



Universidad  
Carlos III de Madrid

Departamento de Electricidad

PROYECTO FIN DE CARRERA

# PEAJES DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA

Autor: Raúl Ruiz Luna

Tutor: Fernando Soto Martos

Leganés, mayo de 2011

Peajes de acceso a la red eléctrica

Raúl Ruiz Luna

Peajes de acceso a la red eléctrica

Título: Peajes de acceso a la red eléctrica

Autor: Raúl Ruiz Luna

Director: Fernando Soto Martos

## EL TRIBUNAL

Presidente: Carlos Álvarez Ortega

Vocal: Juan Ignacio López Ruiz

Secretario: Jaime Montoya Larrahondo

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día 12 de mayo de 2011 en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, acuerda otorgarle la CALIFICACIÓN de

VOCAL

SECRETARIO

PRESIDENTE

## ÍNDICE

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....	1
ESTRUCTURA DEL PROYECTO .....	2
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN AL SECTOR ELÉCTRICO .....	3
1.1. Cronología de la liberalización en España .....	3
1.2 La Ley del Sector Eléctrico .....	4
1.2.1 Objetivos de la LSE.....	4
1.2.2 Fundamentos de la LSE.....	5
1.3 Actividades del sector eléctrico.....	6
1.3.1 Actividades reguladas.....	6
1.3.1.1 Transporte.....	6
1.3.1.2 Distribución .....	8
1.3.2 Actividades liberalizadas.....	9
1.3.2.1 Generación.....	9
1.3.2.2 Comercialización.....	12
CAPÍTULO 2. TARIFA DE ACCESO. GENERALIDADES .....	14
2.1 Clasificación de las tarifas de acceso .....	14
2.2 Marco jurídico .....	16
2.3 Regulación actual de la tarifa de acceso.....	17
2.4 Ámbito de aplicación.....	17
2.5 Principios tradicionales de la tarifa de acceso.....	18
2.6 Principios de la tarifa de acceso española .....	19
CAPÍTULO 3. ESCANDALLO DE COSTES DE ACCESO .....	21
3.1 Costes de transporte.....	24
3.2 Costes de distribución.....	26
3.3 Costes de gestión comercial .....	30
3.4 Interrumpibilidad.....	30
3.5 Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.....	31
3.5.1 Moratoria nuclear .....	31
3.5.2 Segunda parte del ciclo de combustible nuclear.....	31
3.6 Régimen especial.....	32
3.7 Costes permanentes .....	34
3.7.1 Compensación de extrapeninsulares.....	34
3.7.2 Operador del Sistema.....	36
3.7.3 Operador del Mercado .....	36
3.7.4 Comisión Nacional de la Energía .....	36
3.7.5 Plan de Viabilidad de Elcogas S.A.....	37
3.8 Déficit tarifario. Anualidades de déficit .....	37
3.9 Conclusión de los costes incluidos en la tarifa de acceso.....	40
CAPÍTULO 4 ESTRUCTURA DE TARIFAS DE ACCESO.....	42
4.2 Tarifas de baja tensión.....	43
4.1.1 Tarifa 2.0A y 2.0 DHA.....	43
4.1.2 Tarifa 2.1A y 2.1DHA.....	44
4.1.3 Tarifa 3.0A .....	45
4.2 Tarifas en alta tensión.....	46
4.2.1 Tarifa 3.1A .....	47
4.2.2 Tarifa 6 .....	48
4.3 Componentes de las tarifas de acceso.....	50

4.3.1	Término de facturación de potencia .....	51
4.3.1.1	Determinación de la potencia a facturar $P_{fi}$ .....	51
4.3.1.2	Control y medición de la potencia demandada.....	51
4.3.1.3	Tarifas 2.X y 3.X .....	52
4.3.1.4	Tarifa 6.X .....	53
4.3.2	Término de energía activa. ....	55
4.3.3	Condiciones de aplicación del término de energía reactiva .....	55
4.4	Contratos generales.....	56
4.5	Impacto del peaje sobre el precio final de la energía .....	56
<b>CAPÍTULO 5. TARIFA DE ACCESO. EUROPA.....</b>		<b>59</b>
5.1	Características de las tarifas .....	59
5.1.1	Nivel de tensión .....	59
5.1.2	Imputación de costes .....	61
5.1.3	Diferenciación horaria .....	62
5.1.4	Discriminación geográfica.....	64
5.1.5	Servicios del sistema y pérdidas .....	65
5.1.6	Estructura de la tarifa.....	65
5.1.7	Complemento por energía reactiva.....	66
5.2	Hipótesis a efectos comparativos .....	66
5.3	Costes de la tarifa de acceso .....	68
5.4	Comparación de precios .....	70
5.5	Conclusión .....	74
<b>CAPÍTULO 6. MÉTODO DE CÁLCULO DE TARIFAS DE ACCESO .....</b>		<b>76</b>
6.1	Estimaciones.....	78
6.2	Reparto de costes .....	81
6.2.1	Costes de transporte y distribución.....	82
6.2.2	Costes de diversificación y costes permanentes .....	90
6.2.3	Prima régimen especial, déficit, e interrumpibilidad.....	91
6.2.4	Costes de gestión comercial .....	94
6.2.5	Asignación total de costes .....	95
<b>CAPÍTULO 7. MANUAL DE USUARIO DE LA HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN DE TARIFAS DE ACCESO .....</b>		<b>96</b>
7.1	Hoja costes.....	96
7.2	Hoja estimaciones.....	97
7.3	Hoja potencia diseño .....	98
7.4	Hoja asignación costes TyD .....	99
7.5	Hoja asignación costes TyD periodos .....	100
7.6	Hoja asignación PyD .....	101
7.7	Hoja asignación G.C.....	102
7.8	Hoja asignación prima y déficit.....	102
7.9	Hoja asignación total .....	103
7.10	Hoja estimación CNE.....	104
7.11	Gráficas.....	108
7.12	Conclusión.....	111
<b>CAPÍTULO 8. RESUMEN, CONCLUSIÓN Y PROPUESTA.....</b>		<b>113</b>
8.1	Resumen .....	113
8.2	Conclusión.....	114
8.3	Propuestas.....	116
8.3.A	Utilización de infraestructuras y disponibilidad .....	116
8.3.B	Tarifa monómica.....	119

ANEXO I. DEFINICIÓN CALENDARIO ELÉCTRICO .....	120
ANEXO II .....	122
GLOSARIO DE TÉRMINOS .....	125
BIBLIOGRAFÍA.....	128

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Estimación del coste de producción por tecnología del régimen ordinario.....	10
Tabla 2. Escandallo de costes de acceso año 2010.....	23
Tabla 3. Porcentaje de reparto por empresas de la retribución del transporte.....	24
Tabla 4. Porcentaje de reparto por empresas de la retribución del transporte.....	25
Tabla 5. Ahorro energético y emisiones evitadas por sectores.....	29
Tabla 6. Inversión total y fondos públicos totales para la financiación del PAE4+.....	29
Tabla 7. Objetivos del Plan de Energías Renovables .....	33
Tabla 8. Clasificación de la tarifa de acceso. ....	42
Tabla 9. Duración periodos tarifarios 2.0A .....	43
Tabla 10. Detalle de horas de aplicación de los periodos tarifarios 2.0A .....	44
Tabla 11. Duración periodos tarifarios 2.1A .....	44
Tabla 12. Detalle de horas de aplicación de los periodos tarifarios 2.1A .....	45
Tabla 13. Detalle de horas de aplicación de los periodos tarifarios 3.0A .....	46
Tabla 14. Duración periodos tarifarios 3.1A .....	47
Tabla 15. Duración de los periodos tarifarios de lunes a viernes por zona geográfica ..	47
Tabla 16. Duración de los periodos tarifarios de sábado y domingo .....	48
Tabla 17. Tarifas de acceso 6.X .....	48
Tabla 18. Periodos de aplicación de la tarifa 6.X para la Península.....	48
Tabla 19. Periodos de aplicación de la tarifa 6.X para Baleares y Canarias .....	49
Tabla 20. Periodos de aplicación de la tarifa 6.X para Ceuta y Melilla .....	49
Tabla 21. Detalle de horas de aplicación de los periodos tarifarios 6.X .....	50
Tabla 22. Coeficientes de facturación de excesos de potencia de la tarifa 6.X.....	54
Tabla 23. Facturación por el suministro de electricidad del consumidor medio. Oct 2009- Sep 2010.....	57
Tabla 24. Nivel de tensión de la red de transporte en Europa.....	60
Tabla 25. Principales características de la tarifa de acceso en Europa.....	63
Tabla 26. Precio medio de acceso tarifa 6.4 con hipótesis ENTSO y precios 2010.....	67
Tabla 27. Precio medio de acceso tarifa 6.3 con hipótesis ENTSO y precios 2010.....	71
Tabla 28. Generación año 2005 por niveles de tensión.....	78
Tabla 29. Balance de energía año 2005 en NT4.....	79
Tabla 30. Balance de energía año 2005 en NT3.....	79
Tabla 31. Balance de energía año 2005 en NT2.....	79
Tabla 32. Balance de energía año 2005 en NT1.....	79
Tabla 33. Balance de energía año 2005 en NT0.....	79
Tabla 34. Coeficientes de ponderación del uso de la red .....	80
Tabla 35. Estimación de costes de acceso año 2010 .....	81
Tabla 36. Porcentaje de participación en la punta por niveles de tensión .....	82
Tabla 37. Participación en la punta por niveles de tensión .....	82
Tabla 38. Potencia de diseño por nivel de tensión .....	83
Tabla 39. Porcentaje de reparto por nivel de tensión i .....	83
Tabla 40. Reparto de costes de transporte y distribución por nivel de tensión. ....	84

Tabla 41. Coste unitario por potencia de diseño .....	84
Tabla 42. Asignación de coste de transporte y distribución por niveles de tensión. ....	85
Tabla 43. Coste unitario por potencia de uso .....	85
Tabla 44. Participación en la punta de los grupos tarifarios acogidos al NT0 .....	86
Tabla 45. Participación en la punta de los grupos tarifarios acogidos al NT1. ....	86
Tabla 46 Coste unitario por potencia de uso y grupo tarifario .....	86
Tabla 47. Cálculo de los coeficientes de ponderación por potencia y grupo tarifario ...	87
Tabla 48. Coeficientes de ponderación por potencia y grupo tarifario. ....	87
Tabla 49. Potencia equivalente por grupo tarifario .....	88
Tabla 50. Coste unitario por potencia equivalente y grupo tarifario .....	89
Tabla 51. Asignación total de costes de transporte y distribución por grupo y periodo tarifario .....	90
Tabla 52. Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento 2010.....	90
Tabla 53. Costes permanentes 2010 .....	90
Tabla 54. Porcentaje a aplicar sobre el coste de transporte y distribución.....	91
Tabla 55. Asignación total de costes de Diversificación y Permanentes por grupo y periodo tarifario. ....	91
Tabla 56. Coeficientes de simultaneidad en punta por grupo tarifario.....	92
Tabla 57. Inversa del coeficiente de simultaneidad en punta por grupo tarifario .....	92
Tabla 58. Porcentaje a aplicar sobre costes de transporte y distribución .....	93
Tabla 59. Asignación de costes prima régimen especial, interrumpibilidad y déficit por grupo y periodo tarifario.....	94
Tabla 60. Costes de gestión comercial 2010 .....	94
Tabla 61. Número de clientes, coste total de gestión comercial y coste por cliente .....	94
Tabla 62. Asignación de costes de gestión comercial por grupo y periodo tarifario .....	95
Tabla 63. Asignación total de costes año 2010 por grupo y periodo tarifario.....	95
Tabla 64. Escandallo de costes de acceso año 2010.....	96
Tabla 65. Parámetros de las tarifas en 2010 .....	116
Tabla 66. Asignación del término de potencia y energía por grupo tarifario.....	117
Tabla 67. Términos de potencia y energía de la propuesta y herramienta informática	117
Tabla 68. Precios propuesta A.....	118
Tabla 69. Precios herramienta .....	118

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Evolución red de transporte .....	8
Figura 2. Activos de la red de transporte en 2009 .....	8
Figura 3. Cobertura de la demanda diaria. ....	11
Figura 4. Fuentes de financiación del PER.....	33
Figura 5. Cobertura de la demanda Peninsular, Extrapeninsular e Insular.....	35
Figura 6. Precio de compra VS Precio real de la energía eléctrica .....	38
Figura 7. Evolución y distribución del escandallo de costes de acceso .....	39
Figura 8. Potencia a facturar en función de la potencia registrada por el maxímetro. ...	53
Figura 9. Precio pagado por el generador.....	61
Figura 10. Impacto sobre el precio medio del tiempo de utilización de la tarifa de acceso .....	64
Figura 11. Término de potencia y energía de la tarifa de acceso .....	65
Figura 12. Costes incluidos en la tarifa de acceso en €/MWh.....	69

Figura 13 Precio final de la energía tarifa 6.4 .....	72
Figura 14 Precio final de la energía tarifa 6.3 .....	72
Figura 15 Precio medio de la tarifa de acceso por niveles de tensión.....	73
Figura 16. Diagrama de flujo de la herramienta informática .....	77
Figura 17. Botón “Datos” .....	97
Figura 18. Cuadro de diálogo para ingresar balance energético.....	97
Figura 19. Botón “Datos potencia”.....	98
Figura 20. Cuadro de diálogo para ingresar los porcentajes de participación en la punta .....	98
Figura 21. Botón “Reparto”.....	99
Figura 22. Cuadro de diálogo para ingresar los porcentajes reparto de la retribución de la distribución .....	99
Figura 23. Botón “Potencia Contratada” .....	100
Figura 24. Cuadro de diálogo para ingresar la potencia contratada por grupo y periodo tarifario .....	100
Figura 25. Botón “Coeficiente Kb” .....	100
Figura 26. Cuadro de diálogo para ingresar el coeficiente Kb .....	101
Figura 27. Botón “Número clientes” .....	102
Figura 28. Cuadro de diálogo para ingresar número de clientes por grupo tarifario....	102
Figura 29. Botón “Coeficientes” .....	103
Figura 30. Cuadro de diálogo para ingresar el coeficiente de simultaneidad en la punta .....	103
Figura 31. Botón “Datos Energía”.....	104
Figura 32. Cuadro de diálogo para ingresar la estimación de energía demandada .....	105
Figura 33. Botón “Datos Tp”.....	105
Figura 34. Cuadro de diálogo para ingresar el Tp por periodo y grupo tarifario de la CNE .....	106
Figura 35. Botón “Datos Te” .....	106
Figura 36. Cuadro de diálogo para ingresar el Te por periodo y grupo tarifario.de la CNE .....	106
Figura 37. Comparación término de potencia y energía tarifa 2.XA .....	108
Figura 38. Comparación término de potencia y energía tarifa 2.XDHA.....	108
Figura 39. Comparación término de potencia y energía tarifa 3.0A .....	109
Figura 40. Comparación término de potencia y energía tarifa 3.1A .....	109
Figura 41. Comparación término de potencia y energía tarifa 6.1A .....	109
Figura 42. Comparación término de potencia y energía tarifa 6.2A .....	110
Figura 43. Comparación término de potencia y energía tarifa 6.3A .....	110
Figura 44. Comparación término de potencia y energía tarifa 6.4A .....	110
Figura ANEXO II.1. Modelo de red para ponderación del uso de la red.....	122
Figura ANEXO II.2. Coeficientes de ponderación del uso de la red .....	123
Figura ANEXO II.3. Potencia de diseño para NT0, NT1 y NT2 .....	123
Figura ANEXO II.4. Potencia de diseño para NT3 .....	123
Figura ANEXO II.5. Potencia de diseño para NT4.....	124



## **INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS**

El resultado del proceso de liberalización del sector eléctrico arroja como actividades que se rigen por la libre competencia a la generación y a la demanda [3]. Consecuencia de esto, es que estas dos actividades compiten libremente en el mercado eléctrico. No obstante, es necesario del uso de las redes eléctricas que haga posible la transmisión de la energía eléctrica desde la generación hasta los centros de consumo.

