festivo es un 5% inferior al consumo de un sábado y un 13% en el caso de puentes.

Gráfico 4: Curva de carga media de un día laborable de invierno y Navidad



Como resultado de los análisis anteriores se obtienen una serie de coeficientes estándares que ponderan por temporada, tipo de día (si es laborable o festivo) y día de la semana el peso de cada hora en el día. Para generar la curva de carga de un año concreto basta con aplicar los coeficientes calculados al calendario de ese año.

Para el caso de consumidores domésticos acogidos a la tarifa nocturna se han aplicado estos mismo coeficientes, pero respetando siempre el desglose del consumo que se tiene en esta tarifa.

#### 4.2. Curvas de Carga con discriminación horaria tipo 1

El problema fundamental que plantea este grupo de clientes a la hora de distribuir su consumo en las 8.760 horas del año es la falta de información con la que se cuenta, ya que el único dato disponible en la BD SILAR es su consumo mensual.

Se trata de clientes de pequeño tamaño, localizados básicamente en la baja tensión y acogidos a la tarifas 3.0 y 4.0 (véase cuadro 1), por lo que se ha considerado lógico suponer que la mayor parte de éstos pertenece al sector comercial y, por tanto, que su consumo se concentra en torno a los horarios comerciales.

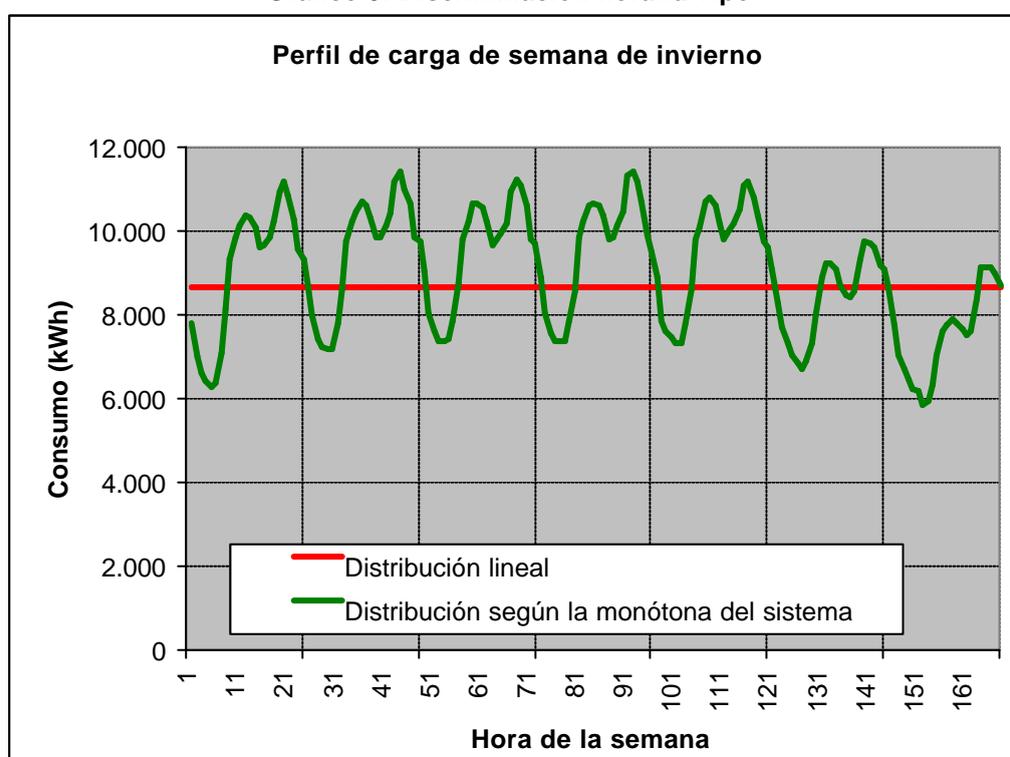
**Cuadro 1: Nº de Suministros y el consumo de los clientes acogidos a DH1. Año 2000.**

NT	Tarifa	Nº Clientes	% Clientes s/Total DH	Consumo (MWh)	% Consumo s/Total DH	Tamaño Medio (MWh)
0	3.0	291.806	84,7%	5.908.565	85,8%	20
0	4.0	9.229	2,7%	563.889	8,2%	61
1	1.1	9.464	2,7%	212.535	3,1%	22
1	2.1	38	0,0%	5.775	0,1%	152
1	3.1	3	0,0%	240	0,0%	87
2	1.2	51	0,0%	3.278	0,0%	64
3	1.3	1	0,0%	6	0,0%	6
1	T.1	3	0,0%	784	0,0%	294
0	R.0	32.584	9,5%	133.746	1,9%	4
1	R.1	1.432	0,4%	31.269	0,5%	22
2	R.2	1	0,0%	4	0,0%	4
1	D.1	78	0,0%	24.864	0,4%	319
<b>Total DH1</b>		<b>344.689</b>	<b>100%</b>	<b>6.884.956</b>	<b>100,0%</b>	<b>20</b>

Fuente: BD SILAR

Se plantean dos posibilidades para elaborar la curva de carga de estos consumidores, o bien distribuir el consumo mensual uniformemente entre el número de horas del mes, o bien suponer que el consumo de este colectivo sigue de alguna manera la curva de carga del sistema. En definitiva, dadas las características de este colectivo de consumidores, se ha optado por la segunda opción.

**Gráfico 5: Discriminación horaria Tipo 1**



#### 4.3. Curvas de Carga con discriminación horaria tipo 2

Al igual que ocurre con los clientes acogidos a discriminación horaria tipo 1, el problema que plantea este grupo de clientes a la hora de distribuir su consumo es la falta de información, ya que el único dato disponible es el consumo mensual en dos periodos, de punta-llano y valle.

Como se desprende del análisis de cuadro 2, se trata de clientes de pequeño tamaño, localizados básicamente en la baja tensión y acogidos a la tarifas 3.0, 4.0 y en menor medida 1.1, a los que se les supone las mismas características que a los acogidos a discriminación horaria tipo 1. En consecuencia, para elaborar la curva de carga de estos consumidores se ha optado por emplear la misma metodología, para recoger el efecto de las puntas diarias, respetando en cualquier caso la desagregación que se tiene del consumo en para los periodos de punta-llano y valle.

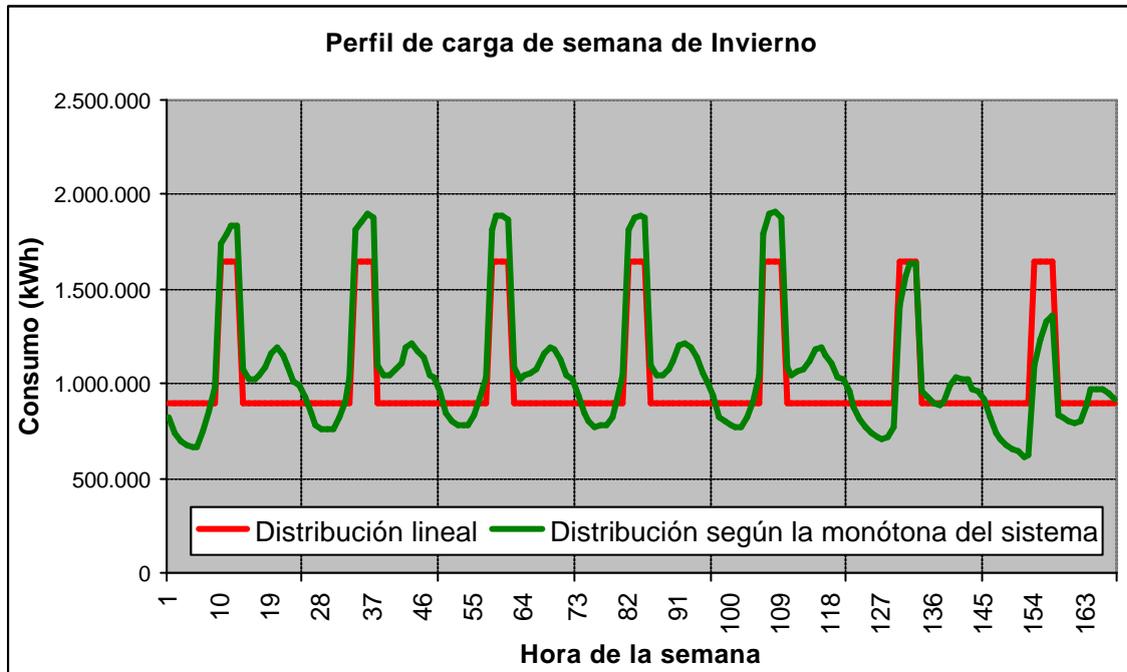
**Cuadro 2: N° de Suministros y el consumo de los clientes acogidos a DH2. Año 2000.**

NT	Tarifa	Nº Clientes	% Clientes s/Total DH	Consumo (MWh)	% Consumo s/Total DH	Tamaño Medio (MWh)
0	3.0	158.448	76,5%	9.132.951	51,2%	58
0	4.0	22.195	10,7%	3.536.080	19,8%	159
1	1.1	20.439	9,9%	4.314.801	24,2%	211
1	2.1	434	0,2%	323.612	1,8%	745
1	3.1	22	0,0%	9.431	0,1%	437
2	1.2	155	0,1%	47.913	0,3%	309
2	2.2	1	0,0%	1.493	0,0%	1.493
2	3.2	0	0,0%	297	0,0%	1.190
3	1.3	17	0,0%	2.877	0,0%	165
4	1.4	4	0,0%	585	0,0%	149
1	T.1	9	0,0%	31.037	0,2%	3.386
2	T.2	3	0,0%	22.142	0,1%	8.857
0	R.0	2.052	1,0%	43.157	0,2%	21
1	R.1	3.139	1,5%	270.885	1,5%	86
2	R.2	5	0,0%	870	0,0%	186
1	D.1	89	0,0%	84.760	0,5%	956
2	D.2	1	0,0%	5.456	0,0%	5.456

<b>Total DH2</b>	<b>207.012</b>	<b>100%</b>	<b>17.828.348</b>	<b>100,0%</b>	<b>86</b>
------------------	----------------	-------------	-------------------	---------------	-----------

Fuente: BD SILAR

Gráfico 6: Discriminación horaria Tipo 2



#### 4.4. Curvas de Carga con discriminación horaria tipo 3

Los clientes acogidos a este tipo de discriminación horaria están localizados básicamente en tensiones inferiores a 36 kV (NT0 y NT1) y en tarifas de corta utilización (véase cuadro 3).

**Cuadro 3: N° de Suministros y el consumo de los clientes acogidos a DH3. Año 2000.**

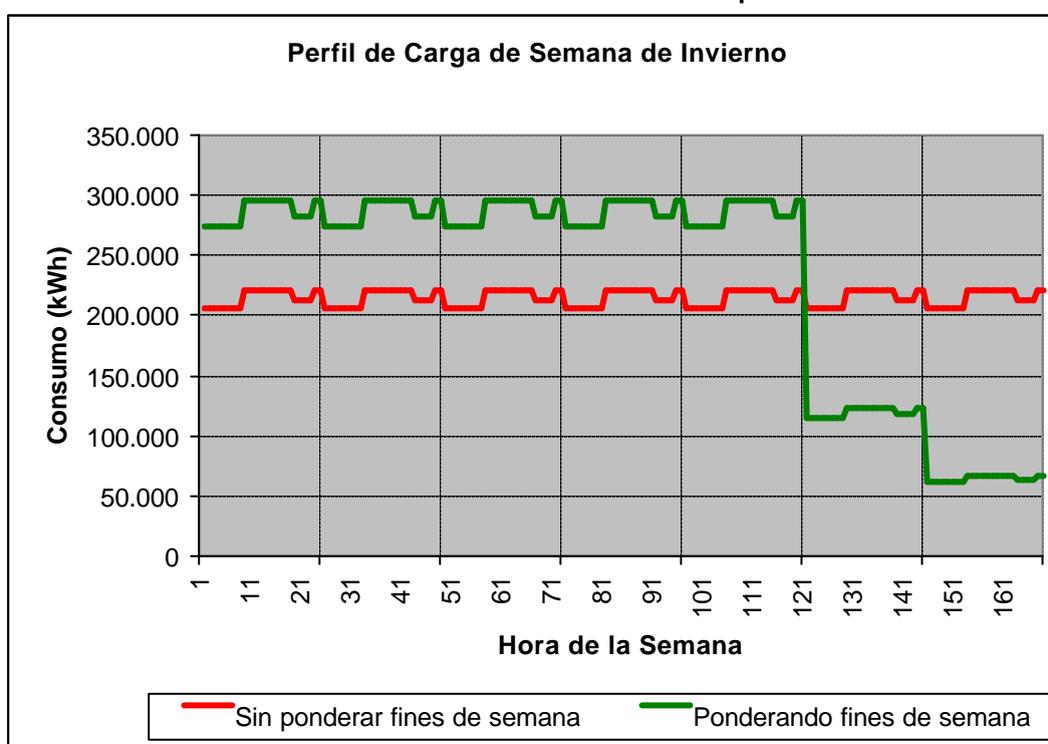
NT	Tarifa	Nº Clientes	% s/DH	Consumo (MWh)	% s/DH	Tamaño Medio (MWh)
0	3.0	27.006	46,9%	2.240.063	17,4%	83
0	4.0	14.307	24,9%	3.060.459	23,8%	214
1	1.1	7.263	12,6%	2.623.226	20,4%	361
1	2.1	1.339	2,3%	1.087.201	8,4%	812
1	2.1 INT	6	0,0%	259.957	2,0%	46.560
1	3.1	69	0,1%	72.955	0,6%	1.052
2	1.2	84	0,1%	129.739	1,0%	1.537
2	1.2 INT	1	0,0%	2.057	0,0%	2.057
2	2.2	9	0,0%	28.876	0,2%	3.122
2	2.2 INT	1	0,0%	27.680	0,2%	34.600
2	3.2	2	0,0%	4.740	0,0%	2.107
3	1.3	8	0,0%	7.088	0,1%	842
3	2.3 INT	2	0,0%	227.899	1,8%	97.671
3	3.3	0	0,0%	760	0,0%	8.361
4	1.4	5	0,0%	5.992	0,0%	1.284
4	1.4 INT	1	0,0%	79.174	0,6%	67.863
4	2.4 INT	1	0,0%	40.328	0,3%	48.394
4	3.4 INT	3	0,0%	761.053	5,9%	253.684
1	T.1	17	0,0%	66.451	0,5%	4.007
2	T.2	6	0,0%	13.618	0,1%	2.179
0	R.0	3.882	6,7%	148.115	1,2%	38
1	R.1	3.384	5,9%	470.119	3,7%	139
2	R.2	5	0,0%	2.612	0,0%	540
1	D.1	153	0,3%	749.057	5,8%	4.890
2	D.2	8	0,0%	153.774	1,2%	19.024
3	D.3	4	0,0%	438.645	3,4%	109.661
4	D.4	3	0,0%	170.329	1,3%	49.852
<b>Total DH</b>		<b>57.570</b>	<b>100%</b>	<b>12.871.969</b>	<b>100,0%</b>	<b>224</b>

Fuente: BD SILAR

La información con que se cuenta de estos clientes es la distribución mensual del consumo en de horas punta, llano y valle, sin diferenciar entre laborables y festivos, lo que hace suponer que no puedan desplazar su consumo hacia el fin de semana.

No obstante lo anterior, para generar la curva de carga de este colectivo de clientes se ha considerado existe un cierto desplazamiento del consumo hacia los días laborables, en los que la actividad es mayor, por lo que se ha distribuido el consumo por mes y bloque horario entre el número de horas de cada bloque en el mes correspondiente y ponderando, además, los festivos y fines de semana.

**Gráfico 7: Discriminación horaria Tipo 3**



#### 4.5. Curvas de Carga con discriminación horaria tipo 4

La información con que se cuenta de los clientes acogidos a este tipo de discriminación horaria es el consumo mensual de horas punta, llano y valle, distinguiendo entre días laborables y festivos.

La distribución lineal de las horas de punta y llano parece razonable ya que se trata de horas diurnas de días laborables. Sin embargo, la distribución lineal de las horas de valle (horas nocturnas de días laborables y todas las horas de sábados, domingos y festivos) puede no parecer muy adecuada ya que es de suponer que la distribución del consumo durante esas horas no sea tan uniforme.

En este sentido se han planteado dos posibilidades, una primera en la que se distribuye el consumo de forma lineal entre las horas de cada periodo, y una segunda, en la que se supone que el consumo de este colectivo de clientes se comporta de manera similar a la curva de carga del sistema.

Para decidir qué metodología emplear para de generar las curvas de cargas de este grupo de clientes se ha procedido a caracterizar el colectivo de clientes acogidos a este tipo de discriminación horaria.

Como se desprende del análisis del cuadro 4, pese a que la mayoría de los clientes acogidos a esta discriminación horaria se concentran en las tarifas 3.0, 4.0 y 1.1, el consumo se concentra en tarifas de larga duración interrumpibles y G4, en las que 37 clientes suponen en torno al 50% del consumo de esta discriminación horaria.

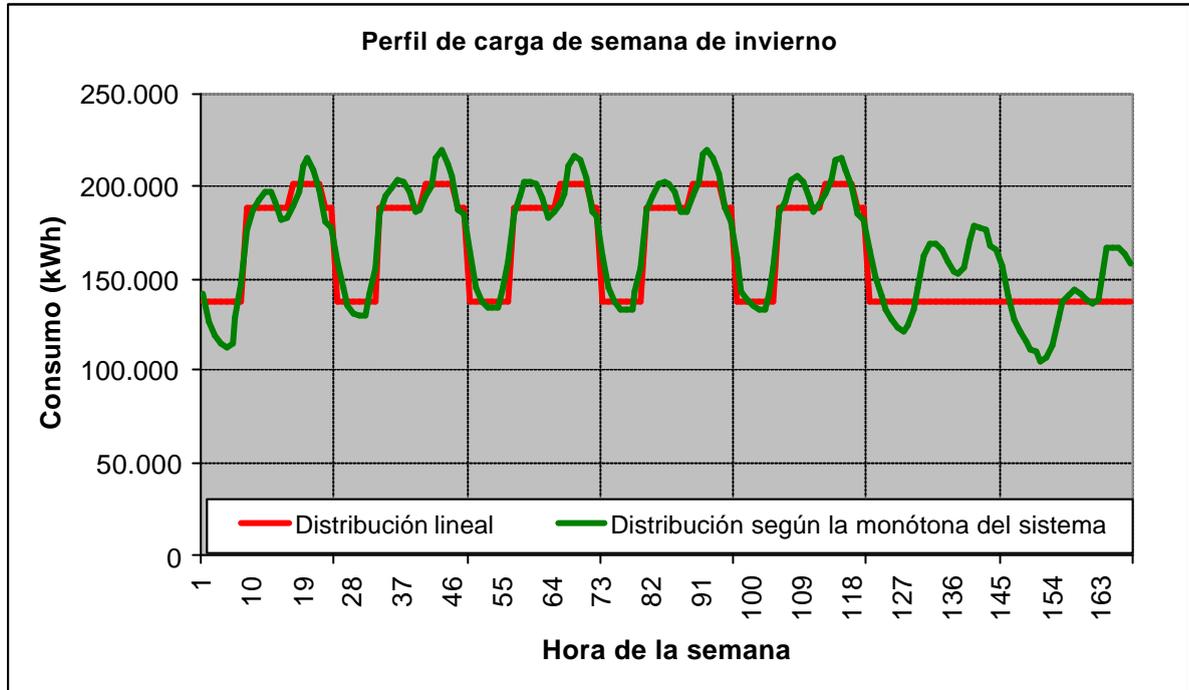
**Cuadro 4: N° de Suministros y el consumo de los clientes acogidos a DH4. Año 2000.**

NT	Tarifa	N° Clientes	% Clientes s/Total DH	Consumo (MWh)	% Consumo s/Total DH	Tamaño Medio (GWh)
0	3.0	14.001	34,4%	975.686	4,0%	0,1
0	4.0	11.937	29,4%	2.063.316	8,4%	0,2
1	1.1	3.709	9,1%	1.463.633	6,0%	0,4
1	2.1	1.284	3,2%	1.163.392	4,8%	0,9
1	2.1 INT	2	0,0%	118.480	0,5%	56,9
1	3.1	214	0,5%	621.012	2,5%	2,9
1	3.1 INT	16	0,0%	1.161.924	4,7%	71,9
2	1.2	57	0,1%	131.266	0,5%	2,3
2	2.2	11	0,0%	27.019	0,1%	2,4
2	2.2 INT	6	0,0%	377.707	1,5%	65,7
2	3.2	7	0,0%	140.447	0,6%	19,6
2	3.2 INT	13	0,0%	1.336.525	5,5%	103,5
3	1.3	4	0,0%	1.524	0,0%	0,4
3	2.3 INT	2	0,0%	284.048	1,2%	154,9
3	3.3	3	0,0%	210.539	0,9%	66,5
3	3.3 INT	11	0,0%	1.357.207	5,5%	123,4
4	3.4 INT	5	0,0%	1.673.011	6,8%	329,1
1	T.1	12	0,0%	50.658	0,2%	4,2
2	T.2	27	0,1%	88.477	0,4%	3,3
0	R.0	3.814	9,4%	173.677	0,7%	0,0
1	R.1	5.282	13,0%	1.163.404	4,8%	0,2
2	R.2	15	0,0%	9.970	0,0%	0,7
3	R.3	1	0,0%	1.372	0,0%	1,3
2	G4 NT2	2	0,0%	2.522.427	10,3%	1.261,2
3	G4 NT3	2	0,0%	2.517.082	10,3%	1.258,5
4	G4 NT4	1	0,0%	3.018.663	12,3%	2.786,5
1	D.1	195	0,5%	1.183.146	4,8%	6,1
2	D.2	17	0,0%	507.334	2,1%	30,0
3	D.3	2	0,0%	146.566	0,6%	73,3
<b>Total DH4</b>		<b>40.652</b>	<b>100%</b>	<b>24.489.514</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,6</b>

Fuente: BD SILAR

En definitiva, dadas las características de los clientes acogidos a este tipo de discriminación horaria, finalmente se ha optado por la distribución lineal del consumo mensual de cada periodo entre las horas de dicho periodo.

Gráfico 8: Discriminación horaria Tipo 4



#### 4.6. Curvas de Carga con discriminación horaria tipo 5

Al igual que ocurre en el caso anterior, mientras que el 83% de los clientes acogidos a este tipo de discriminación horaria se concentra en las tarifas 2.0, 3.0 y 1.1, el grueso del consumo, en torno al 92%, se concentra en tarifas de larga duración interrumpibles de alta tensión.

**Cuadro 5: N° de Suministros y el consumo de los clientes acogidos a DH5. Año 2000**

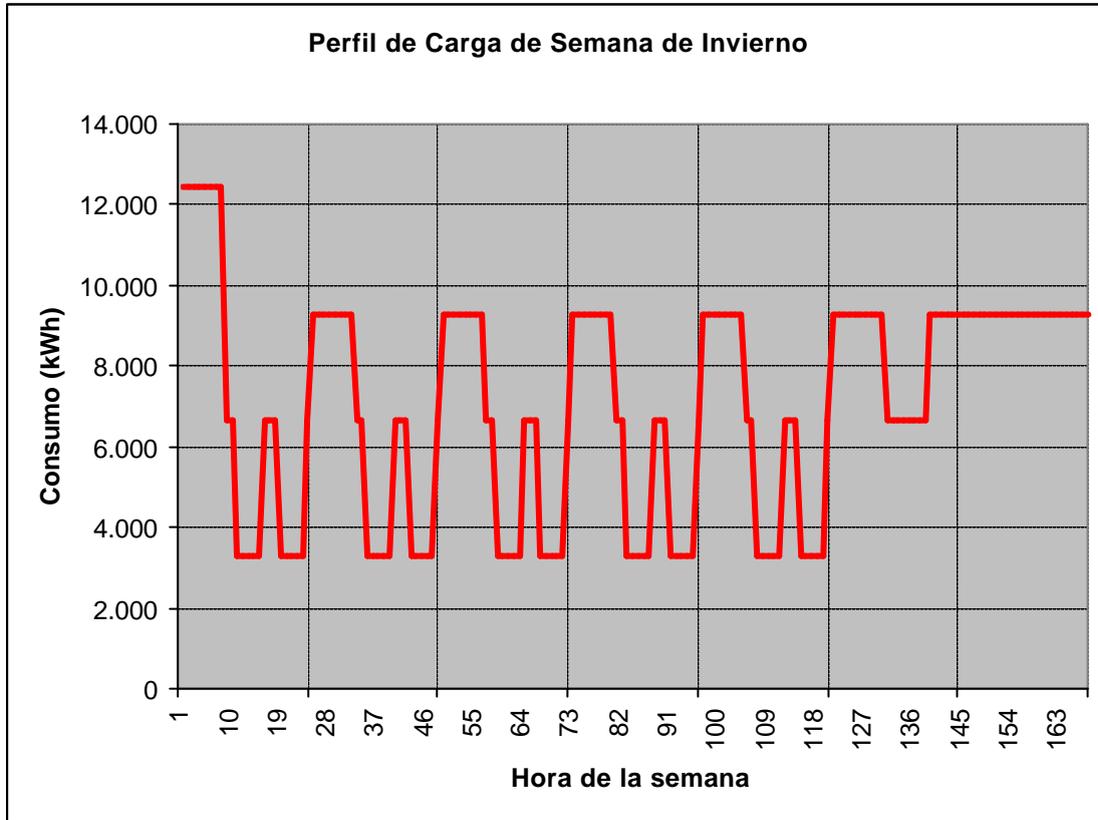
NT	Tarifa	N° Clientes	% s/DH	Consumo (MWh)	% s/DH	Tamaño Medio (GWh)
0	3.0	167	23,7%	32.027	0,5%	0,19
0	4.0	127	18,0%	42.014	0,6%	0,33
1	1.1	287	40,8%	131.122	1,8%	0,46
1	2.1	52	7,4%	50.143	0,7%	0,96
1	3.1	32	4,6%	119.575	1,7%	3,71
1	3.1 INT	1	0,1%	102.317	1,4%	102,32
2	1.2	2	0,2%	295	0,0%	0,17
2	2.2	1	0,1%	1.398	0,0%	1,86
2	3.2	2	0,2%	7.883	0,1%	5,26
2	3.2 INT	8	1,1%	1.255.598	17,7%	156,95
3	1.3 INT	1	0,1%	23.104	0,3%	23,10
3	2.3 INT	1	0,1%	66.362	0,9%	66,36
3	3.3 INT	14	2,0%	3.060.924	43,1%	218,64
4	3.4 INT	7	1,0%	2.188.813	30,8%	312,69
1	D.1	2	0,3%	15.715	0,2%	6,98
<b>Total DH5</b>		<b>702</b>	<b>100%</b>	<b>7.097.289</b>	<b>100,0%</b>	<b>10,1</b>

Fuente: BD SILAR

La información mensual con que se cuenta de este colectivo de consumidores diferencia entre cuatro tipos de día (pico, alto, medio y bajo), y dentro de cada día tres tipos de horas punta, llano y valle. La combinación de ambos da lugar a cinco periodos horarios super-punta, punta, llano, valle y super-valle.

La distribución lineal de los consumos de los periodos de super-punta, punta y super-valle parece razonable ya que se refiere siempre al mismo tipo de día, pico, alto y siguiente a día bajo respectivamente. Sin embargo, el consumo de los periodos de llano y valle se refiere a distintos tipos de día, lo que hace suponer que no se consuma de la misma forma en todos los tipos de día. No obstante lo anterior, a falta de mejor información se ha optado por la distribución lineal del consumo de cada periodo entre las horas de dicho periodo.

**Gráfico 9: Discriminación horaria Tipo 5**



#### **4.7. Curvas de Carga con discriminación horaria tipo 6 y 7**

Los clientes acogidos a estos tipos de discriminación horaria diferencian las horas del año por temporada (alta, media y baja) y tipo de día (Tipo A, B, C y D), a su vez, cada tipo de día contempla tres tipos de hora (punta, llano y valle, con excepción de los días de agosto que únicamente tienen horas de valle). La combinación de ambos elementos, temporada y tipo de día, da lugar a siete periodos tarifarios para la tarifa horaria de potencia, incluyendo un periodo de punta móvil cuyas horas son determinadas por REE según las condiciones del sistema.