Con este objetivo nace la tarifa de acceso, de forma que ésta cubre los costes imputables a esos agentes que compiten en el mercado, por el uso de las redes de transporte y distribución, para poder llevar el producto hasta el usuario final.

De esta forma, el productor de energía eléctrica pagará por cada MWh vertido a la red a partir del año 2011. Este precio de acceso pagado por el productor, está establecido reglamentariamente, y es bien conocido por éste [11].

A contrario le ocurre a los consumidores de energía eléctrica. Ya que la ausencia de un método de asignación de costes entre los distintos consumidores [33], hace imposible conocer el coste de acceso para un año determinado, y la imposibilidad de planificar este coste para ese año.

Con este objetivo surge el siguiente PFC, en el cual se desarrollará una herramienta informática, con la cual, el usuario de ésta sea capaz de realizar propuestas a futuro de los precios de acceso de los términos de potencia y de energía.

Sin embargo, antes de desarrollar la herramienta, es necesario realizar una revisión en profundidad de la situación actual de la tarifa de acceso, con la finalidad de que el usuario de la herramienta comprenda los costes incluidos en dicha tarifa, los diferentes grupos tarifarios que contiene y sus particulares características. Además se realizará un análisis del impacto del peaje en el precio final de la electricidad. Estableciéndose así el segundo objetivo del proyecto.

El tercer y último objetivo se centra en la comparativa de las tarifas de acceso en Europa, ya que el proceso de liberalización ha sido común para todos los países del entorno, de modo que la tarifa de acceso es utilizada a lo largo del continente para sufragar los costes derivados de las redes de transporte y distribución.

## **ESTRUCTURA DEL PROYECTO**

El siguiente PFC se estructura en ocho capítulos y dos anexos.

En el primero de ellos se continúa con el hilo de la introducción, realizando un breve repaso a la situación actual del sector eléctrico, en el que se puede ver las diferentes características de las actividades que componen este sector.

A continuación, en el segundo capítulo, y como consecuencia del proceso de liberalización, se introducen las características generales que presenta la tarifa española, así como los principios generales por los que debe regirse toda tarifa.

Una vez conocidos estos principios, en el capítulo tercero, se presentan los costes de acceso del año 2010, de forma que podrá verse si estos costes cumplen con los principios tarifarios del capítulo segundo.

En el capítulo cuarto, se revisan las tarifas de acceso vigentes a 31/12/10, analizando la estructura, los periodos y los términos de potencia y energía de éstas, así como los contratos generales de la tarifa de acceso.

En la misma línea se desarrolla el capítulo quinto, realizándose en éste una comparativa de las características de la tarifa de acceso y de los precios de acceso en Europa.

Analizadas las características de la tarifa y de los costes que comprende ésta, el usuario se sumerge en el núcleo central del proyecto, los capítulos sexto y séptimo. En estos, se desarrolla una herramienta informática para realizar propuestas a futuro de los términos de potencia y energía, y una guía de usuario capaz de dirigir a éste para realizar propuestas a futuro del término de potencia y energía.

Por último, en el capítulo octavo, se incluyen el resumen del proyecto, las conclusiones de éste y las propuestas a futuro de la asignación de costes sobre los términos de potencia y de energía.

En el anexo I se presenta el calendario eléctrico utilizado para definir los periodos tarifarios de la tarifa 6.X.

En el anexo II se presenta el modelo de red utilizado para la asignación de costes de transporte y distribución sobre los distintos grupos tarifarios.

## **CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN AL SECTOR ELÉCTRICO**

La entrada de España en la Unión Europea (UE), conocida anteriormente como Comunidad Europea (CE), supuso adaptar el modelo económico e industrial español al modelo europeo y la adopción de normas para crear un Mercado Único Europeo.

En esta línea, en el año 1996, la Unión Europea aprobó la Directiva sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de Electricidad. Esta Directiva [1], y su posterior desarrollo reglamentario, se encargó de establecer determinadas reglas que iniciarían el camino hacia la creación de mercados de electricidad, produciéndose una adaptación de la legislación de todos los países comunitarios.

### **1.1. Cronología de la liberalización en España**

En 1985 se crea Red Eléctrica de España (REE) [2], a partir de una parte importante de los activos de alta tensión de las demás compañías eléctricas, configurándose como el operador independiente de la red de transporte.

Desde su creación, REE se encargó de gestionar y desarrollar la red de transporte; y de la operación del sistema eléctrico español [2], estableciéndose el transporte, como una actividad separada de la generación y de la distribución.

En 1987 se promulga el Marco Legal Estable (MLE) [2], configurándose como el nuevo esquema regulador, cuyas principales características eran la planificación centralizada y la remuneración de las actividades eléctricas, acorde a los denominados costes estándar.

Ulteriormente, en 1994 para introducir nuevos elementos competitivos en el sector, se aprueba la LOSEN (Ley de Ordenación del Sector Eléctrico Nacional) [2], que implantaría la competencia en el mercado eléctrico gradualmente, proponiendo crear un mercado eléctrico competitivo, el denominado sistema independiente [2]. Esta Ley obligaba a las empresas eléctricas, realizar una separación contable entre las actividades de generación y distribución.

No obstante, la ambigüedad de algunos de los preceptos de la Ley y la complejidad que suponía la implantación del modelo propuesto, limitaron su desarrollo reglamentario, por lo que el nuevo sistema nunca llegó a entrar en vigor.

## **1.2 La Ley del Sector Eléctrico**

El nuevo Gobierno que surge de los comicios electorales del año 1996, realiza una discusión con las compañías eléctricas para alcanzar un acuerdo, con el objetivo de introducir un nuevo sistema que propiciara la liberalización y la competencia [2].

A raíz de estas negociaciones, surge el Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del sistema eléctrico nacional [2]; creándose las bases que regirían el funcionamiento del sistema eléctrico mediante la liberalización del mercado.

El 28 de Noviembre de 1997, las Cortes promulgan la Ley 54/97 del Sector Eléctrico, la cual incorpora las normas comunes de la Directiva Europea [3].

### **1.2.1 Objetivos de la LSE**

El 1 de enero de 1998 entró en vigor la nueva LSE, integrando ésta las previsiones contenidas en la Directiva Europea [1], cuyo propósito es la liberalización del sector eléctrico [3], estableciendo como principios básicos la delimitación, de la forma más clara posible, la actuación del Estado y segregar verticalmente las actividades eléctricas.

En esta Ley se promueve la introducción de la competencia en aquellas actividades que no se consideran monopolio natural, es decir, la generación y la comercialización, y manteniendo bajo regulación el transporte y la distribución.

Sin embargo, esta nueva Ley propicia el derecho de acceso de terceros a las redes, de tal forma que la propiedad de las redes no garantiza su uso exclusivo. Por lo tanto la retribución del transporte y la distribución continuará siendo fijada administrativamente para evitar las posiciones de dominio de estas actividades.

En su Exposición de Motivos, la LSE establece sus objetivos básicos [3]:

- Garantizar el suministro eléctrico.
- Garantizar la calidad.
- Garantizar que el suministro se realice al menor coste posible.
- Proteger el medio ambiente.

Además de estos objetivos principales, la Ley pretende mejorar la eficiencia energética y reducir el consumo.

La diferencia fundamental de esta Ley con respecto a las anteriores, se asienta que la obtención de esos objetivos no requiere de más intervención estatal que la que la propia regulación específica supone. Por lo tanto, no es necesario que el Estado realice el ejercicio de ninguna de las actividades que integran el suministro eléctrico.

Por lo tanto, la explotación del sistema eléctrico nacional deja de ser un servicio público que se desarrollaba por una sociedad de mayoría pública. Sus funciones se otorgan a dos sociedades mercantiles y privadas, responsables de la gestión económica (OMEL) y técnica del sistema (OS), respectivamente [2].

La concepción de una optimización teórica, da paso a una gestión económica basada en las decisiones de los agentes económicos, en el marco de un mercado mayorista organizado de energía eléctrica; quedando por lo tanto, la planificación estatal restringida a las instalaciones de transporte [2].

Asimismo, en dicha Ley, se establece para las sociedades que desarrollen alguna actividad regulada, la obligación de ser su objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas [3], sin que puedan, por tanto, realizar actividades de producción o de comercialización.

No obstante, en un grupo de sociedades podrán desarrollarse actividades incompatibles de acuerdo con la LSE, siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes. De este modo, se exige cierta separación contable obligatoria entre actividades reguladas. Incluso aquellas empresas que sólo actúan en segmentos no regulados del sector, deben separar las cuentas relacionadas con la comercialización, la generación y otras actividades distintas de la electricidad [3]. Por lo tanto, se establece la separación jurídica y contable de las actividades, pero no la separación de su propiedad.

### **1.2.2 Fundamentos de la LSE**

El objetivo de la LSE era introducir competencia y libertad de empresa en el sector. Los pilares sobre los que se sustentaba eran [3]:

- Separación de las actividades entre reguladas y no reguladas.
- Derecho de acceso de terceros a las redes.
- Libre elección de suministrador (consumidores cualificados).
- Crear un mercado mayorista de electricidad, en el cual los precios se fijan libremente en función de la oferta y la demanda.

### **1.3 Actividades del sector eléctrico**

La organización y estructura del sistema eléctrico español derivado del proceso de liberalización común que se ha producido en Europa, ha sufrido grandes cambios desde el año 1998.

Hasta dicho año, la actividad de este sector se concentraba en varias empresas, las cuales se caracterizaban por poseer una estructura verticalmente integrada, operando como monopolistas en las zonas geográficas donde se encontraban situadas [2].

Este concepto de empresa eléctrica verticalmente integrada surgió, en un principio, de forma natural y así se ha mantenido en la mayoría de los países hasta muy recientemente [2].

El enorme desarrollo del consumo eléctrico, las fuertes economías de escala que goza el sector eléctrico y el aumento de la capacidad de transmisión de las líneas a tensiones elevadas, propiciaron el desarrollo de la red de transporte para conectar sistemas aislados [2].

Este desarrollo de la red de transporte, faculta que un generador situado en cualquier nudo de la red, pueda competir con otro situado en un nodo diferente, a través del mercado mayorista.

Como consecuencia de la LSE, se establece la separación de actividades (reguladas y no reguladas), teniendo estas empresas que separar contable y jurídicamente la realización de dichas actividades. Este extremo, se confirma con la entrada de la Ley 17/2007, por la que se modifica la LSE [3] [4].

#### **1.3.1 Actividades reguladas**

##### **1.3.1.1 Transporte**

El transporte tiene carácter de actividad regulada en la legislación española [3], se realiza por sociedades mercantiles, las cuales tienen como objeto social exclusivo la función de transportar energía eléctrica, así como construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte.

El objetivo de esta actividad consiste en la transmisión de energía eléctrica desde la generación hasta los grandes consumidores industriales, conectados directamente a la red de transporte y hasta los puntos de entronque con las redes de distribución (subestaciones), mediante las cuales se lleva el producto hasta los consumidores finales.

El servicio se realiza en alta tensión ( $> 1\text{kV}$ ), lo que conlleva minimizar las pérdidas a lo largo de la red de transporte.

Esta actividad es considerada un monopolio natural a nivel nacional [3]. En el caso de haber competencia en esta actividad, y aunque ésta se redujera a un oligopolio entre dos empresas, deberían existir dos redes de transporte.

Esta duplicidad de redes sólo es económicamente viable en el caso de que una sola red fuera incapaz de transportar toda la energía. Al contrario, la presencia de dos competidores en esta actividad, le impediría disfrutar de las economías de escala que se pueden obtener en esta actividad. A la larga, uno de ellos lograría aventajar al otro, lo que supondría implantar una política de precios para expulsar a su competidor.

Es por este hecho, y por la consideración que esta actividad tiene de monopolio natural, que el transporte de energía recaiga en España sobre REE, siendo la encargada de su gestión técnica; así como, garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte [5].

De esta forma, para asegurar el suministro de energía eléctrica (gestión técnica), se crea una unidad orgánica independiente, la cual se encarga de desarrollar las funciones de Operador del Sistema y gestor de la red de transporte (OS), dentro de REE, estableciéndose una independencia funcional y de gestión de esta actividad, de la actividad que REE ejerce como transportista [4].

### **Configuración red de transporte**

Actualmente, existe una diferenciación en la red de transporte, la cual introduce una separación entre transporte primario y secundario [14].