Las tarifas de acceso generales de alta tensión establecidas por el R.D. 2820/1998 se diferencian de la tarifa horaria de potencia en que no consideran el periodo de punta móvil.

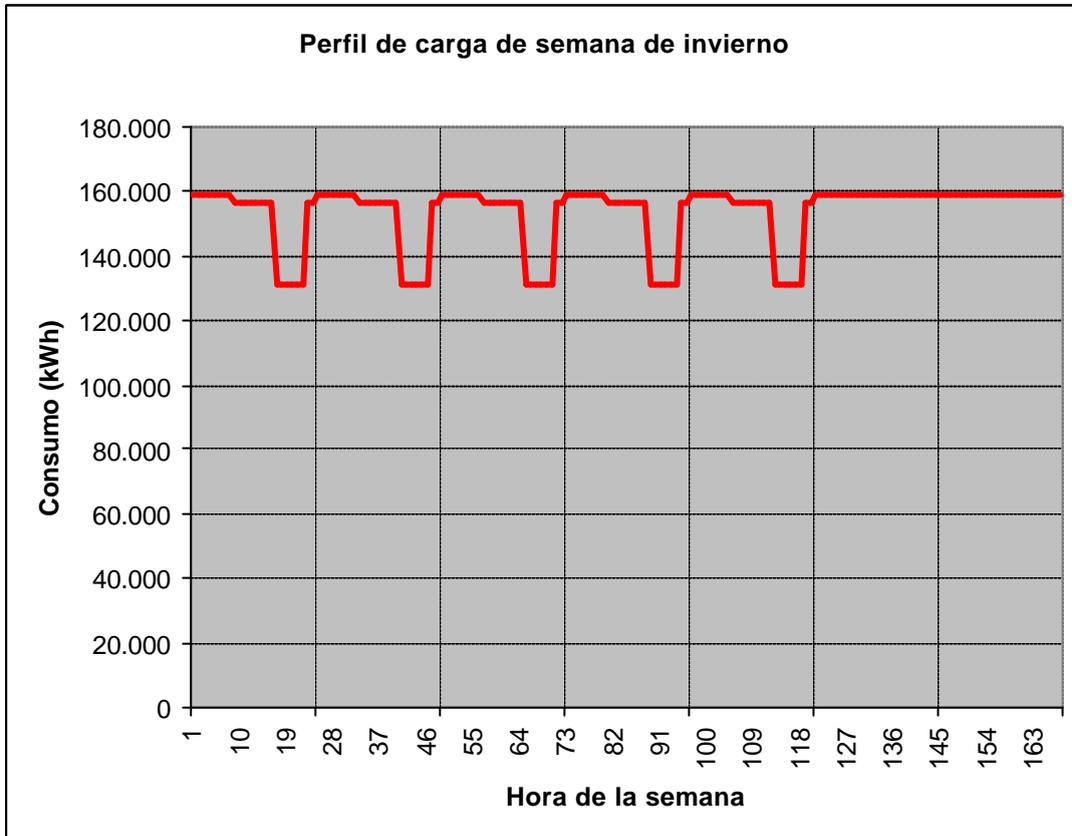
Se encuentran acogidos a esta tarifa aquellos clientes de gran tamaño, que consumen en contra de la curva de carga del sistema y con altas potencias contratadas, por lo que para generar las curvas de carga se ha optado por distribuir linealmente el consumo de cada periodo tarifario entre el número de horas de dicho periodo.

**Cuadro 6: N° de Suministros y el consumo de los clientes acogidos a THP. Año 2000**

NT	Código	Tarifa	DH	N° Clientes	% s/DH	Consumo (MWh)	% s/DH	Tamaño Medio (GWh)
1	141	T.H.P. 1	6	30	31,9%	1.406	14,3%	47
2	142	T.H.P. 2	6	36	38,3%	2.414	24,5%	67
3	143	T.H.P. 3	6	16	17,0%	2.597	26,4%	162
4	144	T.H.P. 4	6	12	12,8%	3.428	34,8%	286
<b>Total THP</b>				<b>94</b>	<b>100%</b>	<b>9.845</b>	<b>100,0%</b>	<b>105</b>

Fuente: BD SILAR

Gráfico 10: Discriminación horaria Tipo 6

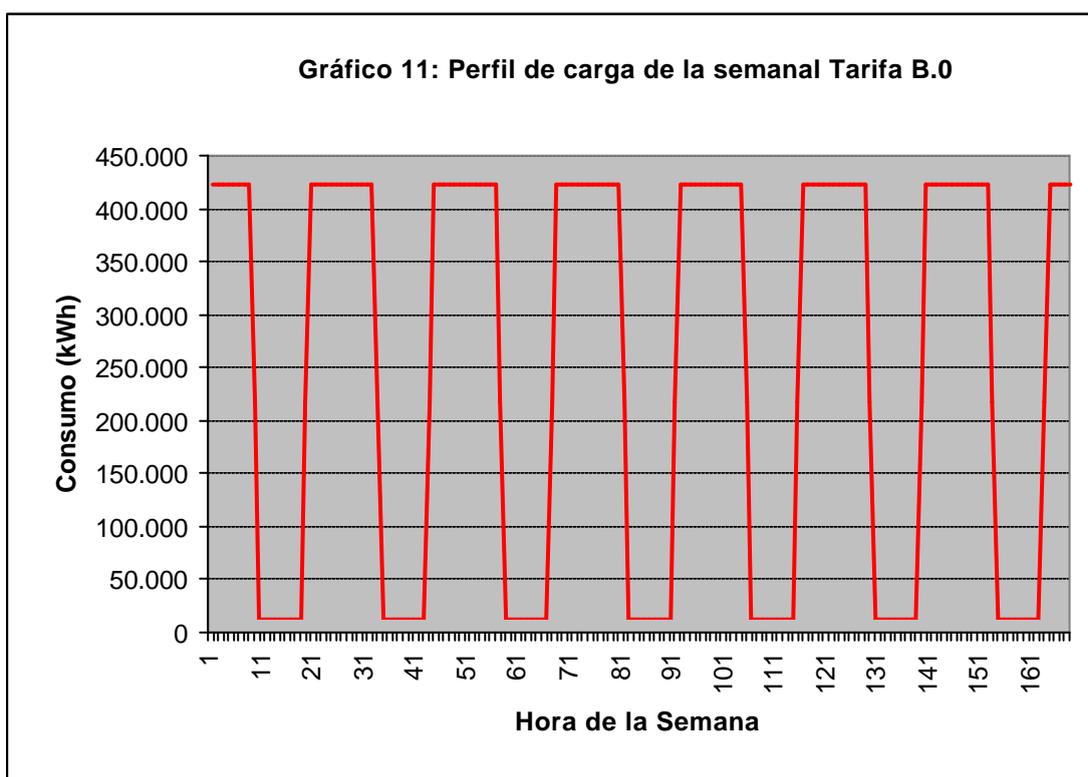


#### 4.8. Curvas de Carga de Alumbrado Público (B.0)

Para esta tarifa, se ha generado su curva de carga según la información establecida por OFICO<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> Para mayor información ver el "Estudio sobre la Tarifación de la Energía Eléctrica – Apéndice 2: Obtención de las Curvas de Carga del Mercado". OFICO (Octubre, 1993).

En definitiva, se considera que el comportamiento diario de esta tarifa es uniforme a lo largo del mes. En cuanto al reparto del consumo mensual entre las horas del mes se ha tenido en cuenta que prácticamente la totalidad del mismo se produce en las horas nocturnas. Ahora bien, dado que el encendido y apagado del alumbrado público se produce de forma paulatina en toda la península, se ha distribuido el consumo de forma lineal entre las horas nocturnas, con excepción de la hora inmediatamente anterior y la hora inmediatamente posterior a la puesta del sol para las que su porcentaje de consumo es el 50% de las nocturnas.



#### 4.9. Curvas de Carga de Tracciones

Las tarifas de tracción agrupan a un colectivo de consumidores con unas características de consumo muy particulares, por lo que se ha procedido a caracterizar sus curvas de carga de forma específica.

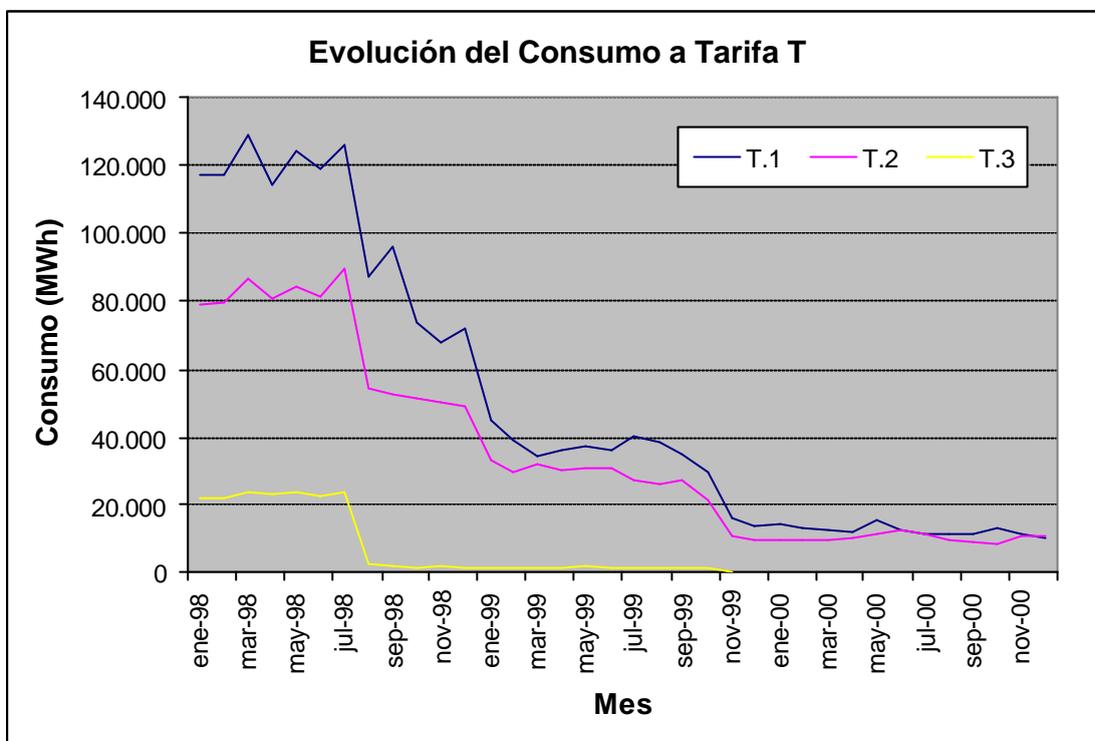
Estos consumidores son elegibles desde el 1 de enero de 1998 y, como se desprende del análisis del cuadro 7, han ejercido su condición de elegibles desde el primer momento. Esta particularidad hace que, para elaborar las curvas de carga de las tracciones se haya tenido en cuenta dos fuentes de información, por una parte la contenida en la BD SILAR, que proporciona información sobre la distribución mensual del consumo de estas tarifas y, por otra parte, la contenida información del Operador del Sistema sobre consumos de clientes que han acudido al mercado durante 1999, que proporciona información sobre medidas horarias de energía.

**Cuadro 7: Evolución del Consumo a Tarifa Integral de las Tracciones**

Tarifa	1998	1999		2000	
	Consumo (GWh)	Consumo (GWh)	% variación 99 sobre 98	Consumo (GWh)	% variación 00 sobre 99
T.1	1.244	400	-67,8%	148	-63%
T.2	838	308	-63,2%	124	-60%
T.3	169	13	-92,3%	0	-100%
<b>Total Tracción</b>	<b>2.251</b>	<b>722</b>	<b>-67,9%</b>	<b>272</b>	<b>-62%</b>

Fuente: SILAR

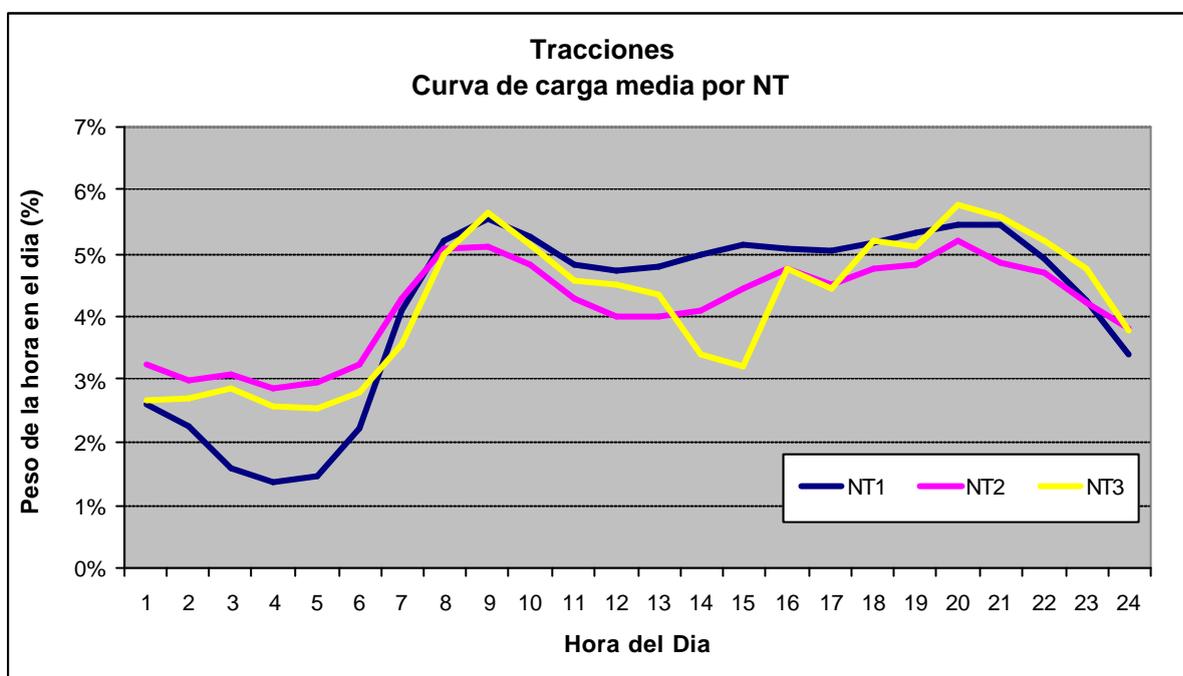
Gráfico 12: Evolución del consumo de las tracciones



Al igual que en el caso de los consumidores domésticos, el objetivo principal a la hora de analizar los perfiles de carga de aquellas tracciones que acudieron a mercado durante 1999 es obtener unos coeficientes generales que permitan generar curvas de carga para este colectivo de consumidores para años sucesivos.

En primer lugar, se han analizado los perfiles de las curvas de carga medias por nivel de tensión para valorar la posibilidad establecer unos coeficientes generales para todas las tracciones o, por el contra, la necesidad de que cada una de ellas tuviera los suyos propios. En este sentido cabe señalar, que si bien los perfiles de carga no son radicalmente distintos (véase gráfico 13) se ha considerado más conveniente calcular para cada nivel de tensión sus propios coeficientes.

Gráfico 13



El proceso seguido para calcular los coeficientes de ponderación de cada nivel de tensión se describe a continuación.

Se analiza la evolución de la curva de carga media mensual, lo que permite agrupar meses con comportamientos similares y facilitar otro tipo de análisis. Como se puede observar en los gráficos 14 y 15, no se observan diferencias importantes en el comportamiento mensual de las tracciones salvo en el mes de Agosto, donde el perfil es mucho más plano que el resto del año. En consecuencia, se ha optado por calcular unos coeficientes de ponderación distintos para este mes.

Gráfico 14

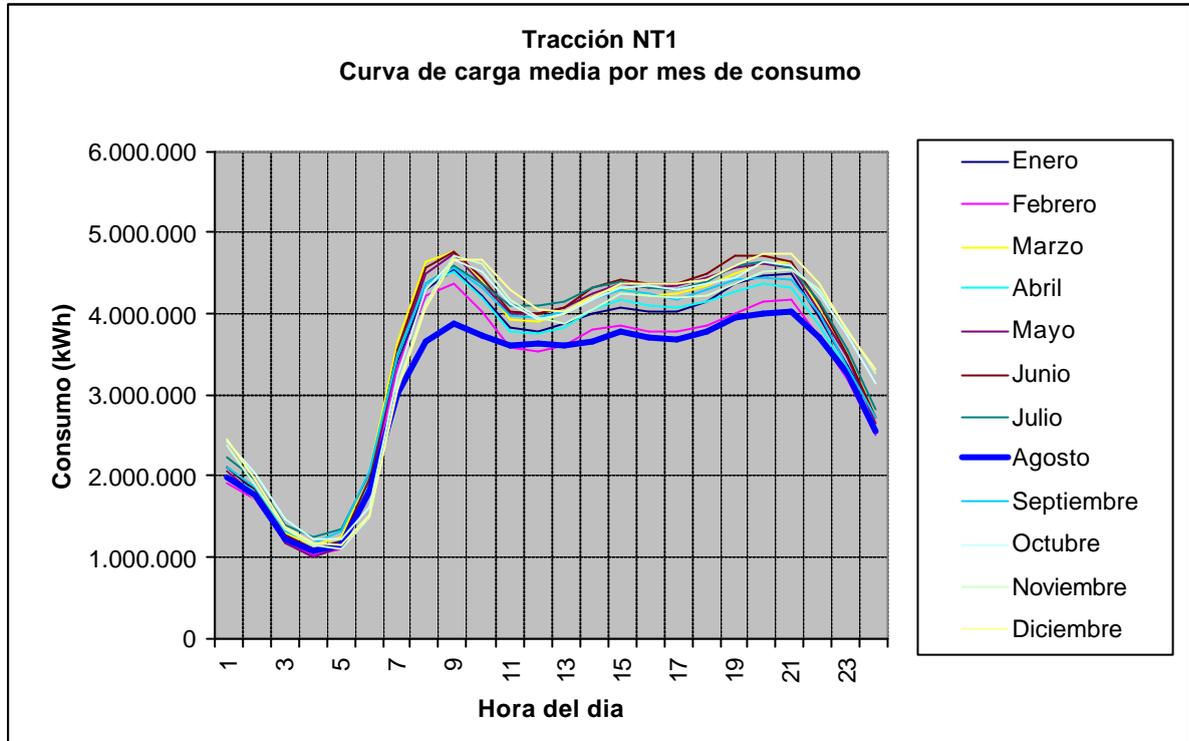
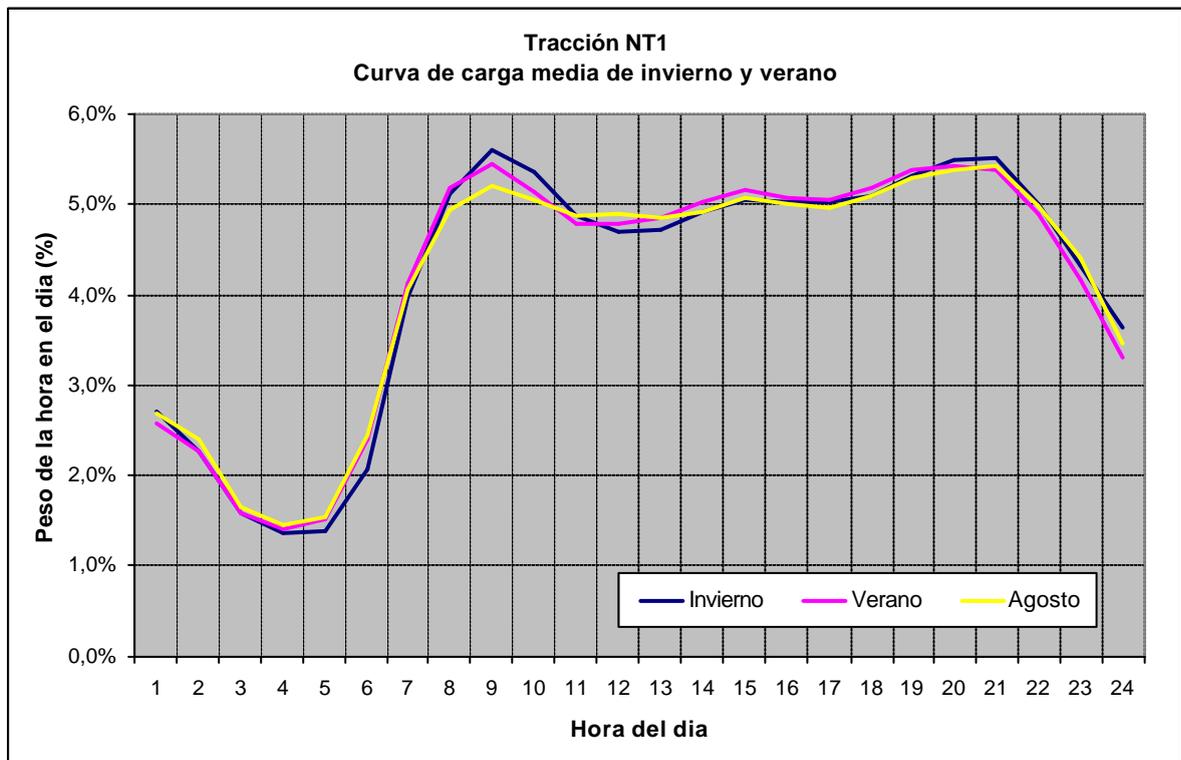
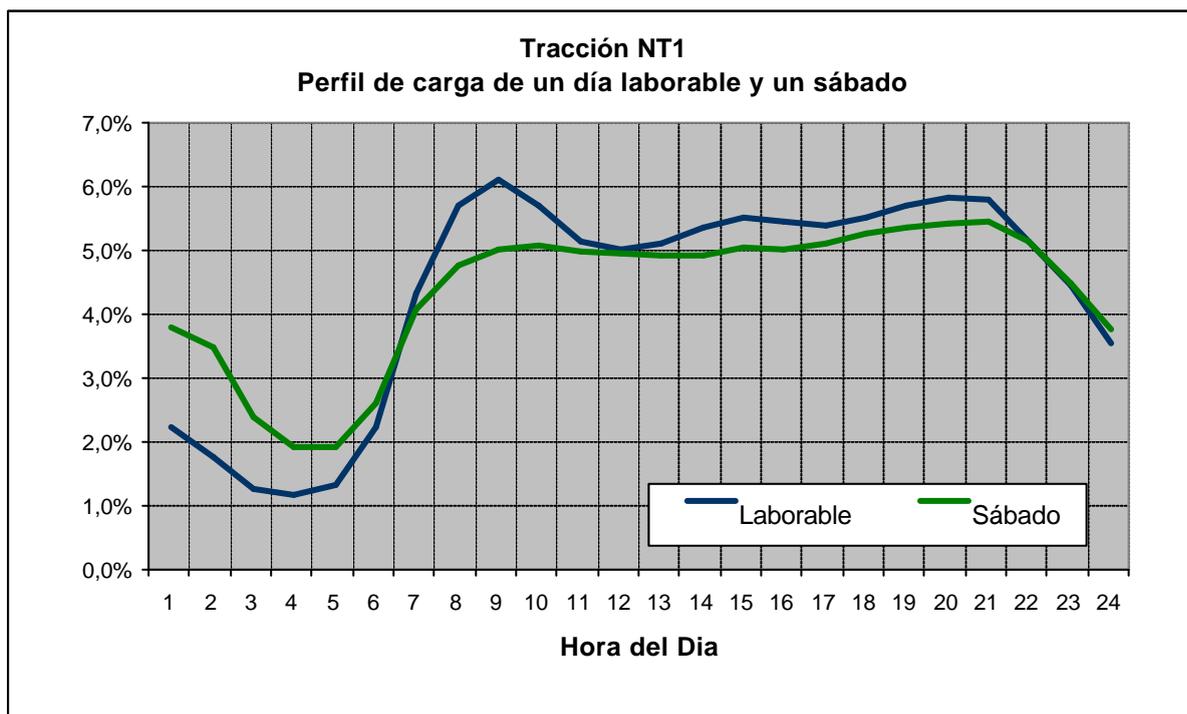


Gráfico 15



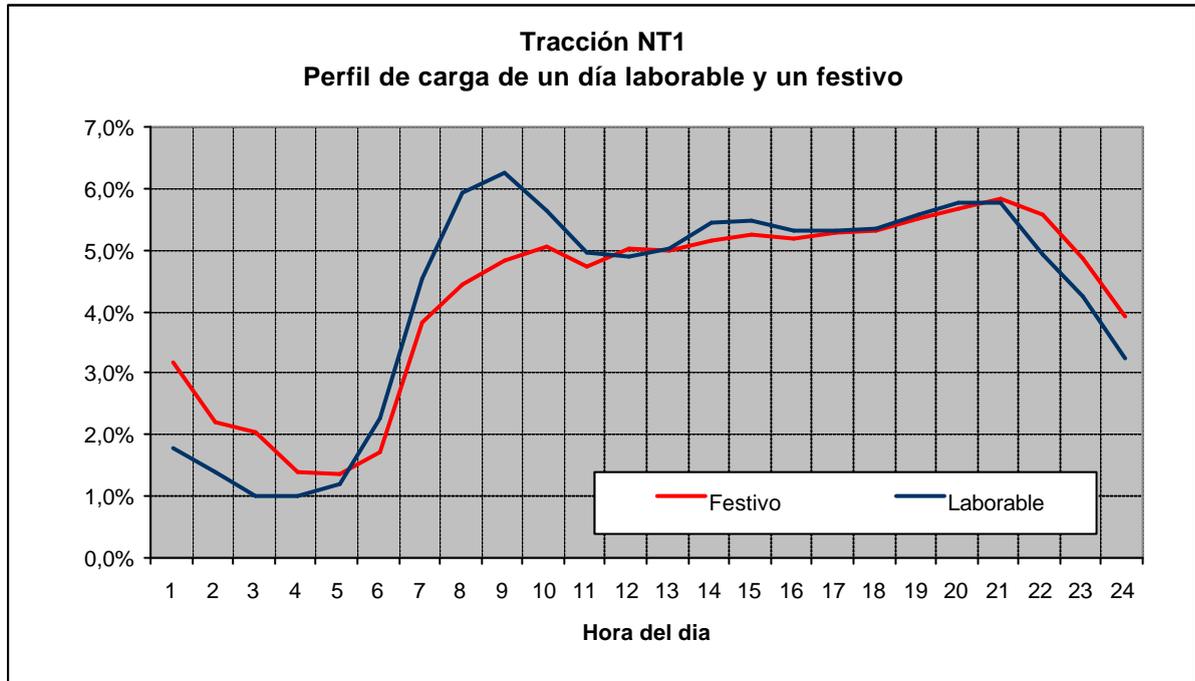
A continuación se analiza cómo varía el perfil de carga media por día de la semana lo que permitirá obtener unos coeficientes diferenciados por tipos de días. En este sentido, señalar que la primera punta se da a la 9:00 de la mañana, coincidiendo con el inicio de la jornada laboral, la segunda punta, mucho más suave, se produce entre las 15:00 y las 16:00, y la tercera punta se da a la 21:00 coincidiendo con el fin de la jornada laboral. Como cabía esperar, el perfil de carga de los sábados y domingos es mucho más plano, siendo éstos, además, los días de menor consumo.

**Gráfico 16**



Por último, al analizar el comportamiento los festivos nacionales se ha observado que el perfil de carga es muy similar al de un domingo, por lo que se les asignan los mismos coeficientes de ponderación.

Gráfico 17



Como resultado de los análisis anteriores se obtienen una serie de coeficientes para cada nivel de tensión que ponderan por día de la semana el peso de cada hora en el día.

#### 4.10. Curvas de Carga de Riegos

Al igual que ocurre con las Tracciones, los Riegos agrupan a un colectivo de consumidores muy específicos en su forma de consumir electricidad. Sin embargo, al contrario que ocurre con las tracciones, y como se desprende del análisis del cuadro 8, la inmensa mayoría de estos consumos se mantuvieron en tarifa durante 1999, por lo que, a falta de mayor información, se ha optado por distribuir linealmente el consumo mensual de cada periodo entre el número de horas de dicho periodo.

**Cuadro 8: Evolución del consumo de los riegos.**

Tarifa	1998	1999	
	Consumo (GWh)	Consumo (GWh)	% variación 99 sobre 98
R.0	397	467	17,7%
R.1	2.106	2.235	6,1%
R.2	40	32	-20,6%
R.3	183	63	-65,4%
<b>Riegos</b>	<b>2.329</b>	<b>2.330</b>	<b>0,1%</b>

Fuente: SILAR

No obstante lo anterior y dado que la característica principal de estos consumos radica en su estacionalidad, se ha procedido a comparar la curva de carga media por temporada, que se obtiene de distribuir linealmente los consumos de la BD SILAR con la correspondiente de aquellos clientes que acudieron al mercado en 1999.