De este modo, la red de transporte primario se constituye por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 380 kV y aquellas instalaciones de interconexión internacional y en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos españoles insulares y extrapeninsulares [14].

La red de transporte secundario, se compone de líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 220 kV, no incluidas en la red de transporte primario y por aquellas instalaciones de tensiones nominales inferiores a 220 kV, que cumplan funciones de transporte [14].

Igualmente, se consideran elementos constitutivos de la red de transporte todos aquellos activos de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, necesarios para el correcto funcionamiento de las instalaciones de la red de transporte [14].

## Evolución de la red de transporte

En las figuras 1 y 2, se puede observar la evolución de la red de transporte, y los activos pertenecientes a dicha red. En la figura 1 se observa que la red de 400 kV ha sufrido mayor evolución que la red de 220 kV; representando, cada red en el año 2009 aproximadamente el 50% respecto al total de la red de transporte.

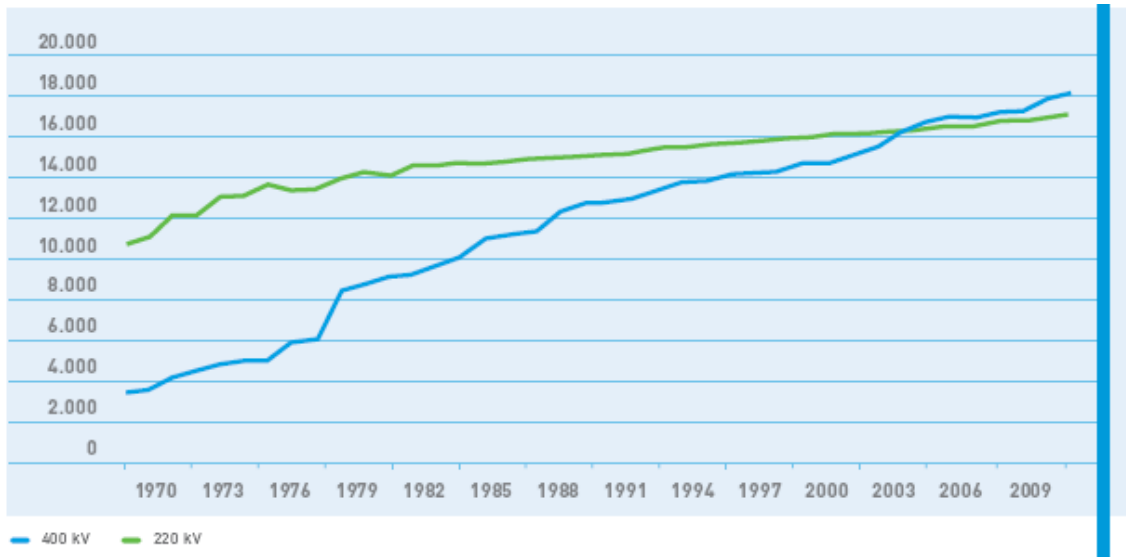


Figura 1. Evolución red de transporte [52].

En la figura 2 se observan los activos de la red de transporte, destacando la capacidad de transformación de dicha red; ascendiendo ésta a 67122 MVA.

		400 kV	≤ 220 kV	Total
Líneas	Longitud (km) (*)	18.140	17.062	35.203
Subestaciones	Posiciones	1.150	2.400	3.550
Transformación	Número de unidades	134	1	135
	Capacidad (MVA)	67.059	63	67.122
Reactancias	Número de unidades	37	43	80
	Capacidad (MVar)	5.550	2.514	8.064
Condensadores	Número de unidades	2	11	13
	Capacidad (MVar)	200	1.100	1.300
Cable submarino	Longitud (km)	29	–	29
Cable subterráneo	Longitud (km)	26	–	26

(\*) En 220 kV están incluidos los cables subterráneos.

Figura 2. Activos de la red de transporte en 2009 [52].

### 1.3.1.2 Distribución

El objetivo de la actividad de distribución es la transmisión de energía eléctrica, desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo en las adecuadas condiciones de calidad [3].



Esta actividad se realiza por los distribuidores, siendo estos aquellas sociedades mercantiles que tienen por objeto, distribuir energía eléctrica, así como construir, operar y mantener las instalaciones de distribución y vender energía eléctrica a tarifa [3]. No obstante, la venta de energía eléctrica a tarifa ha dejado de formar parte de esta actividad [4].

Igualmente, el distribuidor es el responsable de la medición de los suministros y de aplicar a los consumidores los peajes o tarifas de acceso [4].

La distribución requiere la utilización de transformadores para reducir el nivel de tensión, colocándolo al nivel requerido por el usuario.

Además, en esta actividad se reproducen circunstancias similares a las que permiten considerar al transporte como un monopolio natural [3]. Sin embargo, las compañías distribuidoras ejercen su actividad sobre un ámbito geográfico más reducido. De ahí que a nivel nacional sea factible la existencia de varias empresas, que actúan como monopolistas en el área geográfica asignada.

### **Configuración red de distribución**

La red de distribución se compone por las instalaciones cuyo nivel de tensión es inferior a 220 kV, incluida las instalaciones en baja tensión (<1kV), salvo aquellas que sean consideradas de la red de transporte [5].

Igualmente, se consideran elementos que forman parte esta red, protecciones, sistemas de control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y elementos auxiliares; ya sean eléctricos o no, cuyo cometido es el exclusivo funcionamiento de la red de distribución [5].

Los elementos que no forman parte de la red de distribución son los transformadores de las centrales de generación, las instalaciones de conexión de éstas a las redes, las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo, y las líneas directas [5].

### **1.3.2 Actividades liberalizadas**

#### **1.3.2.1 Generación**

Esta actividad consiste en la transformación de alguna energía primaria, mediante un tipo de tecnología, ya sea nuclear, térmica, eólica, solar, para obtener energía eléctrica.

Es una actividad intensiva en capital, donde los costes invertidos se recuperan en largos periodos de tiempo [7]. Para la construcción de las plantas generadoras, se utilizan periodos dilatados en el tiempo; durante los cuales las inversiones realizadas no tienen remuneración alguna.

La vida útil de las unidades utilizadas difiere mucho según el tipo de tecnología usada, por lo tanto esta actividad, requiere unos elevados costes hundidos [7], debido a la tardanza en recuperar la inversión realizada, así como de la utilización de esas unidades para un uso alternativo.

Las diferentes tecnologías empleadas en la generación de electricidad se distinguen por su coste variable y su flexibilidad (capacidad para variar su potencia en un periodo de tiempo) [7]. Por lo tanto, el uso de una tecnología u otra dependerá de esos costes, de su capacidad de adaptación a la demanda y de la variabilidad de ésta.

El rango de costes fijos (inversión de construcción de la central) y de costes variables (costes de operación) difiere mucho de una tecnología a otra. Esto puede verse claramente en la tabla 1, en la que se expone la estimación del coste de tecnología del régimen ordinario, compuesto por el coste fijo y coste variable de cada tecnología.

Se puede observar cómo las centrales hidráulica y nuclear tienen los costes fijos más elevados y los costes variables más bajos. Al contrario ocurre con las centrales de ciclo combinado y de carbón; ya que poseen los costes fijos más bajos y costes variables más elevados.

	Producción (GWh)	Costes Fijos		Costes Variables (2)		Coste Total	
		€/MWh	Miles de €	€/MWh	Miles de €	€/MWh	Miles de €
<b>TOTAL</b>	54.985	18,33	1.007.796	42,83	2.355.104	61,16	3.362.900
Hidráulica (1)	6.822	36,00	245.601	3,00	20.467	39,00	266.068
Ciclo Combinado	18.734	11,73	219.765	56,91	1.066.214	68,64	1.285.979
Carbón	18.392	13,67	251.370	58,16	1.089.766	71,83	1.321.136
Nuclear	11.037	26,37	291.060	18,00	198.658	44,37	489.718

Tabla 1. Estimación del coste de producción por tecnología del régimen ordinario [53].

Atendiendo al nivel de costes presentado por cada tecnología, se tiene tecnologías que operan en base o en punta, determinando estos el precio de la energía en el mercado mayorista, a través de la última oferta aceptada.

Comenzando por las más caras, las centrales fuel-gas, las cuales son las encargadas de cubrir picos de demanda en periodos punta o punta-extrema [7], operando pocas horas al año; por lo tanto en esos periodos hay precios más elevados.

En el otro extremo se encuentran las centrales nucleares, las cuales presentan un menor coste de operación y una baja flexibilidad [7]. Por ello, estas centrales son las encargadas de cubrir la demanda base del sistema, es decir, se encuentran produciendo electricidad durante la mayor parte del año.

La energía hidráulica presenta un coste de operación muy bajo además de una gran flexibilidad [7], sin embargo se encuentra limitada a la disponibilidad del recurso natural, el agua.

Por último, las centrales térmicas, de carbón o ciclo combinado se posicionan en un nivel medio a las dos anteriores, siendo la flexibilidad de operación de ambas tecnologías muy elevada [7]. Estas centrales suelen marcar habitualmente el precio marginal del mercado diario de electricidad, excepto en situaciones de punta o superpunta que lo marcarían las de fuel-gas, como se indicó anteriormente.

El hecho de que cada tecnología empleada posea una estructura de costes y una flexibilidad determinadas [7], hace que sea eficiente en un mismo instante el producir utilizando diferentes centrales. Esto se observa en la figura 3, donde se puede ver la cobertura de la demanda diaria, y cómo para una hora la producción de energía eléctrica se realiza utilizando diferentes tecnologías. Además de la misma figura, se extrae que la curva de demanda diaria presenta un valle entre las 2h y las 8h, periodo en el que la energía eléctrica es más barata, debido a que la última tecnología que entra a producir es el ciclo combinado.

De forma opuesta ocurre en los periodos de punta o punta-extrema, comprendidos entre las 11-13h y las 20-22h respectivamente; pudiéndose observar como los picos de demanda pueden ser cubiertos por la tecnología fuel/gas (según la potencia demandada); por lo tanto, en dichos periodos el precio de la energía eléctrica resulta más caro.

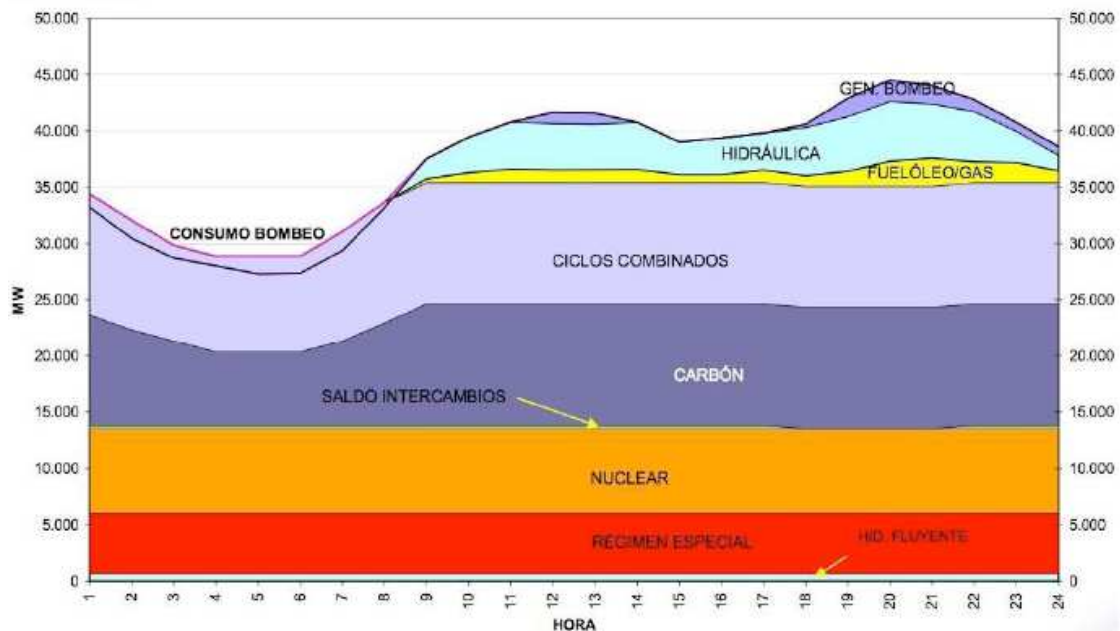


Figura 3. Cobertura de la demanda diaria [6].

## **Tipos de generación**

La generación en la regulación española, puede diferenciarse entre generadores en régimen ordinario y generadores en régimen especial [3]. La generación en régimen especial recibe una prima o incentivo por su producción, mientras que la del régimen ordinario es la producción que va al mercado y su retribución es la del mercado, no teniendo prima.

La generación de energía eléctrica en régimen ordinario se realiza principalmente a través de las tecnologías convencionales [3], utilizadas en centrales de carbón, fuel óleo, gas natural, ciclos combinados, nucleares, hidráulica.

La generación de energía eléctrica en régimen especial tiene esta consideración, cuando se realice desde instalaciones cuya potencia instalada no supere los 50 MW [3]:

- Instalaciones que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad, asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético.
- Cuando se utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.
- Cuando se utilicen como energía primaria residuos no renovables.

Igualmente tiene esta consideración, cuando la producción de energía eléctrica se realice desde instalaciones de tratamiento y reducción de los residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada menor o igual a 25 MW, cuando supongan un alto rendimiento energético [3].

### **1.3.2.2 Comercialización**

La comercialización de energía surge del proceso de liberalización del sector eléctrico, pasando de ser realizada por el distribuidor a realizarse por los comercializadores en libre competencia [3] [4].

Esta actividad se desarrolla por empresas comercializadoras debidamente autorizadas que, accediendo a las redes de transporte o distribución, tienen como objetivo la venta de energía eléctrica a los consumidores [3].

El suministro, por tanto, comprende todas las actividades relacionadas con la venta de electricidad a los usuarios finales (adquisición al por mayor, contratación, lectura, asesoramiento al cliente, facturación y cobro) [3], realizándose a través de redes de transporte y distribución. El derecho de acceso ya se encontraba regulado en la LSE, pero para realizar el uso de estas redes monopolizadas el comercializador debe abonar la correspondiente tarifa de acceso [3] [4].