Como se aprecia en los gráficos 18 y 19 las principales diferencias se encuentran en las horas de menor consumo de la temporada de verano y en ningún caso superan el 0,75%.

Gráfico 18

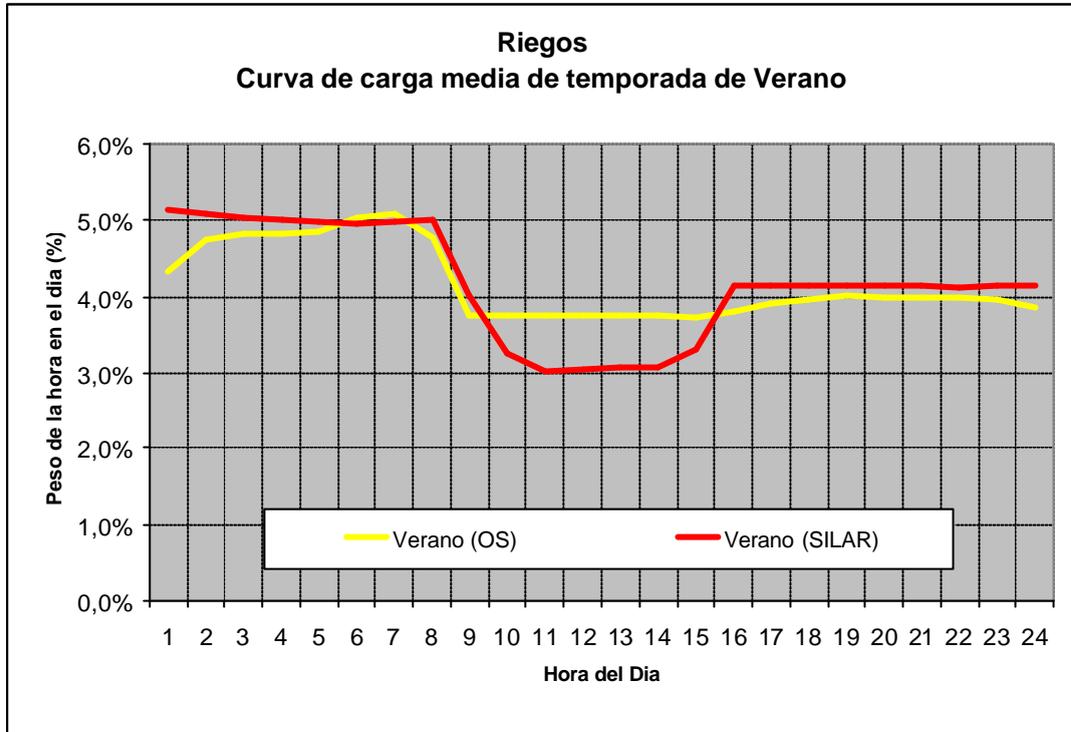
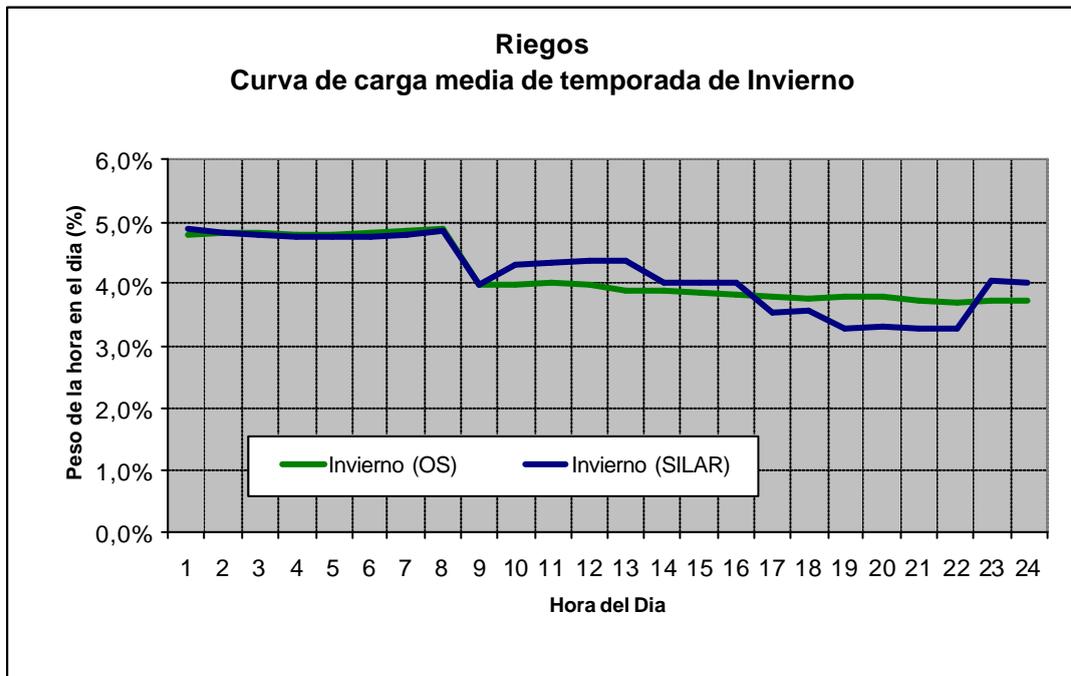


Gráfico 19



## **5. Elaboración de curvas de carga para los años 1998-2001**

La normativa sobre tarifas de acceso establecida en el R D 2820/1998, de 23 de diciembre, introdujo un adelanto el calendario de elegibilidad previsto en la Ley del Sector Eléctrico, permitiendo que progresivamente, a lo largo de 1999, tuvieran derecho a incorporarse al mercado clientes de menor tamaño, hasta llegar al umbral de aquellos cuyo consumo es superior a 1 GWh de consumo anual a partir del 1 de octubre de 1999. Este proceso de aceleración de la apertura del mercado se intensificó con el RD-Ley 6/1999, de 16 de abril, de Medidas Urgentes de Liberalización e Incremento de la Competencia, ampliando la elegibilidad a partir del 1 de julio del año 2000 para todos aquellos consumidores cuyos suministros se realicen a tensiones nominales superiores a 1.000 voltios. En esta misma línea, el RD-Ley 6/2000 contempla la total liberalización del suministro de energía eléctrica a partir del 1 de enero del año 2003 y la supresión de las tarifas de suministro de energía eléctrica en alta tensión desde el 1 de enero del 2007.

El progresivo calendario de elegibilidad tiene como consecuencia inmediata la incorporación paulatina de los consumidores al mercado y, por contra, el “vaciado” de las distintas tarifas integrales, ante el cambio estructural experimentado en los precios regulados que pagan los consumidores. En la medida en que la información disponible de los consumos para generar las curvas de carga está desagregada en los bloques horarios de cada grupo tarifario, y en la medida en que se establecen dos estructuras de precios bien distintas (tarifas integrales y tarifas de acceso), se produce una ruptura en la información disponible de los consumidores antes y después de acudir al mercado.

El principal problema que se plantea es mantener la coherencia de la información disponible de los consumos de clientes a tarifa integral y los que acuden al mercado. En la medida en que los calendarios de los distintos tipos de discriminaciones horarias de tarifas integrales y de acceso no guardan una relación biunívoca, y dado que esta información sirve de base para generar las curvas de carga se ha planteado la necesidad de partir de un punto que sirva de referencia para validar la solidez de la metodología empleada para generar curvas de carga. En consecuencia, se ha tomado como punto de referencia el año 1998, año en el que prácticamente la totalidad de los clientes se mantuvieron a tarifa integral y, además, las tarifas de acceso establecidas por el RD 2016/1997 mantuvieron la estructura que las tarifas integrales.

El proceso seguido para elaborar las curvas de carga para el año 2001 se describe a continuación.

En primer lugar se generan las curvas de carga correspondientes a los años 1998, 1999 y 2000 para todos los grupos tarifarios, lo que ha servido, como se ha comentado anteriormente, para validar la solidez de la metodología utilizada para generarlas. La combinación de tarifa (distinguiendo entre interrumpibles y no interrumpibles) y discriminación horaria da lugar a 122 curvas de carga por año.

A continuación y dado que el Real Decreto 1164/2001 de tarifas de acceso a las redes establece una nueva estructura de las tarifas de acceso, se agregan las curvas de carga adaptándose a esta nueva estructura, a la que todos los consumidores deberán acogerse en el caso de acudir al mercado. Así las tarifas correspondientes, en general, a consumos residenciales (1.0, 2.0 y Empleados) se agrupan en una única curva de carga para el nivel de tensión 0 y discriminación horaria 1. La tarifa 2.0 N integra la curva de carga correspondiente al nivel de tensión 0 y discriminación horaria tipo 2. El resto de tarifas de baja

tensión se agrupan en la curva de carga correspondiente al nivel de tensión 0 y discriminación horaria tipo 3.

En media tensión únicamente se diferencian dos curvas de carga, una para la discriminación horaria tipo 3, que estaría formada por las tarifas de corta y media utilización (1.1 y 2.1) y otra para la discriminación horaria tipo 6, en la que se aglutinan el resto de las tarifas. Como para el resto de las tensiones únicamente existe la posibilidad de acogerse a discriminación horaria tipo 6, la curva de carga correspondiente a cada nivel de tensión sería la suma de las curvas de carga de las tarifas correspondientes a ese nivel de tensión.

**Cuadro 9: Correspondencia entre tarifas y grupo tarifario**

Nivel de Tensión	Discriminación Horaria	Tarifa de Procedencia
NT0	DH1	1.0, 2.0 y Empleados
	DH2	2.0 N
	DH3	3.0, 4.0, R.0 y B.0
NT1	DH1	1.1 y 2.1
	DH6	3.1, T.1, R.1, D.1 y THP1
NT2	DH6	1.2, 2.2, 3.2, T.2, R.2, D.2, G4 y THP2
NT3	DH6	1.3, 3.3, 3.3, T.3, R.3, D.3, G4 y THP3
NT4	DH6	1.4, 4.4, 3.4, T.4, R.4, D.4, G4 y THP4

Por último, una vez generadas las curvas de carga agregadas correspondientes a los años 1998, 1999 y 2000, se elaboran las correspondientes al año 2001 elevando homotéticamente las curvas de carga de los ocho grupos tarifarios del año 2000 suponiendo una tasa de crecimiento del 3,7 %.

## **6. Elaboración de curvas de carga de grandes clientes. Año 2000.**

La importancia que la información individualizada tiene tanto para imputar los costes del sistema, como para establecer pautas de consumo de clientes de gran tamaño ha llevado a plantearse la construcción de curvas de carga individuales para estos consumidores.

En este sentido, se han tenido en cuenta dos fuentes de información disponibles. Por una parte, se cuenta con curvas de carga horarias suministradas por el Operador del Sistema de aquellos consumidores que acudieron al mercado durante 1999, lo que ha servido para establecer perfiles de consumo por grupos tarifarios.

Por otra parte, la Base de Datos de Liquidaciones (SILAR) proporciona además de datos de carácter general por grupos tarifarios del total del sistema, información individualizada de aquellos consumidores cuyo consumo, según la Circular 3/1998, de 30 de julio, de la CNSE, superen los límites previstos para los consumidores cualificados en la disposición transitoria decimotercera de la Ley 54/1997 y normativa que lo desarrolle y de la facturación individualizada de los peajes de acceso a consumidores cualificados.

No obstante, dada la imposibilidad de generar curvas de carga para todos los clientes de los que se tienen información individualizada, se ha optado por elaborar las de los siguientes consumidores correspondientes al año 2000:

- Consumidores acogidos a la tarifa G4
- Consumidores acogidos a la tarifa horaria de potencia (THP)
- Consumidores acogidos al complemento por interrumpibilidad
- Consumidores que se han acogido en el año 2000 a la tarifa de acceso escalón 6, denominada de conexiones internacionales según el artículo 22 del RD-L 6/2000.

La muestra seleccionada pese a incorporar tan sólo 201 suministros concentran en torno al 33 % del consumo de al tensión (véase cuadro 10).

**Cuadro 10: Clientes con curva de carga individualizada**

Grupo Tarifario	Nº Clientes	Consumo (GWh)	% s/Consumo Total Tarifa	% s/Consumo Total AT
Interrumpibles (1)	102	14.246	28%	15%
THP (2)	94	9.845	19%	10%
G.4	5	8.058	16%	8%
<b>Total</b>	<b>201</b>	<b>32.171</b>	<b>63%</b>	<b>33%</b>

**Total AT a Tarifa**

**50.973**

**Total AT**

**96.745**

Fuente: BD SILAR

(1) Incluye seis clientes que se pasan al mercado en diciembre acogidos al art. 22 RD-Ley 6/2000

(2) Incluye un cliente que se pasa al mercado en diciembre acogido al art. 22 RD-Ley 6/2000

## 7. Conclusiones

La importancia de conocer los perfiles de consumo horarios de los usuarios de electricidad resulta imprescindible tanto para imputar el coste de generación como para asignar el resto de los costes y, en definitiva, para establecer una metodología de tarifas transparente y objetiva.

El marco regulatorio actual permite la coexistencia de dos colectivos de consumidores, los cualificados y los no cualificados. Los primeros pueden optar bien por adquirir la totalidad de su energía en el mercado, bien por adquirir sólo una parte o bien por permanecer a tarifa. Este abanico de posibilidades se complica aún más ya que también es posible que un cliente cualificado vuelva a acogerse a tarifa integral después de participar un tiempo en el mercado. En consecuencia, ante este panorama y dadas la características de la información disponible, es tremendamente complicado hacer un seguimiento de aquellos clientes que ya han acudido al mercado, y en consecuencia evaluar el impacto que éstos tienen sobre los ingresos del sistema.

Por las razones expuestas anteriormente, y dada la complejidad que conllevan la flexibilidad y variedad de opciones que permite el marco regulatorio actual, es preciso que la Comisión Nacional del Energía disponga de información horaria acerca de las pautas de consumo de los consumidores, ya que sólo si se dispone de esta información se podrán realizar los análisis necesarios para informar o proponer de forma adecuada en materia de tarifas.