Tradicionalmente, las compañías distribuidoras se han encargado de suministrar la electricidad a los consumidores [3]. Sin embargo, si se permite el acceso a las redes de transporte y distribución mediante unas condiciones adecuadas, el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales puede realizarlo una entidad distinta a la compañía de distribución que opera en la zona.

A diferencia de las actividades anteriores, la comercialización no requiere elevadas inversiones, lo cual facilita la entrada; creando unas condiciones adecuadas para que exista competencia.

Concluyendo, el suministro de energía eléctrica, consiste en la adquisición de un producto en el mercado y que es traspasado al cliente mediante el uso de una infraestructura ajena.

## **CAPÍTULO 2. TARIFA DE ACCESO. GENERALIDADES**

La situación actual del Sector Eléctrico Español, resultado de la LSE, arroja como actividades en libre competencia la generación y la comercialización, y como actividades reguladas el transporte y la distribución.

Es aquí donde se fundamenta la aparición de la tarifa de acceso, y en uno de los pilares de la liberalización de este sector promulgando que, el uso de las redes de transporte y la distribución se liberaliza a través de la generalización del acceso de terceros a las redes mediante el pago de peajes [3].

Es innegable que el uso de estas redes, aunque se consideren monopolios naturales y se gestionen por diferentes empresas, está supeditado a un peaje determinado reglamentariamente y cuyo objetivo es cubrir los costes que cada suministro hace incurrir al sistema.

Por tanto y como se analizó en el capítulo uno, cada demandante de energía, ya sea a través del mercado mayorista, o bien el minorista (acogido a TUR o suministrado por un comercializador libre), debe abonar su peaje de acceso a la red.

La estructura de peajes de acceso a las redes actualmente en vigor se recoge en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

El objetivo de este RD es regular las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, dentro del marco legal fijado por la LSE, que permite el acceso a los mercados de producción a los clientes cualificados.

Con este objetivo, las tarifas de acceso reguladas en este RD, deberán ser un sumando más del pago total por el suministro, que se obtendrá agregando al precio de la energía el pago por el acceso a las redes.

### **2.1 Clasificación de las tarifas de acceso**

Hay numerosas clasificaciones de los distintos modelos de peajes de acceso a las redes, dependiendo éstas del criterio en el que se incide [10]:

—Según el número de pagos a realizar. Al realizar una transacción pueden estar envueltas diferentes redes de transporte y distribución, dependiendo del nivel de tensión que contrate el demandante. Así, los peajes, pueden adoptar una forma en cascada (point tariffs), en el que mediante un solo pago se agregan todos los niveles de red implicados, o bien pueden configurarse como tarifas punto a punto (point to point tariffs), en las que el usuario abona un peaje al propietario de cada red implicada en la transacción.

La primera opción es la adoptada en España, en la que el consumidor realiza una compra de energía y ésta transita desde la red de transporte hasta la red de distribución, abonando éste un único peaje por todas las redes implicadas [8].

—Según el tipo de costes incluidos en el peaje. Así, puede distinguirse entre tarifas no reguladas frente a tarifas reguladas. Considerando la primera, la tarifa no regulada sólo incorpora los costes causados por el flujo de electricidad a través de las redes.

Sin embargo, la segunda opción, la tarifa regulada es utilizada para incluir conceptos no directamente relacionados con el tránsito de energía, como los costes de diversificación o los costes permanentes, modalidad escogida en España [8].

—Según el sujeto obligado a pagar. El peaje puede establecerse sobre los consumidores, sobre los generadores, o sobre ambos. En España la modalidad adoptada ha sido cargar únicamente a los consumidores; sin embargo, esto ha sido modificado recientemente [11], de forma que a partir del año 2011 España cargará vía peajes de redes tanto a consumidores como a generadores.

No obstante, independientemente de la modalidad que adopte el regulador, será el consumidor quien soporte este cargo, ya que el generador traspasará ese peaje de la generación en las ofertas que realice al mercado de electricidad.

—Según incluyan diferenciación horaria. Los peajes difieren según el momento en que se hace uso de las redes. La diferenciación horaria, según está regulada en España, se puede establecer entre distintos periodos de un mismo día, o en función del tipo de días, o en periodos estacionales más dilatados que diferencian entre aquellos de elevada demanda (invierno) frente a otros inferiores (vacacionales). El objetivo de la diferenciación horaria es un uso más eficiente de la red, informando al usuario de aquellos periodos en los que la saturación de las redes es mayor.

—Según el momento de establecer el importe. Así, la tarifa de acceso puede establecerse a priori o a posteriori. El primer sistema cuenta con la ventaja de permitir al usuario conocer su importe previamente y, por lo tanto, poder calcular el coste total del suministro. Este es el caso de la tarifa de acceso en España en el que a través de RD o mediante Orden Ministerial se establecen los precios de acceso a priori [8].

En el segundo caso, los costes de la red se imputan a posteriori, en función de los efectivamente producidos.

—Discriminación geográfica. En este caso se pueden aplicar peajes diferenciados sobre la generación como sobre los consumidores según se pretendan introducir incentivos a la localización de ambas instalaciones. El criterio utilizado en España, consiste en no aplicar ningún tipo de discriminación geográfica, de manera que los cargos son idénticos, independientemente del lugar donde se realice la transacción [8].

Por otro lado, puede utilizarse este tipo de discriminación de dos formas diferentes, bien a través de los precios zonales, en los que el coste de red se reparte entre todos los usuarios que integran la zona de suministro; bien utilizando precios nodales, en el cual los precios de cada nodo son diferentes, determinándose el coste en función de la diferencia de precios entre dos nodos.

## 2.2 Marco jurídico

El marco jurídico de las tarifas de acceso viene recogido en la LSE, en la cual se faculta al MITYC para establecer las tarifas de acceso [3].

Los peajes de acceso a las redes, establecidos en España, son únicos en todo el territorio nacional [3], de esta forma no cabe la posibilidad de discriminaciones geográficas, además, para su cálculo se tiene en cuenta las especialidades por niveles de tensión y las características de los consumos por horario y potencia.

La LSE además facultó al Gobierno para establecer el método de cálculo de los peajes [3], sin embargo e inexplicablemente a fecha de 31/12/2010 no hay publicación alguna sobre el método empleado por éste para calcular la tarifa de acceso [33].

Por otra parte [3], se establece que los consumidores cualificados deben abonar, además de los costes derivados de las actividades necesarias para el suministro de energía eléctrica, los costes permanentes del sistema y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento en la proporción que les corresponda. Recogiendo así que sólo la demanda pagará por el uso de las redes y que se acoge a la modalidad de tarifas reguladas, al incluir en éstas costes no relacionados directamente con el tránsito de energía.

De esta forma se puede concluir que gracias a la LSE, no sólo se ha producido un proceso de liberalización, sino que ya entonces se configuraron los principios rectores que ordenarían dicha liberalización y las tarifas que se emplearían para poderse llevar a cabo.

Definido el marco jurídico en el que debía fundamentarse el desarrollo reglamentario de la tarifa de acceso, se aprueba el Real Decreto 2016/1997, de 23 de diciembre, que establecía la tarifa eléctrica para 1998, regulando por primera vez dicha tarifa, permitiendo así la adquisición de energía en el mercado de producción a los consumidores que tuviesen la consideración de cualificados a partir del 1 de enero de 1998.

Posteriormente, el Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, establece una estructura binómica para las tarifas de alta tensión, con un término fijo y otro variable para cada uno de los seis diferentes periodos horarios en que se dividen las 8.760 horas del año. Los principales cambios respecto a la normativa anterior se producen en los peajes de alta tensión, realizándose una separación de la tarifa de acceso de la correspondiente a la tarifa integral, contribuyendo a la discriminación en función de los distintos periodos horarios en los que se utilizan las redes y favoreciendo así una reducción de los picos de la demanda.



El Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en los mercados de bienes y servicios, aceleró el proceso de liberalización, adelantando el calendario de apertura previsto en la LSE de manera que, desde el 1 de enero de 2003, la totalidad de los demandantes de energía eléctrica, pueden elegir suministrador.

### **2.3 Regulación actual de la tarifa de acceso**

Para hacer frente a la nueva situación de elegibilidad del mercado, se promulga el Real Decreto 1164/2001, por el que se establecen las tarifas de acceso, manteniendo el principio rector de tarifa uniforme para todo el territorio nacional. El hecho de promulgar este RD es el de establecer unas tarifas coherentes con las tarifas integrales vigentes, y desarrollar los principios rectores de la LSE.

Además de los costes derivados del transporte o la distribución, las tarifas de acceso contienen [8]: los costes de gestión comercial reconocidos a los distribuidores por atender los suministros de los consumidores cualificados, los costes de seguridad y diversificación y los denominados costes permanentes del sistema. Con la inclusión de estos costes se pretenden dos objetivos, el primero de ellos es confirmar el principio que marcaba [3], y el segundo es evitar la elusión de pagos por el hecho de cambiar de suministrador o de acudir al mercado.

### **2.4 Ámbito de aplicación**

La tarifa de acceso se aplica a [8]:

- Consumidor cualificado en cada punto de suministro o instalación.
- Comercializador (en nombre del consumidor cualificado), para cada punto de suministro o instalación.
- Distribuidor, que ejerzan su condición de cualificados, que adquieran energía para la venta a sus clientes a tarifa (desde la publicación de [4], el distribuidor deja de suministrar a tarifa y por tanto no está incluido en el ámbito de aplicación de la tarifas).
- Los autoprodutores para abastecer sus propias instalaciones, siempre que utilicen las redes de transporte o distribución.
- Agentes externos y otros sujetos que realicen exportaciones de energía.

Se exceptúan de aplicar tarifas de acceso a, los consumos propios de las empresas eléctricas destinados a sus actividades de producción, transporte y distribución de energía eléctrica. No se consideran como consumos propios los de las explotaciones mineras, aunque sean para el abastecimiento de centrales termoeléctricas.

Tampoco se aplica a los tránsitos internacionales de energía eléctrica que se realicen a través del sistema eléctrico nacional que tengan su origen y destino en países miembros de la Unión Europea.

Esta exención se extiende también a otros países aunque no sean miembros de la Unión Europea siempre que se establezcan acuerdos de reciprocidad entre ambos países.

Este RD fijó, en primera instancia, que sólo la demanda paga los costes de las redes. Este criterio se fundamenta en que si a la generación se le carga con un coste de red, ésta incorporará este coste en el precio de su oferta, con lo que al final será el consumidor quien se haga cargo de dicho coste. No obstante, España ha comenzado a cargar, de forma transitoria a partir del año 2011, al productor a razón de 0,5 €/ MWh vertido a la red [11], y la experiencia confirma el temor previo.

El hecho de que la tarifa de acceso tampoco sea imputable a los tránsitos internacionales de energía se fundamenta en que, al incluir ésta costes tan diversos como los de diversificación, los costes permanentes o los costes del régimen especial, es discriminatorio cargar a consumidores de otros países con costes que son derivados de la política energética española.

## 2.5 Principios tradicionales de la tarifa de acceso

Los principios regulatorios por los que debe regirse una metodología correcta de determinación de tarifas eléctricas, en sus tres aspectos básicos son los siguientes [18]:

- Determinar el nivel tarifario, es decir, el coste reconocido a cada una de las actividades que debe agregarse a la tarifa.
- Fijar la estructura tarifaria, es decir, las características de las diferentes tarifas que sean de aplicación a los usuarios.
- Asignación del coste reconocido a cada una de las tarifas.

Estos principios pueden resumirse en los siguientes [18]:

- *Suficiencia tarifaria*, es decir, garantizar la recuperación de todos los costes que comprenden la retribución de las actividades de redes.
- *Transparencia* en el procedimiento de asignación de costes para determinar las tarifas, es decir, publicando el procedimiento utilizado.
- *No discriminación* en la asignación de costes, de forma que a la misma utilización de la electricidad corresponda el mismo cargo, independientemente de la naturaleza del usuario.
- *Eficiencia económica*, de forma que la tarifa muestre el coste en el que cada usuario hace incurrir al sistema, enviando de este modo señales económicas correctas que fomenten la eficiencia del uso del sistema eléctrico.
- *Aditividad tarifaria*, principio básico derivado de la condición de eficiencia económica y de transparencia. De tal modo que la tarifa recoja explícitamente cada uno de los conceptos de costes.
- *Estabilidad* del procedimiento, proporcionando la posibilidad de planificar a largo plazo a las empresas eléctricas y consumidores.
- *Sencillez* en el método empleado.
- *Consistencia* con el marco jurídico adoptado y con la opción de la libre designación de comercializador o de permanecer a tarifa regulada.

Estos son los principios con los que debe cumplir toda tarifa, pero como se podrá apreciar en el siguiente apartado y en el presente PFC, la situación actual en España dista mucho con los principios que se recogen en [8].

## 2.6 Principios de la tarifa de acceso española

Este RD consagra cuatro principios, que estaban también presentes en la regulación anterior [8] [10].

Por un lado el principio uniformidad, esto es, tarifas idénticas y únicas para todos los usuarios que se encuentren en un mismo nivel de tensión. De esta forma la regulación española ha adoptado sobre el acceso a las redes, el método que en la bibliografía anglosajona se conoce como sistema de sello postal “postage stamps”, por la semejanza que tienen las tarifas por tránsito de energía eléctrica a un sello de correos. Estos peajes se establecen en cascada “point tariffs”, ya que mediante un único pago se incorporan en éste todas las redes implicadas.

Este sistema cuenta con la ventaja de ser claro y sencillo, además al ser determinadas las tarifas a priori, éstas no pueden ser utilizadas de manera discriminatoria, es decir, no se puede utilizar el peaje como una barrera para desincentivar la entrada de algún consumidor, salvo que por causas técnicas no resulte posible atender un suministro.

El segundo principio, promulga que la recuperación de los costes de redes por parte de las empresas eléctricas se determina reglamentariamente. Éste se fundamenta en el carácter de monopolio natural que otorga la LSE a las actividades de transporte y distribución, de modo que al estar establecido la retribución a percibir por estas empresas se evita que se comporten como monopolios.

El tercero de los principios es el de la imputación eficiente de los costes, de forma que aquellos suministros más gravosos para el sistema paguen tarifas más elevadas.