Comisión

Nacional

de Energía

**ANEXO 4**  
**Análisis de los Escenarios de**  
**Diseño Tarifario:**  
**Tarifas de Acceso de la propuesta**  
**metodológica de CNE**

## INTRODUCCIÓN

Una vez asignados la totalidad de los costes de acceso por nivel de tensión y periodos horarios, tal y como se establece en la “*Propuesta de metodología para establecer tarifas de acceso a las redes*”, hay que definir las variables de facturación que permitan la recuperación de los costes, esto es, se trata de establecer los términos de potencia y energía por grupo y periodo tarifario.

En este sentido, en la “*Propuesta de metodología para establecer tarifas de acceso a las redes*” se plantean las siguientes opciones de diseño tarifario para que sean discutidas en el Consejo Consultivo de la CNE:

- Escenario 1: Tarifas de acceso monómicas: constan únicamente de un término de potencia por periodos horarios, es decir, todo el coste se recupera con cargo a la potencia contratada.
- Tarifas de acceso binómicas: constan de un término de potencia y un término de energía por periodos horarios, lo que, a su vez, implica decidir qué costes se recuperan con cargo a la potencia y qué costes se recuperan con cargo a la energía. En este sentido se plantearon dos escenarios:
  - *Escenario 2: En función del origen del coste*: los términos de potencia recogerían los costes asignados de transporte, distribución y gestión comercial, por ser la potencia la variable relevante para asignar estos costes entre grupos y periodos tarifarios. El resto de costes (costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento, incluyendo los CTC y la prima del régimen especial) se imputarían a los correspondientes términos de energía consumida.

- *Escenario 3: En función de la proximidad del coste al cliente:* los costes correspondientes al propio nivel de tensión se trasladan al término de potencia y el resto de costes correspondientes a niveles de tensión superiores se recuperan a partir de los términos de energía.

En el cuadro 1 se presentan los porcentajes de coste a trasladar en cada uno de los escenarios de diseño de tarifas de acceso a los términos de potencia y energía por nivel de tensión.

**Cuadro 1: Escenarios de diseño de tarifas de acceso según el porcentaje de coste a recuperar por términos de facturación: término de potencia (Tp) y término de energía (Te)**

		Tarifa Monómica (E1)		Tarifa Binómica por origen del coste (E2)		Tarifa Binómica por proximidad del coste al cliente (E3)	
Grupos Tarifarios		Tp	Te	Tp	Te	Tp	Te
NT0	DH1	100%	0%	59%	41%	50%	50%
	DH2	100%	0%	62%	38%	37%	63%
	DH3	100%	0%	66%	34%	50%	50%
NT1	DH3	100%	0%	75%	25%	48%	52%
	DH6	100%	0%	75%	25%	48%	52%
NT2	DH6	100%	0%	79%	21%	53%	47%
NT3	DH6	100%	0%	80%	20%	52%	48%
NT4	DH6	100%	0%	80%	20%	80%	20%
<b>Total Acceso</b>		<b>100%</b>	<b>0%</b>	<b>64%</b>	<b>36%</b>	<b>50%</b>	<b>50%</b>

Una vez establecido los porcentajes del coste total de acceso que se van a recuperar con cargo a la potencia contratada y a la energía consumida por grupo tarifario, se procede al cálculo de los términos de potencia y energía en cada uno de los escenarios de diseño de tarifas de acceso planteados.

Cabe destacar, que para el cálculo de los términos de potencia y energía de cada uno de los escenarios de diseño de tarifas de acceso se ha empleado información agregada sobre consumos y potencias contratadas en cada uno de los ocho grupos tarifarios del R.D. 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

En la medida en que estos grupos tarifarios están integrados por un colectivo de clientes con características de consumo propias y acogidos, en la actualidad, a unas tarifas bien distintas a las propuestas, para analizar el impacto de cada una de las opciones de diseño de tarifas de acceso sobre los consumidores se ha procedido a facturarles a las tarifas de acceso resultantes de cada uno de los escenarios de diseño.

No obstante lo anterior, dado que se carece de información individualizada de cada uno de los clientes que componen el sistema, se ha procedido a realizar el análisis con la mayor desagregación que permite la información disponible, esto es, sobre colectivos de consumidores agrupados por las tarifas y discriminaciones horarias vigentes, con la excepción de 201 clientes de alta tensión para los que cuenta con información individualizada sobre consumos y potencias contratadas.

En definitiva, en esta nota se analizan los resultados de facturar a los consumidores acogidos a las tarifas integrales y de acceso vigentes con los términos de potencia y energía correspondientes a cada escenario de diseño de tarifas de acceso de la propuesta de metodología de la CNE.

A continuación se exponen los resultados registrados diferenciando entre:

- Baja Tensión (NT0)
- Media Tensión en tres periodos (NT1 DH3)
- Media y Alta Tensión en seis periodos (NT1 DH6, NT2, NT3 y NT4)

## **1. BAJA TENSIÓN (NT0 DH1, NT0 DH2, NT0 DH3)**

Como se ha comentado anteriormente, para llevar a cabo este análisis se ha procedido a facturar a los clientes de baja tensión acogidos a las tarifas integrales y de acceso vigentes con los términos de potencia y energía resultantes de cada una de las propuestas de diseño de tarifas de acceso.

Cabe destacar que, para la desagregación con que se está llevando a cabo este análisis el único dato de potencia con se cuenta es la potencia facturada, ya que las empresas distribuidoras facilitaron datos sobre potencias contratadas por periodos horarios agregadas para los grupos tarifarios definidos en el R.D. 1164/2001 por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución, por lo que se ha supuesto que la potencia facturada es la potencia contratada en todos los periodos.

No obstante lo anterior, hay que señalar que, por una parte, la mayoría de los clientes de baja tensión únicamente tiene una potencia contratada, lo que implica que no exista una gran variabilidad de potencias por periodos horarios y que, por otra parte, la información sobre potencias contratadas facilitada por las empresas eléctricas es muy similar a la potencia facturada por cada grupo tarifario (con diferencias de en torno al 1%), con la excepción del grupo NT0 DH2, para el que la potencia contratada (previsión de las empresas para el año 2000) supera en un 17% el dato de potencia facturada registrada para el año 2000.

De la comparación de la facturación a estos clientes de baja tensión, según las tres opciones de diseño propuestas (véase Cuadro 2), se concluye que a aquellos clientes que se corresponden con el grupo tarifario NT0 DH1 les es más favorable un diseño binómico con mayor peso del término de energía (E3), mientras que los clientes correspondientes al grupo tarifario NT0 DH2 optarían por un diseño de tarifas de acceso monómico (E1).

En cuanto al grupo tarifario NT0 DH3, la preferencia de estos clientes por una tarifa de acceso monómica o binómica no es tan clara como para el resto de consumidores de baja tensión. En términos generales se puede afirmar que a aquellos clientes que actualmente están acogidos a medias utilizaciones (3.0) y altas discriminaciones horarias y a tarifas de largas utilizaciones (4.0) les es más favorable el diseño de tipo monómico, mientras que el resto de clientes englobados en este grupo tarifario optarían por un diseño de tipo binómico de sus tarifas de acceso. Cabe destacar que el 52% del consumo de este grupo tarifario está concentrado, en la actualidad, en las tarifas 3.0 DH1 y 3.0 DH2, tratándose de clientes que optarían por un diseño de carácter binómico.

**Cuadro 2: Comparación de las facturaciones y precios medios de acceso (en PTA) resultantes de las distintas opciones de diseño de tarifas de acceso para los clientes de baja tensión. Año 2001**

Tarifa	DH	Consumo (GWh)	Tarifa Monómica (E1)		Tarifa Binómica por origen del coste (E2)		Tarifa Binómica por proximidad del coste al cliente (E3)	
			Fact. Acceso (MPTA)	Precio Medio (PTA/kWh)	Fact. Acceso (MPTA)	Precio Medio (PTA/kWh)	Fact. Acceso (MPTA)	Precio Medio (PTA/kWh)
1.0	DH1	62	623	10,04	617	9,94	616	9,92
2.0	DH1	48.514	477.462	9,84	476.627	9,82	476.436	9,82
Empleados	DH1	860	2.222	2,58	4.735	5,51	5.311	6,18
<b>TOTAL NT0 DH1</b>		<b>49.436</b>	<b>480.307</b>	<b>9,72</b>	<b>481.980</b>	<b>9,75</b>	<b>482.363</b>	<b>9,76</b>
2.0 N	DHN	7.482	34.336	4,59	36.617	4,89	40.337	5,39
<b>TOTAL NT0 DH2</b>		<b>7.482</b>	<b>34.336</b>	<b>4,59</b>	<b>36.617</b>	<b>4,89</b>	<b>40.337</b>	<b>5,39</b>
3.0	DH1	5.659	56.755	10,03	49.524	8,75	46.064	8,14
3.0	DH2	9.175	64.970	7,08	63.037	6,87	62.112	6,77
3.0	DH3	1.941	10.390	5,35	10.866	5,60	11.094	5,72
3.0	DH4	924	5.220	5,65	5.351	5,79	5.413	5,86
3.0	DH5	33	162	4,86	176	5,28	183	5,48
4.0	DH1	448	1.508	3,37	1.941	4,33	2.149	4,80
4.0	DH2	3.425	12.810	3,74	15.902	4,64	17.382	5,07
4.0	DH3	2.815	8.363	2,97	11.384	4,04	12.830	4,56
4.0	DH4	1.612	4.853	3,01	6.544	4,06	7.353	4,56
4.0	DH5	42	134	3,15	175	4,13	195	4,60
B.0	DH2	1.998	4.201	2,10	6.162	3,08	7.100	3,55
R.0	DH1	124	2.446	19,73	1.873	15,11	1.599	12,90
R.0	DH2	43	541	12,60	448	10,43	403	9,40
R.0	DH3	139	1.277	9,20	1.111	8,00	1.032	7,43
R.0	DH4	163	1.271	7,81	1.148	7,05	1.089	6,68
<b>TOTAL NT0 DH3</b>		<b>28.542</b>	<b>174.901</b>	<b>6,13</b>	<b>175.642</b>	<b>6,15</b>	<b>175.996</b>	<b>6,17</b>
<b>TOTAL BT</b>		<b>85.460</b>	<b>689.544</b>	<b>8,07</b>	<b>694.239</b>	<b>8,12</b>	<b>698.696</b>	<b>8,18</b>

**Cuadro 2: Comparación de las facturaciones y precios medios de acceso (en €) resultantes de las distintas opciones de diseño de tarifas de acceso para los clientes de baja tensión. Año 2001**

Tarifa	DH	Consumo (GWh)	Tarifa Monómica (E1)		Tarifa Binómica por origen del coste (E2)		Tarifa Binómica por proximidad del coste al cliente (E3)	
			Fact. Acceso (Mill. €)	Precio Medio (Cent €/kWh)	Fact. Acceso (Mill. €)	Precio Medio (Cent €/kWh)	Fact. Acceso (Mill. €)	Precio Medio (Cent €/kWh)
1.0	DH1	62	4	6,03	4	5,98	4	5,96
2.0	DH1	48.514	2.870	5,91	2.865	5,90	2.863	5,90
Empleados	DH1	860	13	1,55	28	3,31	32	3,71
<b>TOTAL NT0 DH1</b>		<b>49.436</b>	<b>2.887</b>	<b>5,84</b>	<b>2.897</b>	<b>5,86</b>	<b>2.899</b>	<b>5,86</b>
2.0 N	DHN	7.482	206	2,76	220	2,94	242	3,24
<b>TOTAL NT0 DH2</b>		<b>7.482</b>	<b>206</b>	<b>2,76</b>	<b>220</b>	<b>2,94</b>	<b>242</b>	<b>3,24</b>
3.0	DH1	5.659	341	6,03	298	5,26	277	4,89
3.0	DH2	9.175	390	4,26	379	4,13	373	4,07
3.0	DH3	1.941	62	3,22	65	3,37	67	3,44
3.0	DH4	924	31	3,40	32	3,48	33	3,52
3.0	DH5	33	1	2,92	1	3,17	1	3,30
4.0	DH1	448	9	2,02	12	2,60	13	2,88
4.0	DH2	3.425	77	2,25	96	2,79	104	3,05
4.0	DH3	2.815	50	1,79	68	2,43	77	2,74
4.0	DH4	1.612	29	1,81	39	2,44	44	2,74
4.0	DH5	42	1	1,89	1	2,48	1	2,76
B.0	DH2	1.998	25	1,26	37	1,85	43	2,14
R.0	DH1	124	15	11,86	11	9,08	10	7,75
R.0	DH2	43	3	7,57	3	6,27	2	5,65
R.0	DH3	139	8	5,53	7	4,81	6	4,47
R.0	DH4	163	8	4,69	7	4,23	7	4,02
<b>TOTAL NT0 DH3</b>		<b>28.542</b>	<b>1.051</b>	<b>3,68</b>	<b>1.056</b>	<b>3,70</b>	<b>1.058</b>	<b>3,71</b>
<b>TOTAL BT</b>		<b>85.460</b>	<b>4.144</b>	<b>4,85</b>	<b>4.172</b>	<b>4,88</b>	<b>4.199</b>	<b>4,91</b>

## **2. MEDIA TENSIÓN EN TRES PERIODOS (NT1 DH3)**

Para analizar cuál de las opciones de diseño es la preferida por los clientes correspondientes a este grupo tarifario se ha procedido de la misma manera que con los clientes de baja tensión. Es decir, se han tomado los datos de consumo de cada una de las tarifas que se incorporan en este grupo y se ha supuesto que la potencia contratada es la misma en todos los periodos e igual a la potencia facturada, comparando las facturaciones resultantes de aplicarles a las distintas alternativas de diseño de tarifas de acceso.

Como se desprende del análisis del cuadro 3, los clientes de corta utilización (tarifa 1.1) optarían por un diseño binómico mientras que los clientes de media utilización (tarifas 2.2 y 2.2 Interrumpible) preferirían un tarifa de acceso con un único término de potencia.

Es importante subrayar la simplicidad de la estructura propuesta para las tarifas de acceso (8 grupos tarifarios) respecto a la estructura vigente de tarifas integrales (126 tarifas). Por tanto, a la hora de decidir la alternativa de diseño de tarifas de acceso que se ha de aplicar a este grupo tarifario (NT1 DH3) habrá que tener en cuenta que en un sólo grupo tarifario se agrupa un amplio elenco de clientes acogidos a muy distintas tarifas integrales (12).