Por último, el carácter de máximo de los peajes regulados permite, en teoría, cierta libertad de fijación de precios a las empresas distribuidoras, sin embargo en el caso en que ésta establezca un peaje menor al fijado reglamentariamente, serán éstas quienes se hagan cargo de la diferencia.

Por otro lado, el método para determinar tarifas de acceso responde a los siguientes principios generales [8]:

- Recuperación de los costes de acceso.
- Asignación eficiente de los costes entre los distintos suministros.
- Tarifas máximas y únicas en todo el territorio nacional (tarifa tipo postal).

El RD evita para el cálculo de la tarifa dos principios básicos, que también eludió la LSE, y que debe plasmar toda tarifa, estos son, transparencia, ya que no plantea ningún método de asignación de costes; no discriminación, puesto que hasta el año 2011 la demanda ha sido quien ha soportado los cargos de red.

El problema fundamental en la determinación de la tarifa eléctrica española es la ausencia de un procedimiento de asignación de costes, que cubra los aspectos indicados: determinación de los costes acreditados, y asignación de estos a cada una de las tarifas. De esta forma es imposible comprobar si la asignación de estos costes se realiza de una manera eficiente entre todos los suministros.

### **CAPÍTULO 3. ESCANDALLO DE COSTES DE ACCESO**

En España [4], los peajes se determinan en base a los costes de las actividades reguladas del sistema, incluyendo entre ellos los costes permanentes y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Por lo tanto, los costes comprendidos en los peajes no sólo contienen conceptos relacionados con las redes de transporte y la distribución de electricidad, sino que se establece reglamentariamente que deben incluir otras partidas de costes que no guardan relación alguna con estas actividades.

Los costes de diversificación y seguridad en el abastecimiento incluyen básicamente los ocasionados por la moratoria nuclear y los costes del segundo ciclo del combustible (almacenamiento y gestión de los residuos nucleares) [8]. También se utiliza la tarifa de peajes como mecanismo para apoyar el desarrollo de las nuevas formas de generación e incentivar el uso de tecnologías más respetuosas con el medio ambiente [8]. Con este objetivo, se establece un sobre coste por la compra de energía producida en régimen especial; este coste adicional debe satisfacerlo el consumidor cualificado aunque adquiera la energía de un generador que utiliza otro tipo de tecnología.

Los peajes de acceso también incorporan el componente conocido como costes permanentes del sistema. El principal de ellos hasta su desaparición en el año 2006 era la partida destinada a financiar los costes de transición a la competencia [8]. En la actualidad se incluye una parte destinada a financiar el funcionamiento de la Comisión Nacional de la Energía (CNE), el Operador del Mercado (OMEL) y el Operador de Sistema (OS), además de la partida económica más relevante destinada a la compensación de los sistemas extrapeninsulares [33]. Si bien OMEL a partir del año 2010 se está financiando a partir de lo que cobre a los generadores [12].

Finalmente, los peajes también incluyen otros conceptos como los costes de gestión comercial reconocidos a los distribuidores que atienden a suministros de consumidores cualificados, y en su caso, los ingresos o pagos resultantes de transportes intracomunitarios y/o conexiones internacionales.

Los costes recogidos en la tarifa de acceso son los siguientes [8]:

- 1) Costes de la red de transporte.
- 2) Costes de la red de distribución.
- 3) Costes de gestión comercial a clientes a tarifa.
- 4) Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.
  - i. Moratoria Nuclear.
  - ii. “Stock básico de uranio. La Disposición transitoria primera del Real Decreto 1464/1999, de 17 de septiembre, sobre actividades de la primera parte del ciclo del combustible nuclear estableció la reducción gradual del stock básico de uranio. *“hasta su total desaparición en el menor plazo que permitan las circunstancias del mercado y, en todo caso, con anterioridad al 31 de diciembre del 2005”*”.

- iii. Segunda parte del ciclo de combustible nuclear.
- iv. Compensación a los distribuidores en concepto de interrumpibilidad, régimen especial y por tener clientes cualificados en sus redes.
- v. Sobre coste del régimen especial

5) Costes permanentes.

- i. Compensaciones extrapeninsulares.
- ii. Operador del Sistema.
- iii. Operador del Mercado.
- iv. Comisión Nacional de la Energía.
- v. Costes de Transición a la Competencia. El Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético suprime la Disposición transitoria sexta de la LSE relativa a los Costes de Transición a la Competencia (CTC).

6) Las tarifas de acceso incluyen los pagos resultantes de los transportes intracomunitarios o de las conexiones internacionales, derivados del mecanismo de gestión de restricciones.

En un primer momento se hicieron referencia a una serie de costes, que a lo largo de los años han sido modificados, ya sea suprimiéndolos o bien incorporando otros nuevos.

En la actualidad, la previsión de costes dista mucho de la que inicialmente se marcó en la estructura de costes que contemplarían las tarifas, así pues costes como los CTC's fueron suprimidos en el año 2006, los costes del aprovisionamiento de uranio, o el nuevo modelo de financiación del Operador del Mercado.

Sin embargo, la figura de costes de diversificación y costes permanentes abre la puerta a nuevos cambios regulatorios y nuevas entradas de costes, como el Plan de Viabilidad de Elcogas.S.A.

De esta forma los costes reconocidos en el año 2010, presentados en la tabla 2, difieren de los que inicialmente eran considerados como costes a incluir en estas tarifas.

## Escandallo de costes de acceso

	Miles de €		Año 2010 vs Año 2009	
	Año 2009 (1)	Año 2010 (2)	Miles de €	Tasa de variación
<b>Costes de Transporte</b>	<b>1.344.021</b>	<b>1.397.104</b>	<b>53.083</b>	<b>3,9%</b>
<b>Costes de Distribución</b>	<b>4.871.322</b>	<b>4.974.955</b>	<b>103.633</b>	<b>2,1%</b>
Retribución a la distribución	4.215.506 <sup>(3)</sup>	4.305.513	90.007	2,1%
Distribuidores D.T. 11ª	336.916	350.542	13.626	4,0%
Eficiencia energética	308.900	308.900		
Limpieza de margenes	10.000	10.000		
<b>Costes de Gestión Comercial</b>	<b>312.639</b>	<b>226.591</b>	<b>-86.048</b>	<b>-27,5%</b>
<b>Sistema de interrumpibilidad en mercado</b>	<b>750.000</b>	<b>450.000</b>	<b>-300.000</b>	<b>-40,0%</b>
<b>Diversificación y Seguridad del Abastecimiento</b>	<b>82.222</b>	<b>100.352</b>	<b>18.130</b>	<b>22,0%</b>
Moratoria Nuclear	15.209	100.228	85.020	559,0%
2º parte del ciclo de combustible nuclear	67.013	124	-66.890	-99,8%
<b>Prima del Régimen Especial</b>	<b>4.008.563<sup>(4)</sup></b>	<b>5.888.099</b>	<b>1.879.536</b>	<b>46,9%</b>
<b>Costes Permanentes</b>	<b>1.227.050</b>	<b>1.025.318</b>	<b>-201.732</b>	<b>-16,4%</b>
Compensación extrapeninsular e insulares <sup>(5)</sup>	1.102.183	897.240	-204.943	-18,6%
Operador del Sistema	37.517	38.267	750	2,0%
Operador del Mercado	5.570		-5.570	
CNE	17.279	22.892	5.613	32,5%
Plan de viabilidad de ELCOGAS	64.501	66.919	2.418	3,7%
<b>Anualidades déficit de años anteriores</b>	<b>1.508.314</b>	<b>1.843.928</b>	<b>335.614</b>	<b>22,3%</b>
Peninsular	1.319.325	1.563.285	243.960	18,5%
Extrapeninsular	188.989	280.643	91.654	48,5%
<b>Ingresos por Exportaciones</b>	<b>-51.050</b>	<b>-43.100</b>	<b>7.950</b>	<b>-15,6%</b>
<b>Coste Total (A)</b>	<b>14.053.081</b>	<b>15.863.247</b>	<b>1.810.166</b>	<b>12,9%</b>

Notas: (1) Orden ITC/3801/2008, Real Decreto Ley 6/2009 y Orden ITC/1723/2009. No incluye minoración de los derechos de CO2 para el ejercicio 2009.

(2) Orden ITC/3519/2009

(3) Retribución a la Distribución para el ejercicio 2009 establecida en la Orden ITC/3519/2009

(4) Según información que acompañaba a la propuesta de tarifas 2009

(5) Incluye financiación con cargo a los Presupuestos Generales de Estado.

Tabla 2. Escandallo de costes de acceso año 2010 [33].

En la tabla 2, se muestra el escandallo de costes para el año 2010, estimado en 15.863.247 miles de €. Se puede observar como de esa estimación total de costes, sólo 6.372.059 miles de € son destinados a sufragar los costes de las redes de transporte y distribución, que representan un 40% de los costes totales. Por otra parte, destaca la espectacular partida destinada a sufragar los costes provenientes de la prima del régimen especial, estimado para el año 2010 en 5.888.099 miles de €, representando un 37% del total.

La retribución de los costes reconocidos para las actividades de redes es el objetivo de la tarifa de acceso, o por lo menos era el fin de su nacimiento, pero a medida que han pasado los años desde su creación, otros cargos como la prima al régimen especial superan en numerosa cuantía a la partida que está destinada a estas actividades (tabla 2).

### 3.1 Costes de transporte

La LSE fija que la retribución de la actividad de transporte se establece reglamentariamente y permite fijar la retribución correspondiente a cada sujeto, atendiendo a los costes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, así como otros costes necesarios para desarrollar esta actividad [3].

De este modo y cumpliendo con el principio fijado por la LSE se publica el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, estableciendo el régimen económico de la actividad de transporte de energía eléctrica, que se ha aplicado hasta el año 2008.

La método retributivo de este RD, cubre todos los costes de prestación del servicio (incluyendo el coste de oportunidad del capital invertido) y, a su vez, incentivar una gestión eficiente [13]. Anualmente se calcula como la suma de [13]:

- a) Un término de remuneración ligado al valor actualizado de las inversiones.
- b) Un término que permite recuperar los costes de operación y mantenimiento.
- c) Unos incentivos a la disponibilidad y eficiencia de las instalaciones.

El valor de los inmovilizados retribuidos se calcula sobre la base de unos costes unitarios de referencia aprobados por el regulador para el año 1998.

Por lo tanto para el año 2010, se presenta en la tabla 3 la retribución correspondiente al transporte. De esta tabla se desprende que, aunque la LSE establecía que REE operaba como transportista único, hay otras empresas que reciben una retribución debido a que también desarrollan esta actividad, ya que éstas contaban hasta hace poco con activos pertenecientes a la red de transporte, y para dar cumplimiento a lo que fijaba [4], han sido obligadas recientemente a la transmisión de los activos de transporte a REE [4].

<b>Porcentajes de reparto por empresas de la previsión de la retribución al transporte para 2010 correspondiente a instalaciones puestas en servicio con anterioridad al 1 de enero de 2008</b>		
<b>EMPRESAS</b>	<b>Miles €</b>	<b>(%)</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.192.155</b>	
<b>TOTAL PENINSULAR</b>	<b>1.074.038</b>	<b>100,00%</b>
REE	1.008.956	93,94%
IBERDROLA	21	0,00%
UNIÓN FENOSA	37.598	3,50%
HIDROCANTÁBRICO	6.334	0,59%
ENDESA	21.129	1,97%
<b>TOTAL EXTRA PENINSULAR</b>	<b>118.117</b>	<b>100,00%</b>

Tabla 3. Porcentaje de reparto por empresas de la retribución del transporte [33].



El régimen retributivo de esta actividad, desarrollado en dicho RD, necesitaba ser revisado tras las modificaciones introducidas por la legislación española y la necesidad de acometer en los próximos diez años un fuerte ciclo inversor en instalaciones de transporte, para el nuevo periodo objeto de planificación que abarca 2008-2016 [4].

Es por ello que se aprueba el Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008.

De esta forma, se establece en este RD, que el cálculo de la retribución de la actividad de transporte se realiza anualmente en función de los costes reconocidos del elemento inmovilizado y el coste de operación y mantenimiento [14]. Al contrario que el anterior régimen retributivo, en éste, el valor de la retribución para un determinado año, no se fija en función de los costes de un año de referencia, sino que se establece en función del valor actualizado neto de la inversión. Del mismo modo, se implanta un incentivo global a la disponibilidad de las instalaciones de transporte limitada al  $\pm 2\%$  de los ingresos anuales de la empresa transportista en concepto de retribución por costes de inversión.

Además se incentiva la extensión de la vida útil, de forma que agotada ésta, se continua percibiendo el coste de operación y mantenimiento y un coste por extensión de vida útil [14].

Por lo tanto la retribución del transporte para el año 2010 para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008 son las expuestas en la tabla 4.

<b>Porcentajes de reparto por empresas de la previsión de la retribución al transporte para 2009 correspondiente a instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008 + Incentivo Disponibilidad</b>		
<b>EMPRESAS</b>	<b>Miles €</b>	<b>(%)</b>
<b>TOTAL</b>	<b>204.949</b>	
<b>TOTAL PENINSULAR</b>	<b>191.837</b>	<b>99,99%</b>
REE	171.876	89,59%
IBERDROLA	0	0,00%
UNIÓN FENOSA	11.212	5,84%
HIDROCANTÁBRICO	983	0,51%
ENDESA	7.766	4,05%
<b>TOTAL EXTRA PENINSULAR</b>	<b>13.112</b>	<b>100,00%</b>

Tabla 4. Porcentaje de reparto por empresas de la retribución del transporte [33].

De la tabla 4 se desprende que REE recibe la mayor parte de la retribución de la estimación de costes para el año 2010, no percibiendo la totalidad de la retribución hasta que el resto de empresas haya culminado el traspaso de activos a REE.

En definitiva, para la remuneración de la actividad de transporte se aplican dos regímenes retributivos diferentes, en función de la puesta en servicio de la instalación de transporte. Ascendiendo el importe total para el año 2010 a 1.397.104 miles de €.

### **3.2 Costes de distribución**

El régimen retributivo de la actividad de distribución está determinado reglamentariamente del mismo modo que ocurre con la actividad de transporte, en particular el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, estableció el régimen económico de la actividad de distribución de energía eléctrica, que se ha aplicado hasta el año 2008.

Dicho régimen padece de importantes deficiencias, ya que el incremento anual de la retribución de esta actividad se establece de forma global para todo el conjunto de empresas, sin considerar las especificidades propias de cada zona geográfica [15].

Por otra parte, este régimen no tiene en cuenta incentivos orientados a la mejora de la calidad, ni a la reducción de pérdidas, necesarios para incentivar a las empresas a invertir para la consecución de estos objetivos en beneficio del consumidor [15].

Este hecho se confirma en que el único aliciente que tenían las empresas distribuidoras para mejorar la calidad del servicio, era la presión que ejercían los medios de comunicación cada vez que ocurría alguna incidencia en el suministro eléctrico, y las amenazas de multas por parte del regulador cuando no se satisfacían los límites mínimos de calidad establecidos para los consumidores [16].

Así, y con el fin de incentivar la mejora de la calidad de suministro se incorporan a la tarifa de acceso distintas partidas de costes durante el periodo 2004-2008 [17]. Estos incentivos se basaban simplemente en partidas económicas, por lo que era necesaria su desaparición. Puesto que su existencia supone dar un incentivo contrario al objetivo que se persigue con esta partida, debido a que las empresas inviertan menos en aquellas zonas con deficiente calidad de servicio esperando poderse acoger a estos Planes de Calidad financiados por la tarifa.

Por lo tanto, con el objetivo de establecer una retribución económica independiente para cada empresa e introducir incentivos para la mejora de la calidad del suministro eléctrico, se publica el Real Decreto 222/2008 de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica.

Con la publicación de este RD, y como ya se ha explicado, se consigue una remuneración independiente para cada empresa que tiene en cuenta unos parámetros tan importantes como son la calidad del suministro o las pérdidas en las redes de distribución.

De esta forma se establece un año de referencia, para el que se calcula la retribución de la inversión y del coste de operación y mantenimiento de cada empresa distribuidora [15].

Obtenida la retribución para el año de referencia, se obtiene la retribución anual de cada empresa distribuidora actualizando dicha retribución de referencia. La actualización se calcula de forma anual como la suma de [15]:

- Un término que actualiza la retribución del año anterior en función del IPC y del factor de eficiencia publicado por el Gobierno.
- Un término que retribuye los costes asociados al incremento de la actividad de distribución.
- Un incentivo o penalización asociado a la calidad del servicio de la empresa distribuidora, en función del grado de cumplimiento de los objetivos establecidos en el año anterior de los índices de calidad del servicio.
- Un incentivo asociado a la reducción de pérdidas, referido a la remuneración del año anterior.

Sin embargo, los incentivos asociados a la calidad del servicio y a la reducción de pérdidas, tienen un máximo fijado por el regulador, situándose en  $\pm 3\%$  para el primero y en  $\pm 1\%$  para el segundo [15].

En definitiva, los costes destinados a retribuir esta actividad para el año 2010 se estiman en 4.305.513 miles de €.

No obstante, en el escandallo de costes de acceso para el año 2010, se incluyen otros tres conceptos a retribuir en la actividad de distribución:

- Compensación de los distribuidores acogidos a DT11.
- Limpieza de márgenes.
- Eficiencia energética.

### **Compensación a distribuidores DT11 LSE**

Este coste se destina a la compensación a los distribuidores acogidos a la Disposición transitoria undécima de la LSE, cuyo objetivo es compensar las diferencias de precio del complemento por interrumpibilidad de los clientes acogidos a este sistema, las diferencias en el precio de adquisición de energía por las instalaciones de producción de régimen especial conectadas a sus redes y por último, las pérdidas de margen por sus consumidores que se pasan al mercado libre [3].

Estos distribuidores pueden solicitar del MITYC que, se compense la diferencia entre lo cobrado por tarifas de acceso a los consumidores cualificados conectados a su red (que adquieran su energía a un comercializador o en el mercado), y lo que les hubiera correspondido percibir en caso de que el suministro se hubiera continuado realizando a tarifa de suministro.

No obstante y aunque este concepto ha sido derogado [19], se permite incluir una partida de costes para compensar las adquisiciones de energía de las instalaciones acogidas al régimen especial, que realicen los distribuidores mientras permanezcan sujetos a la Disposición transitoria undécima de la LSE, es por ello que para el año 2010 se incluyen 350.542 miles de € por este concepto.

### **Limpieza de márgenes**

De acuerdo con la LSE y su desarrollo normativo, se incluye, dentro de los costes reconocidos para la retribución de la distribución, una partida específica no superior a 10.000 miles de € con el fin de realizar planes de limpieza de la vegetación de los márgenes donde discurren las líneas eléctricas de distribución [3].

Esta cuantía se reparte entre las empresas distribuidoras por el MITYC con carácter objetivo y se liquida previa comprobación de la realización de los planes de cada empresa [3].

Aunque la LSE establece que debe incluirse este concepto de coste para el cálculo de la tarifa, el permitir aplicar este incentivo económico para desarrollar planes de mejora de la calidad a labores ordinarias de la empresa, puede introducir una distorsión en la gestión del distribuidor, ya que éste puede adelantar sus planes de limpieza con el objetivo de recibir dicho incentivo, en vez de realizarlo en un momento económico y técnicamente óptimo [17].

### **Plan de ahorro y eficiencia energética**

El 28 de noviembre de 2003 el Gobierno aprobó la “Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012” (Plan E4) [20].

Recientemente esta Estrategia ha sido actualizada en el Plan de Acción 2008-2012 (PAE4+). Como puede verse en la tabla 5, este Plan concentra sus esfuerzos en siete sectores (industria; transporte; edificación; servicios públicos; equipamiento residencial y ofimático; agricultura; y, transformación de la energía) y especifica medidas concretas para cada uno de ellos, pretendiendo alcanzar un ahorro final de energía primaria de 11,4% y un ahorro de emisiones de CO<sub>2</sub> de 11,6 % adicional al Plan E4.

RESULTADOS SECTORIALIZADOS		AHORROS ENERGÉTICOS 2008-2012				EMISIONES EVITADAS 2008-2012	
		TOTALES PAE4+		ADICIONALES A LA E4		TOTALES PAE4+	ADICIONALES A LA E4
		FINAL (ktep)	PRIMARIA (ktep)	FINAL (ktep)	PRIMARIA (ktep)	ktCO <sub>2</sub>	ktCO <sub>2</sub>
SECTORES USOS FINALES	INDUSTRIA	17.364	24.750	-	-	59.165	-
	TRANSPORTE	30.332	33.471	4.373	4.826	107.479	15.495
	EDIFICIOS	7.936	15.283	1.631	3.141	35.540	7.304
	EQUIPAMIENTO DOM. Y OFIMÁTICA	1.729	4.350	314	790	9.288	1.687
	AGRICULTURA	1.402	1.634	45	52	5.112	164
	SERVICIOS PÚBLICOS	691	1.739	69	174	3.712	371
SECTOR TRANSFORMACIÓN	TRANSFORMACIÓN DE LA ENERGÍA		6.707		1.011	17.834	2.688
<b>TOTALES</b>		<b>59.454</b>	<b>87.933</b>	<b>6.432</b>	<b>9.993</b>	<b>238.130</b>	<b>27.709</b>
% ESFUERZO ADICIONAL/TOTAL PAE4 2008-2012				<b>10,8%</b>	<b>11,4%</b>		<b>11,6%</b>

Tabla 5. Ahorro energético y emisiones evitadas por sectores [20].

Para la financiación de este Plan es necesario ampliar las inversiones totales establecidas en el Plan E4. De este modo, y como puede verse en la tabla 6, se determina que la financiación pública necesaria para poderse llevar a cabo, totaliza 2.366.500 miles de €, estableciéndose por tanto, unos recursos medios anuales de 473.300 miles de € para cada año incluido en el Plan de Acción. De esta cuantía, un 58,3%, es decir, 275.900 miles de euros, se financia con fondos provenientes de la tarifa eléctrica. Siendo inexplicablemente la mayor fuente de financiación pública la proveniente de los usuarios eléctricos.

APLICACIÓN SECTORIAL		INVERSIONES TOTALES (k€)	FONDOS PÚBLICOS TOTALES (k€)	FONDOS PÚBLICOS ADICIONALES (k€)
SECTORES USOS FINALES	INDUSTRIA	1.671.000	370.000	0
	TRANSPORTE	1.892.718	408.291	117.937
	EDIFICIOS	13.469.477	803.671	287.266
	EQUIPAMIENTO DOM. Y OFIMÁTICA	1.992.235	532.500	-
	AGRICULTURA	683.207	93.754	24.000
	SERVICIOS PÚBLICOS	1.351.000	89.000	28.000
SECTOR TRANSFORMACIÓN	TRANSFORMACIÓN DE LA ENERGÍA	1.085.330	29.284	21.652
COMUNICACIÓN		40.000	40.000	0
<b>TOTALES</b>		<b>22.184.967</b>	<b>2.366.500</b>	<b>478.855</b>

Tabla 6. Inversión total y fondos públicos totales para la financiación del PAE4+ [20].

Aunque el Plan establece un importe que sería imputado a la tarifa de acceso, en la propuesta de Orden de la tarifa eléctrica para el año 2010 se establece que la cuantía con cargo a la tarifa eléctrica destinada a la financiación del PAE4+, no excederá para el año 2010 de 308.900 miles de euros [33]. Esta cuantía supera en 33.000 miles de euros los recursos medios anuales aprobados en dicho Plan.

### **3.3 Costes de gestión comercial**

Esta partida se destina a compensar a las compañías distribuidoras, por los costes de gestión comercial en que incurren para atender a sus clientes a tarifa y a los consumidores cualificados conectados a sus redes, tales como, la contratación y atención al cliente relacionados con el acceso, conexión de los consumidores a las redes eléctricas, la lectura de contadores y equipos de medida, así como los relativos a la planificación de las redes y la gestión de la energía [15].

El importe global de dicha retribución se calcula actualizando una cifra inicial mediante el mismo procedimiento que se utiliza para determinar la anualidad total que le corresponde a la actividad de distribución, y la cuantía que recibe cada empresa se determina aplicando unos parámetros que reflejan sus costes de gestión comercial [15].

De este modo para el año 2010 se establece un coste de gestión comercial estimado en 226.951 miles de €.

### **3.4 Interrumpibilidad**

La interrumpibilidad es una herramienta de gestión de la demanda, con la cual se pretende dar una respuesta de forma rápida y eficiente a las posibles necesidades del sistema eléctrico. Este servicio se basa en una reducción de la potencia activa demandada hasta el valor de la potencia residual requerida, en respuesta a una orden de reducción de potencia ordenada el Operador del Sistema en los términos del contrato formalizado entre el consumidor y éste [21].

Del mismo modo, los tipos de reducción de potencia, el preaviso mínimo con el que debe solicitarse cada tipo y la duración de cada uno de ellos, además de las potencias residuales requeridas para cada tipo de interrumpibilidad que solicite el Operador del Sistema, se encuentran establecidos reglamentariamente [21].

Por lo tanto, para sufragar este servicio se incluye una estimación de costes en el año 2010 de 450.000 miles de €, para una potencia interrumpible estimada en periodo punta de 2.000 MW [33].

### **3.5 Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento**

#### **3.5.1 Moratoria nuclear**

La Disposición adicional octava de la Ley 40/1994, de 30 de diciembre, anunció la paralización definitiva de los proyectos de construcción de las centrales nucleares de Lemóniz I y II, Valdecaballeros I y II y la unidad II de Trillo.

Por lo tanto, se determinó que los titulares de los proyectos de construcción paralizados, debían recibir una compensación por las inversiones realizadas en los mismos y por el coste de su financiación mediante un porcentaje de la facturación por venta de energía eléctrica a los usuarios, que debía satisfacerse en un plazo máximo de 25 años, contados a partir de la entrada en vigor de la mencionada Ley [22].

La CNE se encarga de gestionar el cobro de dicha compensación, estimada en 4.383 millones de €. Ésta debe estar plenamente satisfecha en el plazo máximo de veinticinco años, devengados a partir del 20 de enero de 1995. Así cada año se aplica un porcentaje sobre los ingresos facturados por la tarifa de acceso.

Siendo 2010 el año en el que se establece un 0,81% sobre la facturación por tarifas de acceso, estimándose un coste de 100.228 miles de €[23].

#### **3.5.2 Segunda parte del ciclo de combustible nuclear**

La utilización de energía nuclear para la producción de energía eléctrica y el uso de elementos radiactivos en diversas aplicaciones, generan residuos radiactivos. Por este motivo, en el año 1984 el Parlamento decide crear una empresa pública que sería la encargada de gestionar estos residuos producidos en España [25].

Con esta finalidad nace Enresa, para tratar, acondicionar y almacenar los residuos radiactivos generados en cualquier punto del país. También se encarga de dismantelar las centrales nucleares una vez que ha finalizado su vida útil, y de la restauración ambiental de minas e instalaciones relacionadas con el uranio [25].

Los costes de la gestión de los residuos radiactivos, se financian a través del denominado Fondo para la financiación de las actividades del Plan General de Residuos Radiactivos, que se nutre mediante los ingresos procedentes de las centrales nucleares, de la Fábrica de Elementos de Combustibles de Juzbado y con cargo a la tarifa eléctrica. Este último sistema de financiación se basa en la en la aplicación de porcentajes sobre la recaudación por venta de energía eléctrica a tarifas y peajes [25].

De esta forma el porcentaje para el año 2010 se estima en 0,001%, destinándose una cantidad de 124 miles de € para financiar esta actividad [23].

### **3.6 Régimen especial**

La mayoría de los países desarrollados tienen establecidos ambiciosos objetivos respecto al desarrollo e implantación de las energías renovables. Debido a que el coste de producción de estas tecnologías es todavía más alto que los de las convencionales, el éxito de éstas depende de las ayudas (incentivos o primas) del Gobierno [26].

El objetivo que fija la UE en el libro blanco de las Energías Renovables, es el 12% del consumo de energía primaria proceda de fuentes de energía renovable. Dicho objetivo sería imposible de alcanzar si los productores de estas energías no percibieran un incentivo por su producción [26].