Cabe destacar, la significatividad de los clientes acogidos a tarifas de corta utilización, que concentran alrededor del 80% del consumo de este grupo tarifario, para los que se ha supuesto que tienen una potencia contratada en todos los periodos igual o inferior a los 450 kW, tamaño establecido en el R.D. 1164/2001 por el que se establecen tarifas de acceso para que sea aplicable la tarifa de acceso NT1 DH3 que se determine.

**Cuadro 3: Comparación de las facturaciones y precios medios de acceso (en PTA) de las opciones de diseño de tarifas de acceso para los clientes de media tensión en tres periodos. Año 2001**

Tarifa	DH	Consumo (GWh)	Tarifa Monómica		Tarifa Binómica por origen del coste		Tarifa Binómica por proximidad del coste al cliente	
			Fact. Acceso (MPTA)	Precio Medio (PTA/kWh)	Fact. Acceso (MPTA)	Precio Medio (PTA/kWh)	Fact. Acceso (MPTA)	Precio Medio (PTA/kWh)
1.1	DH1	214	1.160	5,42	1.005	4,69	844	3,94
1.1	DH2	4.368	16.804	3,85	15.486	3,54	14.112	3,23
1.1	DH3	2.298	7.568	3,29	7.121	3,10	6.654	2,90
1.1	DH4	1.238	3.860	3,12	3.642	2,94	3.415	2,76
1.1	DH5	136	358	2,63	350	2,58	342	2,52
2.1	DH1	6	10	1,62	11	1,86	13	2,11
2.1	DH2	218	449	2,06	480	2,21	512	2,35
2.1	DH3	756	1.369	1,81	1.502	1,99	1.641	2,17
2.1	DH4	627	981	1,56	1.128	1,80	1.282	2,04
2.1	DH5	41	62	1,52	70	1,74	79	1,96
2.1 Int	DH3	264	330	1,25	399	1,51	471	1,78
2.1 Int	DH4	123	132	1,08	175	1,42	220	1,79
<b>Total NT1 DH3</b>		<b>10.289</b>	<b>33.082</b>	<b>3,22</b>	<b>31.370</b>	<b>3,05</b>	<b>29.586</b>	<b>2,88</b>

**Cuadro 3: Comparación de las facturaciones y precios medios de acceso (en €) de las opciones de diseño de tarifas de acceso para los clientes de media tensión en tres periodos. Año 2001**

Tarifa	DH	Consumo (GWh)	Tarifa Monómica		Tarifa Binómica por origen del coste		Tarifa Binómica por proximidad del coste al cliente	
			Fact. Acceso (Mill. €)	Precio Medio (Cent €/kWh)	Fact. Acceso (Mill. €)	Precio Medio (Cent €/kWh)	Fact. Acceso (Mill. €)	Precio Medio (Cent €/kWh)
1.1	DH1	214	7	3,26	6	2,82	5	2,37
1.1	DH2	4.368	101	2,31	93	2,13	85	1,94
1.1	DH3	2.298	45	1,98	43	1,86	40	1,74
1.1	DH4	1.238	23	1,87	22	1,77	21	1,66
1.1	DH5	136	2	1,58	2	1,55	2	1,51
2.1	DH1	6	0	0,97	0	1,12	0	1,27
2.1	DH2	218	3	1,24	3	1,33	3	1,41
2.1	DH3	756	8	1,09	9	1,20	10	1,31
2.1	DH4	627	6	0,94	7	1,08	8	1,23
2.1	DH5	41	0	0,92	0	1,04	0	1,18
2.1 Int	DH3	264	2	0,75	2	0,91	3	1,07
2.1 Int	DH4	123	1	0,65	1	0,86	1	1,07
<b>Total NT1 DH3</b>		<b>10.289</b>	<b>199</b>	<b>1,93</b>	<b>189</b>	<b>1,83</b>	<b>178</b>	<b>1,73</b>

### 3. MEDIA Y ALTA TENSIÓN EN SEIS PERIODOS ( NT1 DH6, NT2 DH6, NT3 DH6, NT4 DH6)

A diferencia de los dos grupos analizados anteriormente, para estudiar de las opciones de diseño de tarifas de acceso propuestas cuál es la opción preferida por este colectivo de consumidores, se ha tenido en cuenta la información individualizada<sup>1</sup> de la que se dispone sobre consumos y potencias de 201 individuos, lo que supone el al 38% del consumo de alta tensión que se acogería a tarifas en seis periodos (DH6) (véase cuadro 4).

**Cuadro 4: Datos de Consumo (GWh) de Clientes de AT en DH6. Año 2001**

NT	Datos Agregados	% AT DH6 s/total sistema	Datos Individuales	% individual s/ agregado
1	45.174	24,6%	2.688	6,0%
2	15.363	8,4%	8.175	53,2%
3	13.211	7,2%	10.508	79,5%
4	14.058	7,7%	11.603	82,5%

<b>Total AT DH6</b>	<b>87.806</b>	<b>47,8%</b>	<b>32.974</b>	<b>37,6%</b>
---------------------	---------------	--------------	---------------	--------------

<b>Total Sistema Peninsular</b>	<b>183.554</b>
---------------------------------	----------------

En primer lugar se ha procedido a facturar a los 201 consumidores de los que se tiene información individual a las tarifas de acceso resultantes de cada uno de los escenarios de diseño de tarifas de acceso de la propuesta de la CNE.

En el cuadro 5 se presentan los resultados obtenidos. En términos de su facturación anual, estos clientes se ven favorecidos por un diseño monómico de sus tarifas de acceso, si bien esta preferencia no es tan clara cuando se realiza el análisis por periodos horarios.

<sup>1</sup> Véase el anexo 3 sobre la obtención de las curvas de carga horarias de consumo por grupos tarifarios de la "Propuesta de metodología para establecer tarifas de acceso a las redes" CNE (2001)

**Cuadro 5. Comparación precios medios de acceso (PTA/kWh) resultantes de las opciones de diseño de tarifas de acceso para clientes de alta tensión en 6 periodos con información individualizada. Año 2001**

<b>Tarifa Monómica (E1)</b>							
NT	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Precio Medio Anual
1	7,198	1,847	3,595	1,654	1,354	0,369	1,174
2	5,182	1,496	2,455	1,212	1,060	0,197	0,801
3	5,402	1,442	3,075	1,379	1,248	0,185	0,792
4	2,518	0,720	1,398	0,662	0,596	0,083	0,361
<b>Total</b>	<b>4,492</b>	<b>1,240</b>	<b>2,366</b>	<b>1,104</b>	<b>0,974</b>	<b>0,164</b>	<b>0,666</b>

<b>Tarifa Binómica por origen del coste (E2)</b>							
NT	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Precio Medio Anual
1	6,437	2,091	3,321	1,843	1,576	0,788	1,451
2	4,554	1,488	2,215	1,219	1,080	0,376	0,878
3	4,670	1,380	2,668	1,297	1,179	0,309	0,812
4	2,207	0,702	1,234	0,637	0,577	0,156	0,387
<b>Total</b>	<b>3,933</b>	<b>1,237</b>	<b>2,100</b>	<b>1,088</b>	<b>0,970</b>	<b>0,303</b>	<b>0,723</b>

<b>Tarifa Binómica por proximidad del coste al cliente (E3)</b>							
NT	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Precio Medio Anual
1	5,647	2,344	3,037	2,038	1,805	1,223	1,737
2	3,772	1,479	1,916	1,228	1,105	0,598	0,975
3	3,624	1,292	2,087	1,180	1,079	0,485	0,841
4	2,203	0,702	1,231	0,637	0,576	0,157	0,388
<b>Total</b>	<b>3,335</b>	<b>1,233</b>	<b>1,817</b>	<b>1,071</b>	<b>0,964</b>	<b>0,445</b>	<b>0,779</b>

<b>Nº horas por periodo</b>	<b>492</b>	<b>820</b>	<b>516</b>	<b>860</b>	<b>1.008</b>	<b>5.064</b>	<b>8.760</b>
-----------------------------	------------	------------	------------	------------	--------------	--------------	--------------

**Cuadro 5. Comparación precios medios de acceso (Cent €/kWh) resultantes de las opciones de diseño de tarifas de acceso para clientes de alta tensión en 6 periodos con información individualizada. Año 2001**

<b>Tarifa Monómica (E1)</b>							
NT	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Precio Medio Anual
1	4,326	1,110	2,160	0,994	0,814	0,222	0,706
2	3,114	0,899	1,476	0,728	0,637	0,119	0,481
3	3,246	0,867	1,848	0,829	0,750	0,111	0,476
4	1,514	0,433	0,840	0,398	0,358	0,050	0,217
<b>Total</b>	<b>2,700</b>	<b>0,745</b>	<b>1,422</b>	<b>0,663</b>	<b>0,586</b>	<b>0,098</b>	<b>0,400</b>

<b>Tarifa Binómica por origen del coste (E2)</b>							
NT	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Precio Medio Anual
1	3,868	1,257	1,996	1,108	0,947	0,474	0,872
2	2,737	0,894	1,331	0,733	0,649	0,226	0,528
3	2,806	0,829	1,603	0,779	0,708	0,186	0,488
4	1,327	0,422	0,741	0,383	0,347	0,094	0,233
<b>Total</b>	<b>2,364</b>	<b>0,744</b>	<b>1,262</b>	<b>0,654</b>	<b>0,583</b>	<b>0,182</b>	<b>0,434</b>

<b>Tarifa Binómica por proximidad del coste al cliente (E3)</b>							
NT	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Precio Medio Anual
1	3,394	1,409	1,825	1,225	1,085	0,735	1,044
2	2,267	0,889	1,151	0,738	0,664	0,359	0,586
3	2,178	0,776	1,254	0,709	0,649	0,292	0,505
4	1,324	0,422	0,740	0,383	0,346	0,094	0,233
<b>Total</b>	<b>2,004</b>	<b>0,741</b>	<b>1,092</b>	<b>0,644</b>	<b>0,580</b>	<b>0,268</b>	<b>0,468</b>

Por otra parte, se ha procedido a facturar al resto de clientes de alta tensión. Al contrario de lo que ocurre con los clientes de los que se tiene información individualizada, este conjunto de consumidores, en términos generales, se ve favorecido por el diseño binómico de sus tarifas de acceso que carga un porcentaje elevado del coste a recuperar en el término de energía (Escenario 3). No obstante, para el periodo 6, que cuenta con un elevado número de horas, la opción monómica es preferida, también, por estos clientes.

**Cuadro 6. Comparación Precios Medios de Acceso (PTA/kWh) de las opciones de diseño de tarifas de acceso para el resto de clientes de Alta Tensión en 6 periodos. Año 2001**

<b>Tarifa Monómica (E1)</b>							
NT	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Precio Medio Anual
1	11,967	3,989	5,233	3,176	2,255	0,505	2,405
2	7,409	2,540	3,783	2,209	1,658	0,372	1,637
3	4,627	1,958	2,705	1,595	1,509	0,375	1,354
4	5,394	2,170	3,518	1,927	1,144	0,227	1,161
	<b>9,654</b>	<b>2,526</b>	<b>3,170</b>	<b>2,921</b>	<b>2,095</b>	<b>0,468</b>	<b>2,254</b>

<b>Tarifa Binómica por origen del coste (E2)</b>							
NT	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Precio Medio Anual
1	9,996	3,690	4,544	2,979	2,248	0,890	2,388
2	6,316	2,314	3,266	2,007	1,553	0,514	1,549
3	4,047	1,795	2,371	1,471	1,388	0,461	1,276
4	4,516	1,866	2,936	1,653	1,017	0,271	1,034
	<b>8,220</b>	<b>2,522</b>	<b>2,857</b>	<b>2,724</b>	<b>2,065</b>	<b>0,790</b>	<b>2,225</b>

<b>Tarifa Binómica por proximidad del coste al cliente (E3)</b>							
NT	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Precio Medio Anual
1	7,952	3,379	3,829	2,774	2,240	1,288	2,370
2	4,952	2,032	2,620	1,756	1,423	0,691	1,440
3	3,220	1,561	1,894	1,293	1,215	0,584	1,165
4	4,503	1,861	2,927	1,649	1,015	0,272	1,032
	<b>6,730</b>	<b>2,521</b>	<b>2,533</b>	<b>2,521</b>	<b>2,034</b>	<b>1,127</b>	<b>2,196</b>

**Cuadro 6. Comparación Precios Medios de Acceso (Cent €/kWh) de las opciones de diseño de tarifas de acceso para el resto de clientes de Alta Tensión en 6 periodos. Año 2001**

<b>Tarifa Monómica (E1)</b>							
NT	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Precio Medio Anual
1	7,192	2,398	3,145	1,909	1,355	0,303	1,446
2	4,453	1,527	2,274	1,327	0,997	0,224	0,984
3	2,781	1,177	1,626	0,959	0,907	0,225	0,814
4	3,242	1,304	2,115	1,158	0,688	0,136	0,697
<b>Total</b>	<b>5,802</b>	<b>1,518</b>	<b>1,905</b>	<b>1,755</b>	<b>1,259</b>	<b>0,281</b>	<b>1,355</b>

<b>Tarifa Binómica por origen del coste (E2)</b>							
NT	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Precio Medio Anual
1	6,008	2,218	2,731	1,790	1,351	0,535	1,435
2	3,796	1,391	1,963	1,206	0,934	0,309	0,931
3	2,433	1,079	1,425	0,884	0,834	0,277	0,767
4	2,714	1,121	1,765	0,993	0,611	0,163	0,621
<b>Total</b>	<b>4,940</b>	<b>1,516</b>	<b>1,717</b>	<b>1,637</b>	<b>1,241</b>	<b>0,475</b>	<b>1,337</b>

<b>Tarifa Binómica por proximidad del coste al cliente (E3)</b>							
NT	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Precio Medio Anual
1	4,779	2,031	2,301	1,667	1,347	0,774	1,424
2	2,976	1,221	1,574	1,055	0,855	0,415	0,865
3	1,935	0,938	1,138	0,777	0,730	0,351	0,700
4	2,706	1,119	1,759	0,991	0,610	0,163	0,620
<b>Total</b>	<b>4,045</b>	<b>1,515</b>	<b>1,523</b>	<b>1,515</b>	<b>1,222</b>	<b>0,678</b>	<b>1,320</b>

Esta diferencia en el comportamiento entre los clientes de los que se tiene información individualizada y el resto de clientes de alta tensión puede ser debida a varias causas.