En España, tras la aprobación del Plan de Energía Renovable 2005-2010 (PER) se fijan los objetivos a alcanzar para el año 2010. Estos se presentan en la tabla 7, en la que se observa que el 12,1 % del consumo de energía primaria para el año 2010 debe proceder de fuentes de energía renovable, superior al 6,9% que representaban en el año 2004. En ese año, de acuerdo con los objetivos de este Plan [26], las energías renovables aportan al sistema más de 100.000 GWh año, -sobre una demanda bruta de 337407 GWh-, lo que representa un 30,3% del consumo bruto de electricidad, cumpliendo de esta forma con el objetivo indicado para España del 29,4% en el año 2010 [26].



OBJETIVOS DEL PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010									
Escenario PER									
	Situación en 2004 [año medio (1)]			Objetivo de incremento 2005-2010 (2)			Situación Objetivo en el año 2010		
	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de Energía Primaria (ktep)	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de Energía Primaria (ktep)	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de Energía Primaria (ktep)
<b>Generación de electricidad</b>									
Hidráulica (> 50 MW) (3)	13.521	25.014	1.979	0	0	0	13.521	25.014	1.979
Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)	2.897	5.794	498	360	687	59	3.257	6.480	557
Hidráulica (< 10 MW)	1.749	5.421	466	450	1.271	109	2.199	6.692	575
Biomasa	344	2.193	680	1.695	11.823	4.458	2.039	14.015	5.138
Centrales de biomasa	344	2.193	680	973	6.787	2.905	1.317	8.980	3.586
Co-combustión	0	0	0	722	5.036	1.552	722	5.036	1.552
R.S.U.	189	1.223	395	0	0	0	189	1.223	395
Eólica	8.155	19.571	1.683	12.000	25.940	2.231	20.155	45.511	3.914
Solar fotovoltaica	37	56	5	363	553	48	400	609	52
Biogás	141	825	267	94	592	188	235	1.417	455
Solar termoeléctrica	-	-	-	500	1.298	509	500	1.298	509
<b>TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS</b>	<b>27.032</b>	<b>60.096</b>	<b>5.973</b>	<b>15.462</b>	<b>42.163</b>	<b>7.602</b>	<b>42.494</b>	<b>102.259</b>	<b>13.574</b>
<b>Usos térmicos</b>	m <sup>2</sup> solar t. baja temp.		(ktep)	m <sup>2</sup> solar t. baja temp.		(ktep)	m <sup>2</sup> solar t. baja temp.		(ktep)
Biomasa			3.487			583			4.070
Solar térmica de baja temperatura	700.805		51	4.200.000		325	4.900.805		376
<b>TOTAL ÁREAS TÉRMICAS</b>			<b>3.538</b>			<b>907</b>			<b>4.445</b>
<b>Biocarburantes (Transporte)</b>									
<b>TOTAL BIOCARBURANTES</b>			<b>228</b>			<b>1.972</b>			<b>2.200</b>
<b>TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES</b>			<b>9.739</b>				<b>10.481</b>	<b>20.220</b>	
<b>CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (ktep)</b> (Escenario Energético: Tendencial/PER)			<b>141.567</b>					<b>167.100</b>	
<b>Energías Renovables/Energía Primaria (%)</b>			<b>6,9%</b>					<b>12,1%</b>	

(1): Datos de 2004, provisionales. Para energía hidráulica, eólica, solar fotovoltaica y solar térmica, se incluye la producción correspondiente a un año medio, a partir de las potencias y superficie en servicio a 31 de diciembre, de acuerdo con las características de las instalaciones puestas en marcha hasta la fecha, y no el dato real de 2004. No incluidos biogás térmico y geotermia, que en 2004 representan 28 y 8 ktep.  
(2): En los objetivos de incremento para el periodo 2005-2010, las producciones corresponden a un año medio de acuerdo con las potencias y las características de las instalaciones puestas en marcha durante ese periodo. Para las energías hidráulicas y eólica, sólo la mitad de la potencia instalada en el último año (2010) se ha incluido a producción en las columnas correspondientes.  
(3): Incluye producción con bombeo puro.

Tabla 7. Objetivos del Plan de Energías Renovables [26].

La inversión necesaria para cumplir con los objetivos establecidos del PER se presenta en la figura 4, en la cual se puede apreciar que ésta se estima en 23.598.641 miles de €.

Fuente Financiación	Importe (miles de euros)	%
Promotores	4.719.728	20,0%
Financiación ajena	18.197.974	77,1%
Ayuda pública	680.939	2,9%
<b>TOTAL</b>	<b>23.598.641</b>	<b>100%</b>

(miles de euros)

Figura 4. Fuentes de financiación del PER [26].

De la figura 4 también se desprende que la financiación ajena representa el mayor peso de la inversión, estimándose en el 77,1% del total, por lo que resulta imprescindible el apoyo económico de estas tecnologías que las sitúe en una posición de rentabilidad económica, haciéndolas atractivas al inversor [26]. Con este fin se establecen tres sistemas de apoyos públicos para la financiación del PER, esto es, ayudas públicas a la inversión, incentivos fiscales para la explotación de biocarburantes y primas a la generación de electricidad con fuentes de energía renovable [26].

No obstante, conviene señalar que, aunque el PER sitúa su objetivo sobre tres áreas, la térmica, los biocarburantes y la eléctrica, si bien las dos primeras son consideradas como ayudas públicas en sentido estricto [26], la tercera, el apoyo al régimen especial de electricidad [26], es considerada como un coste del que deben hacerse cargo los consumidores de electricidad. De este modo, se estima que el importe anual de las primas al final del periodo 2005-2010 sea de 1.828 millones de € [26], cifra muy alejada del coste estimado para el año 2010 destinado al apoyo del régimen especial, cifrado en 5.888.099 miles de €.

### **3.7 Costes permanentes**

#### **3.7.1 Compensación de extrapeninsulares.**

En el marco normativo europeo [1], se establece que debe considerarse la posibilidad de recurrir a determinadas excepciones para el funcionamiento de pequeñas redes aisladas.

Esta excepción, es lo que ocurre en los sistemas eléctricos insular y extrapeninsular, producto del aislamiento geográfico que presentan y de su tamaño eléctrico, compuesto principalmente por grupos térmicos de fuel, motores diesel y turbinas de gas de pocas decenas de MW [27].

Esta particular característica se observa claramente en la evolución de la cobertura de la demanda a nivel peninsular y de los sistemas aislados, presentada en la figura 5. De ésta se desprende que la cobertura de la demanda en el sistema peninsular se realiza mediante el uso de múltiples tecnologías, representando el fuel-gas un pequeño porcentaje de dicha cobertura. Por el contrario en la cobertura de la demanda a nivel extrapeninsular e insular, se manifiesta el gran impacto que supone el uso de esta tecnología sobre el total de demanda anual.

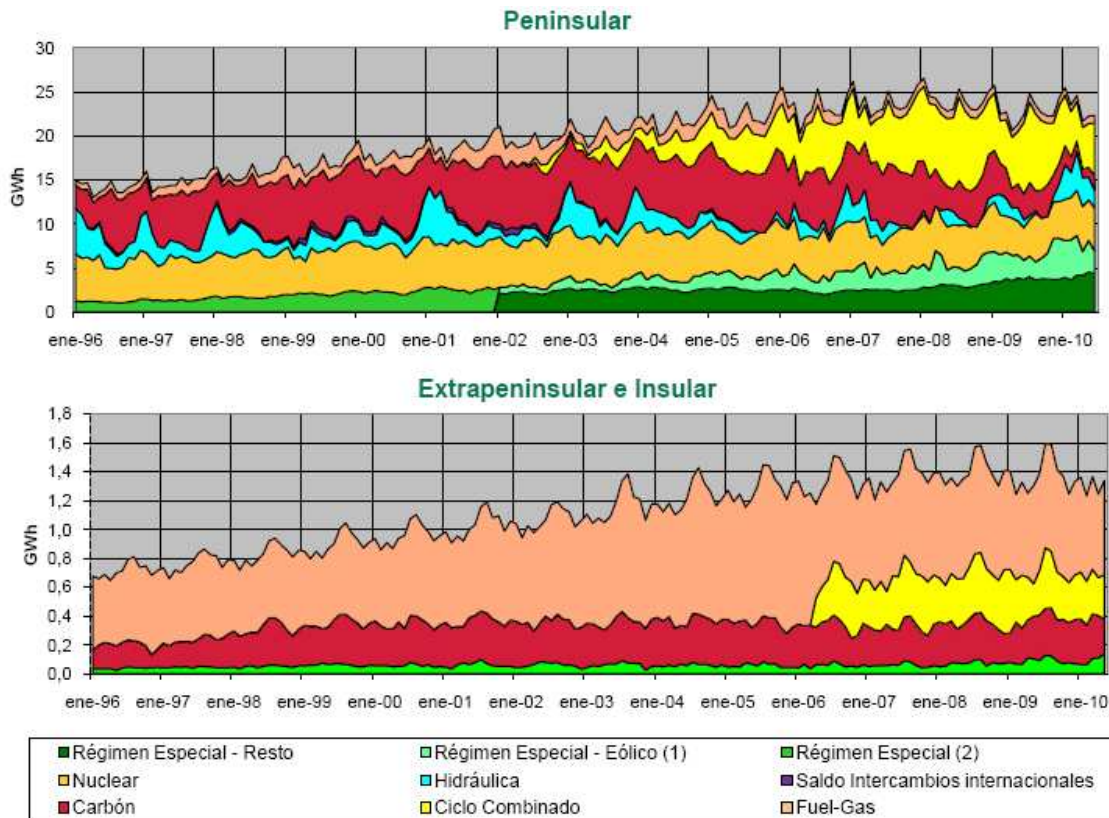


Figura 5. Cobertura de la demanda Peninsular, Extrapeninsular e Insular [54].

Estas características expuestas reflejan unos factores diferenciales de los sistemas aislados con respecto al sistema eléctrico peninsular, ya que un mayor uso de este tipo de tecnología (fuel-gas) provoca que el precio final de la electricidad sea superior.

Es por ello que, teniendo en cuenta lo peculiar de estos sistemas, la actividad de la producción eléctrica desarrollada en esos territorios puede estar excluida del mercado eléctrico, es decir, pierde sentido establecer un mercado de ofertas similar al peninsular [3]. Así, se establece que cuando los costes de estas actividades no puedan ser sufragados con cargo a los ingresos obtenidos en dichos ámbitos territoriales, deben considerarse como costes permanentes [3].

No obstante y aunque estos costes fueron considerados en su totalidad como permanentes, existe en la actualidad un mecanismo de traspaso de este concepto a los Presupuestos Generales del Estado (PGE) [28], así en el año 2010, el 34% de estos costes recaen sobre los PGE, mientras que el 66% restante, esto es, 897.240 miles de € se cubren aplicando un 6,975% sobre la facturación de la tarifa de acceso [23].

### **3.7.2 Operador del Sistema**

La función principal del Operador del Sistema es garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. Éste ejerce sus funciones bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia [4].

En [4], se confirmó la condición de REE como operador del sistema y gestor de la red de transporte, además le atribuyó la función de transportista único, en régimen de exclusividad. Dicha Ley ha supuesto para REE su consolidación como TSO español, transportista y operador del sistema, percibiendo una cantidad de 38.267 miles de € por este concepto, representando un 0,297% sobre la facturación de tarifas de acceso [23].

### **3.7.3 Operador del Mercado**

El Operador del Mercado se encarga de la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario. Éste ejerce sus funciones respetando los principios de transparencia, objetividad e independencia [4].

El Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE), es una entidad jurídica independiente, y tiene a su cargo todos los mecanismos de recepción de ofertas, casación y comunicación necesarios para gestionar el mercado diario e intradiario [4].

Hasta el 1 de Julio de 2009 han sido los consumidores españoles, a través de sus tarifas de acceso o integrales quienes han financiado la actividad de OMEL [4] [19]. No obstante, a partir de esta fecha, el Operador del Mercado se financia a través de los precios determinados por el MITYC, y que cobra a los sujetos generadores del Mercado Ibérico, tanto del régimen ordinario como del régimen especial [19].

### **3.7.4 Comisión Nacional de la Energía**

La Comisión Nacional de la Energía es el ente regulador de los sistemas eléctricos, que fue creado por la Ley del sector de los hidrocarburos [29].

Su objetivo principal, es velar por la efectiva competencia en los sistemas energéticos, la objetividad y transparencia del funcionamiento del sistema. Los sistemas energéticos comprenden, el mercado eléctrico y el mercado de los hidrocarburos, líquidos y gaseosos [29]. Por lo tanto, los beneficiados de la existencia de la CNE son consumidores y usuarios de los citados sistemas.

Para la financiación de la actividad de la CNE se establece en 0,201% la tasa aplicable a la facturación de la tarifa de acceso [30], por la prestación de servicios y realización de actividades relacionadas con el sector eléctrico.

Sin embargo, para el año 2010 este porcentaje se reduce hasta representar el 0,185% sobre la facturación de la tarifa de acceso, estimándose este coste en 22.892 miles de € [19].

### **3.7.5 Plan de Viabilidad de Elcogas S.A**

Elcogas S.A se constituyó el 8 de abril de 1992, con el objetivo de la construcción y explotación de una central de 335 MW brutos, la cual basa su sistema productivo en la tecnología de gasificación de carbón integrada en un ciclo combinado (GICC) [31].

Con fecha 10 de julio de 2006 Elcogas S.A presenta en base a información económico-financiera, la necesidad de un plan de viabilidad para evitar las pérdidas que causaría el funcionamiento de la central durante su vida residual [32]. Esta solicitud se ampara en [3], la cual recoge la aprobación de planes de financiación para aquellas sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica que demuestren especiales dificultades financieras, hasta el punto de poder poner en peligro el desarrollo normal de las actividades de la empresa [3].

Así, mediante Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de marzo de 2007 se aprueba el Plan de Viabilidad, de forma que permite a Elcogas S.A continuar con su actividad y cumplir con el objetivo marcado por la Unión Europea, de estimular el uso de tecnologías de producción limpias que aprovechen recursos energéticos autóctonos [32].