Por una parte, los grandes clientes respecto al resto de clientes de AT DH6 registran más elevadas utilidades de la potencia que contratan, lo que parece ser la razón principal de que el diseño monómico (E1) de tarifas de acceso sea preferible al binómico para estos grandes clientes (E2 y E3). Análogamente, para el resto de clientes de alta tensión con utilidades de potencias más bajas, la opción de diseño preferible, en términos de su facturación, es la opción binómica que carga cuanto más del coste a recuperar en el término de energía respecto al término de potencia (E3).

Sin embargo, se observan dos excepciones. En primer lugar, en aquellos periodos horarios con pocas horas, esto es, periodos 1 y 3, la opción de facturación más ventajosa para los grandes clientes es la binómica. En segundo lugar, en el periodo 6, que comprende 5.064 horas de las 8.760 horas del año, la opción de facturación más ventajosa tanto para los grandes como para el resto de clientes es el diseño monómico de tarifas de acceso.

En el cuadro 7 se presentan los datos de consumo y potencia utilizados para el análisis de cada uno de los dos colectivos de alta tensión (grandes y resto de clientes).

**Cuadro 7: Datos de Potencia y Consumo de los clientes de alta tensión DH6. Año 2001**

**Potencias Contratadas (MW) por NT y BH. Año 2001**

*Total*

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT1	13.520	13.711	14.354	14.462	14.563	15.116
NT2	2.632	2.677	3.060	3.063	3.339	3.722
NT3	1.477	1.564	2.149	2.161	2.657	2.735
NT4	2.267	2.289	2.929	2.929	3.308	3.582

**Energía Consumida (GWh). Año 2001**

*Total*

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
NT1	2.712	4.570	3.048	4.769	6.018	24.059	45.174
NT2	795	1.391	873	1.509	1.843	8.950	15.363
NT3	558	1.036	651	1.258	1.511	8.197	13.211
NT4	547	978	602	1.183	1.483	9.264	14.058

**Relación Potencia/Consumo (1/h)**

*Total*

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT1	5,0	3,0	4,7	3,0	2,4	0,6
NT2	3,3	1,9	3,5	2,0	1,8	0,4
NT3	2,6	1,5	3,3	1,7	1,8	0,3
NT4	4,1	2,3	4,9	2,5	2,2	0,4

**Grandes Clientes de Alta Tensión**

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT1	332	338	431	433	456	766
NT2	888	898	1.076	1.081	1.254	1.558
NT3	982	988	1.540	1.560	1.903	1.982
NT4	1.180	1.224	1.757	1.852	2.253	2.371

**Grandes Clientes Alta Tensión**

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
NT1	109	237	131	267	307	1.637	2.688
NT2	335	642	398	753	894	5.154	8.175
NT3	351	725	449	944	1.139	6.900	10.508
NT4	383	759	476	986	1.192	7.807	11.603

**Grandes Clientes de Alta Tensión**

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT1	3,0	1,4	3,3	1,6	1,5	0,5
NT2	2,7	1,4	2,7	1,4	1,4	0,3
NT3	2,8	1,4	3,4	1,7	1,7	0,3
NT4	3,1	1,6	3,7	1,9	1,9	0,3

**Resto Clientes Alta Tensión**

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT1	13.188	13.373	13.922	14.029	14.107	14.350
NT2	1.744	1.779	1.984	1.982	2.084	2.164
NT3	495	575	609	601	753	753
NT4	1.086	1.065	1.172	1.077	1.055	1.211

**Resto Clientes Alta Tensión**

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
NT1	2.603	4.333	2.916	4.502	5.710	22.422	42.486
NT2	460	749	476	757	949	3.797	7.188
NT3	207	311	202	314	373	1.297	2.703
NT4	164	219	126	197	291	1.457	2.455

**Resto Clientes Alta Tensión**

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT1	5,1	3,1	4,8	3,1	2,5	0,6
NT2	3,8	2,4	4,2	2,6	2,2	0,6
NT3	2,4	1,9	3,0	1,9	2,0	0,6
NT4	6,6	4,9	9,3	5,5	3,6	0,8

No obstante, cabe destacar que estos resultados están afectados, en parte, por las fuentes de información utilizadas. Los datos de consumos y potencias que se tiene de los clientes individuales procede de la misma fuente de información (BD de Liquidaciones), mientras que los datos utilizados para facturar al resto de clientes de alta tensión proceden de dos fuentes de información diferentes. Por una parte los consumos han sido extraídos de la BD de Liquidaciones, por lo que estos datos son coherentes con los individuales. Por otra parte, la información sobre potencias ha sido facilitada por las empresas distribuidoras y, en consecuencia, la potencia del resto de clientes de alta tensión acogidos a DH6, se ha obtenido como residuo, por diferencia entre las potencias de toda la alta tensión (datos de empresas) y las potencias de grandes clientes (BD de Liquidaciones) .

Asimismo, la restricción establecida en el R.D. 1164/2001 de contratar potencias crecientes por periodos horarios obliga a que los consumidores contraten potencias en periodos en los que, de no existir dicha obligatoriedad, quizá no contratarían dados sus perfiles de carga. Esta restricción explica, en parte, que las relaciones entre potencia y consumo sean muy elevadas en alguno de los periodos considerados, especialmente en el periodo 3.

En el cuadro 8 se presentan los ingresos por facturación de las tarifas de acceso que se obtendrían, para cada nivel de tensión y periodo horario, de los clientes con datos individuales y del resto de clientes de alta tensión, según cada una de las opciones de diseño consideradas.

**Cuadro 8. Comparación de la facturación de acceso (MPTA) de las alternativas de diseño para los clientes de alta tensión en 6 periodos**

Tarifa Monómica (E1)														
Clientes Individuales								Resto de Clientes de AT						
NT	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total (MPTA)	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total (MPTA)
1	784	437	473	441	416	604	3.156	31.151	17.286	15.260	14.299	12.874	11.319	102.189
2	1.735	960	976	912	947	1.017	6.548	3.408	1.903	1.799	1.672	1.574	1.412	11.769
3	1.898	1.045	1.381	1.301	1.421	1.279	8.326	957	609	546	501	562	486	3.661
4	964	547	665	652	711	646	4.185	887	476	444	379	333	330	2.849
<b>Total</b>	<b>5.381</b>	<b>2.990</b>	<b>3.496</b>	<b>3.307</b>	<b>3.495</b>	<b>3.547</b>	<b>22.215</b>	<b>36.403</b>	<b>20.273</b>	<b>18.050</b>	<b>16.851</b>	<b>15.344</b>	<b>13.548</b>	<b>120.468</b>

Tarifa Binómica por naturaleza del coste (E2)														
Clientes Individuales								Resto de Clientes de AT						
NT	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total (MPTA)	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total (MPTA)
1	701	495	437	492	484	1.290	3.899	26.019	15.988	13.250	13.410	12.834	19.945	101.446
2	1.525	955	881	917	965	1.936	7.180	2.905	1.734	1.553	1.519	1.475	1.951	11.137
3	1.641	1.000	1.199	1.224	1.342	2.131	8.537	837	558	479	462	517	598	3.450
4	845	533	587	628	688	1.215	4.496	743	409	370	325	296	395	2.538
<b>Total</b>	<b>4.712</b>	<b>2.984</b>	<b>3.103</b>	<b>3.261</b>	<b>3.479</b>	<b>6.572</b>	<b>24.112</b>	<b>30.504</b>	<b>18.688</b>	<b>15.652</b>	<b>15.716</b>	<b>15.122</b>	<b>22.888</b>	<b>118.571</b>

Tarifa Binómica por proximidad del coste al cliente (E3)														
Clientes Individuales								Resto de Clientes de AT						
NT	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total (MPTA)	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total (MPTA)
1	615	555	399	544	555	2.001	4.670	20.699	14.642	11.166	12.487	12.793	28.889	100.675
2	1.263	949	762	924	988	3.082	7.968	2.278	1.522	1.246	1.329	1.351	2.622	10.348
3	1.274	936	938	1.114	1.229	3.348	8.838	666	485	382	406	453	757	3.150
4	843	533	586	628	687	1.223	4.500	740	408	369	325	295	396	2.534
<b>Total</b>	<b>3.995</b>	<b>2.974</b>	<b>2.685</b>	<b>3.209</b>	<b>3.459</b>	<b>9.655</b>	<b>25.976</b>	<b>24.383</b>	<b>17.057</b>	<b>13.164</b>	<b>14.547</b>	<b>14.892</b>	<b>32.664</b>	<b>116.707</b>

**Cuadro 8. Comparación de la facturación de acceso (Millones €) de las alternativas de diseño para los clientes de alta tensión en 6 periodos**

Tarifa Monómica (E1)															
Clientes Individuales								Resto de Clientes de AT							
NT	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total (Mill. €)	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total (Mill. €)	
1	5	3	3	3	3	4	19	187	104	92	86	77	68	614	
2	10	6	6	5	6	6	39	20	11	11	10	9	8	71	
3	11	6	8	8	9	8	50	6	4	3	3	3	3	22	
4	6	3	4	4	4	4	25	5	3	3	2	2	2	17	
<b>Total</b>	<b>32</b>	<b>18</b>	<b>21</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>21</b>	<b>134</b>	<b>219</b>	<b>122</b>	<b>108</b>	<b>101</b>	<b>92</b>	<b>81</b>	<b>724</b>	

Tarifa Binómica por naturaleza del coste (E2)															
Clientes Individuales								Resto de Clientes de AT							
NT	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total (Mill. €)	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total (Mill. €)	
1	4	3	3	3	3	8	23	156	96	80	81	77	120	610	
2	9	6	5	6	6	12	43	17	10	9	9	9	12	67	
3	10	6	7	7	8	13	51	5	3	3	3	3	4	21	
4	5	3	4	4	4	7	27	4	2	2	2	2	2	15	
<b>Total</b>	<b>28</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>40</b>	<b>145</b>	<b>183</b>	<b>112</b>	<b>94</b>	<b>94</b>	<b>91</b>	<b>138</b>	<b>713</b>	

Tarifa Binómica por proximidad del coste al cliente (E3)															
Clientes Individuales								Resto de Clientes de AT							
NT	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total (Mill. €)	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total (Mill. €)	
1	4	3	2	3	3	12	28	124	88	67	75	77	174	605	
2	8	6	5	6	6	19	48	14	9	7	8	8	16	62	
3	8	6	6	7	7	20	53	4	3	2	2	3	5	19	
4	5	3	4	4	4	7	27	4	2	2	2	2	2	15	
<b>Total</b>	<b>24</b>	<b>18</b>	<b>16</b>	<b>19</b>	<b>21</b>	<b>58</b>	<b>156</b>	<b>147</b>	<b>103</b>	<b>79</b>	<b>87</b>	<b>90</b>	<b>196</b>	<b>701</b>	

## CONCLUSIONES

Como ya se indicó en “*Propuesta de metodología para establecer tarifas de acceso a las redes*”, dejando aparte el efecto de la diferenciación de tarifas de acceso por periodos horarios, el diseño binómico de las tarifas de acceso favorece, fundamentalmente, a aquellos clientes con bajas utilidades de la potencia contratada. Por el contrario, la aplicación de un diseño de tarifas de acceso únicamente por términos potencia beneficia, en general, a clientes con altas utilidades de la potencia contratada.

Para decidir cuál es el diseño de los términos de facturación de las tarifas de acceso propuestas es preciso aplicar las distintas opciones de diseño tarifario sobre todos los consumidores eléctricos.

Las tarifas integrales vigentes se estructuran en función de dos variables: nivel de tensión y utilización de la potencia contratada. Estas dos variables junto con distintas opciones de discriminación horaria aplicables arrojan un total de 126 grupos tarifarios distintos, a los que hay que añadir los grupos de tarifas de acceso vigentes.

La consideración de una estructura tarifaria (tanto de acceso como integral) más simplificada, caracterizada únicamente por los niveles de tensión y periodos horarios que establece el R.D. 1164/2001 por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, respecto a la estructura vigente en la actualidad supone tener en cuenta los siguientes aspectos.

En primer lugar, en la medida que el ejercicio de facturación se realiza sobre todo el colectivo de consumidores eléctricos, la simplificación del número de grupos tarifarios (de 126 tarifas integrales y 6 tarifas de acceso a únicamente 8) supone situar y agregar a un amplio y diverso colectivo de clientes según la estructura tarifaria propuesta.

En segundo lugar, la sustitución de una estructura de tarifas por utilización de potencia por una estructura tarifaria por periodos horarios, lleva a que sea necesario analizar los efectos de las distintas opciones de diseño de los términos de facturación de las tarifas de acceso propuestas sobre los clientes, cuyas pautas de consumo se deben adaptar a un esquema de precios totalmente diferente al actual.

En consecuencia para decidir qué tipo de diseño de tarifas de acceso es el más conveniente para cada uno de grupos tarifarios habrá que tener en cuenta no sólo cuál es el diseño más atractivo en términos de facturación de acceso, sino también las características de los clientes que componen cada uno de los grupos tarifarios considerados.

En el siguiente cuadro se resume para cada grupo tarifario de la nueva propuesta de tarifas de acceso, dada la caracterización del consumo de los clientes de cada uno de ellos, la alternativa de diseño preferida.

**Cuadro 9: Diseño preferible de tarifas de acceso por grupo tarifario**

<b>Grupo Tarifario</b>	<b>Diseño preferible por clientes</b>	<b>% de consumo sobre total del grupo tarifario</b>
NT0 DH1	Diseño binómico	100%
NT0 DH2	Diseño monómico	100%
NT0 DH3	Diseño monómico: largas utilizaciones	40%
	Diseño binómico: resto	60%
NT1 DH3	Diseño monómico: medias utilizaciones	20%
	Diseño binómico: cortas utilizaciones	80%
NT1 DH6	Diseño monómico: Grandes Clientes	7%
	Diseño binómico: Resto alta tensión	93%
NT2 DH6	Diseño monómico: Grandes Clientes	53%
	Diseño binómico: Resto alta tensión	47%
NT3 DH6	Diseño monómico: Grandes Clientes	83%
	Diseño binómico: Resto alta tensión	17%
NT4 DH6	Diseño monómico: Grandes Clientes	80%
	Diseño binómico: Resto alta tensión	20%