Dicho Plan consiste en aportaciones anuales a fondo perdido y sufragado con cargo a la tarifa eléctrica, con un periodo de validez de diez años y devengadas a partir del 1 de julio de 2006 [31].

No obstante, en el año 2009, tercer ejercicio de aplicación del citado Plan, la CNE ha suspendido la retribución provisional a dicha sociedad, ya que el Plan está pendiente de aprobación por la Unión Europea [33]. Sin embargo, para el año 2010 se prevé de forma provisional una cantidad de 66.919 miles de €, importe que está condicionado a la aprobación por la Comisión Europea.

### **3.8 Déficit tarifario. Anualidades de déficit**

El marco normativo vigente en España prevé que las tarifas eléctricas sean establecidas a priori [3], lo que requiere el empleo de estimaciones de costes, demanda y otros factores. Por lo tanto, es lógico que se produzcan desvíos entre los ingresos previstos y los recaudados vía tarifa de acceso, como consecuencia de diferencias o errores entre la previsión y el valor real de los costes.

En el año 2000, el precio de la electricidad se encontraba al alza motivado por el ascenso del precio de las materias primas. Sin embargo este aumento del precio de la electricidad no se traduce en el precio final de la energía que pagaban los consumidores, originando así, el déficit tarifario [34], discrepancia que puede ser observada en la figura 6.

Durante los años 2000-2002 se registraron déficits de tamaño reducido [34]. Sin embargo, y como se desprende de la figura 6, en 2005 y 2006 se generaron déficits muy relevantes, principalmente relacionados con el hecho de que el precio medio de compra de la electricidad por los distribuidores en el mercado fue muy superior a la previsión incluida en las tarifas [35].

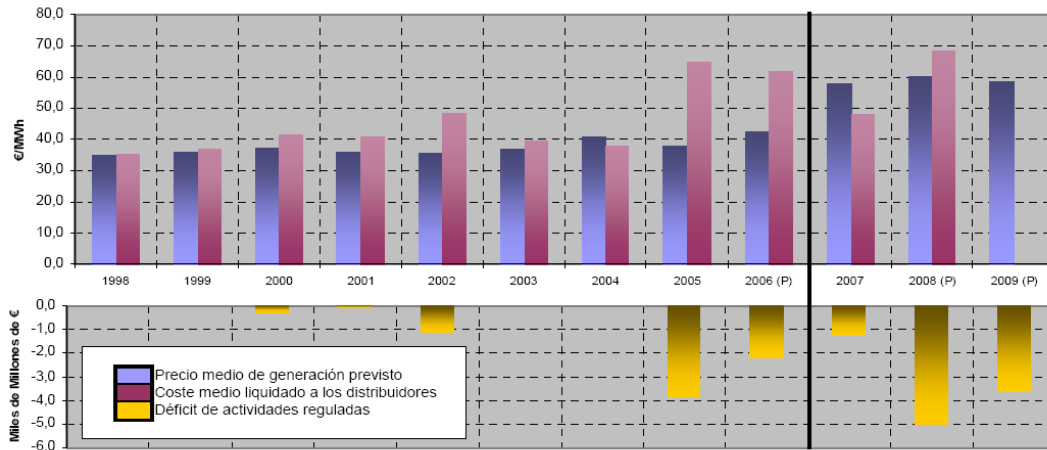


Figura 6. Precio de compra VS Precio real de la energía eléctrica [54].

En el año 2008 se agrava aún más, debido al aumento del precio del petróleo y al aumento de las primas a las renovables, y una vez más el Gobierno no traslada esta subida de precios a la tarifa pagada por el consumidor [35].

Por tanto, el origen del déficit de tarifa no sólo se encuentra en el precio de la electricidad debido al uso de tecnologías dependientes de gas natural o de fuel, sino que además esa situación se ve posteriormente agravada.

Además de la subida de precios en el mercado, otro factor que ha propiciado el aumento del déficit, es la evolución de los costes de acceso, generando desvíos entre las estimaciones y el valor real de los costes de acceso.

En relación con la evolución de los costes de acceso entre los años 2003 y 2009, los componentes que han contribuido en mayor medida al aumento de estos costes, tal y como puede verse en la figura 7, son aquellos no directamente relacionados con las redes. La partida más relevante, es la destinada a las primas del régimen especial, la compensación extrapeninsular y las anualidades del déficit, y su peso respecto al total de costes de acceso ha ido aumentando con el paso del tiempo.

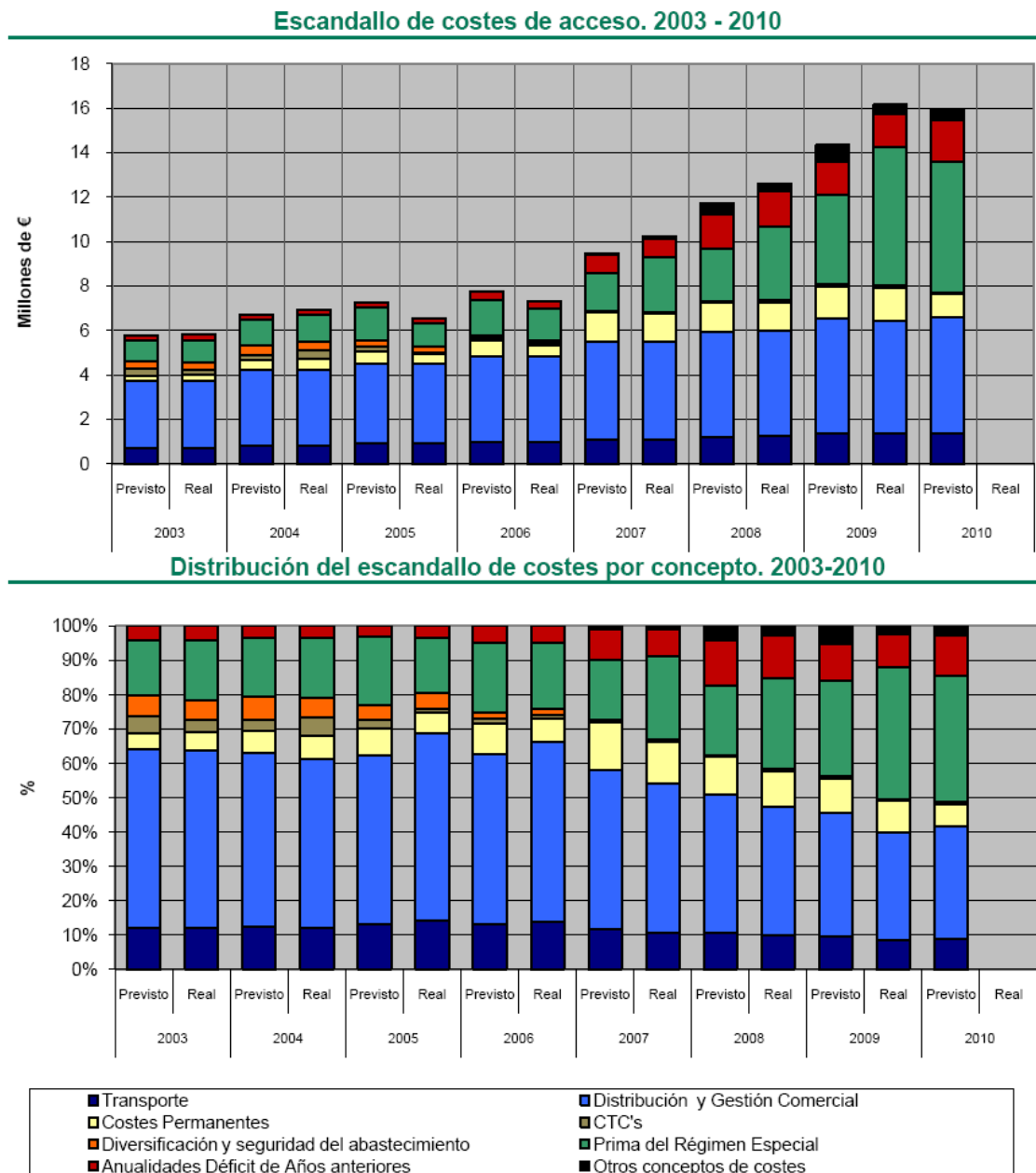


Figura 7. Evolución y distribución del escandallo de costes de acceso [54].

La distribución por componentes de los costes de acceso en el periodo comprendido entre 2003 y 2009, que se muestra en la figura 7, pone de manifiesto que los costes de redes (incluyendo el coste de gestión comercial) han pasado de representar desde el 63% de los costes de acceso en 2003 al 40% en 2009, mientras que la suma del coste del régimen especial, del déficit de años anteriores y de la prima del régimen especial han pasado de representar conjuntamente desde el 26% en 2003 al 56% en 2009.

Por lo tanto, la diferencia, entre el precio de la energía y la tarifa eléctrica por un lado, y entre el coste estimado de acceso y el coste real de acceso por otro, y el hecho de no aplicar el principio tarifario de suficiencia, ha generado el efecto perjudicial de la aparición del déficit tarifario y su posterior agravamiento.

A partir del año 2006, se han introducido una serie de medidas entre las que cabe destacar el reconocimiento del déficit ex ante, esto es, reconocer la existencia del déficit antes de que se produzca [35]. En cualquier caso, mantener durante un periodo de tiempo prolongado tarifas inferiores a las necesarias, tiene el efecto adverso de que el consumidor final no recibe la señal de precio adecuada para realizar un uso eficiente de la energía.

En relación con lo anterior, cabe indicar que recientemente se ha establecido una vía para la supresión del déficit de tarifas, limitando el valor máximo anual de déficit permitido, hasta hacerse nulo en 2013 [28]. A partir de esa fecha, los peajes deben ser suficientes para soportar el coste de todas las actividades reguladas y no podrá recurrirse a la figura del déficit ex ante [11] [28]. Las posibles desviaciones producidas en un año serán incorporadas a la tarifa de acceso aplicable en el ejercicio siguiente, hecho que debería de haberse realizado en el año 2000 y de esta forma no se hubiese originado el déficit.

Otra serie de medidas, tendentes a la disminución del déficit tarifario, consiste en la eliminación de distintas partidas de costes de acceso, tales como la financiación del Operador del Mercado o el traspaso de los costes de los sistemas eléctricos insular y extrapeninsular a los PGE. Del mismo modo, contribuye a mitigar este déficit el cargo aplicable al productor de energía eléctrica a partir del año 2011, a razón de 0,5 €/MWh vertido a la red [11].

Por lo tanto, las anualidades encargadas de sufragar el déficit eléctrico, son calculadas con euribor a tres meses durante quince años [51], hasta que el Gobierno ceda la cesión de los correspondientes derechos de cobro a un fondo de titulación, el Fondo de Titulación del Déficit del Sistema Eléctrico.

### **3.9 Conclusión de los costes incluidos en la tarifa de acceso**

Según se desprende de este capítulo, los costes de acceso incluyen numerosos conceptos no asociados al transporte y distribución de energía eléctrica. De esta forma y gracias a la LSE y sus posteriores modificaciones reglamentarias, se ha conseguido que estos costes sean inevitables para los consumidores de ésta.

Utilizar los peajes de acceso para apoyar conceptos diferentes del coste del transporte y de la distribución de electricidad introduce ruido en la información de precios transmitida al consumidor. Este es el caso de las ayudas del régimen especial, en particular la eólica, pues su uso impone restricciones debido a que su emplazamiento (zonas aisladas y elevadas), exige desarrollar importantes inversiones en la red para poder extraer la electricidad.



Por otra parte, y como se pudo apreciar en la figura 7 (evolución de costes de acceso), las tarifas que se regularon para acometer una reforma del sector y remunerar actividades consideradas como monopolios naturales (y que éstas no tuvieran posiciones de dominio en sus respectivas zonas geográficas de aplicación), han pasado a ser unas tarifas reguladas que incluyen costes de diversa naturaleza, y que no dependen en absoluto del mayor o menor uso de las redes.

En esta línea, y con el fin de disminuir los costes asociados a la tarifa de acceso, el Gobierno ha puesto sobre la mesa distintos mecanismos con el fin recortar estos. Es por ello que los sobre costes de los sistemas insulares y extrapeninsulares son transferidos a los PGE. Con este mismo fin nace el nuevo modelo de financiación del Operador del Mercado eléctrico. En la misma línea está, que a partir de 2011 el productor comenzará a pagar por la tarifa de acceso [11], hasta que se regule de forma adecuada por el Gobierno.

Mención aparte tiene el déficit tarifario. Este déficit apareció por no aplicar uno de los principios por los que debe regirse la tarifa de acceso, el principio de suficiencia, originando dos impactos muy negativos en el sector eléctrico.

El primero de ellos, genera un derecho de cobro a las empresas eléctricas que se han encargado de financiar dicho déficit, y del mismo modo origina una deuda que deberán pagar los consumidores eléctricos en los próximos años.

El segundo impacto, se traduce en que el precio final de la tarifa de acceso es un precio ficticio, de forma que éste no refleja el coste real de acceso. Consecuencia directa de esto, se traduce en un mayor consumo, debido a que los usuarios de la red no perciben de manera real el coste cuyo suministro hace incurrir al sistema.

## CAPÍTULO 4. ESTRUCTURA DE TARIFAS DE ACCESO.

Analizados los costes incluidos en la tarifa de acceso, se examinan en este capítulo las tarifas que fueron diseñadas para permitir recuperar dichos costes.

El punto de partida para clasificar las tarifas de acceso, es por medio de niveles de tensión. Dicha estructura se fija en [8], clasificándose en tarifas de baja y alta tensión.

Esta diferenciación, se realiza según que la tensión del suministro sea inferior o igual a 1 kV para la primera y superior a 1 kV para la segunda. En este sentido, la frontera entre ambas la marcan los peajes 3.0A y 3.1A; siendo, el primero el de baja y el segundo el de alta tensión (tabla 8).

Dentro de cada nivel de tensión se realiza una estructuración según la potencia que contrate el consumidor. De esta forma el consumidor contratará la potencia que más se ajuste a sus condiciones y será la empresa distribuidora quién fije el escalón tarifario correspondiente [8].

A modo de resumen, se exponen en la tabla 8 los grupos tarifarios, el nivel de tensión que comprende cada grupo tarifario y el rango de potencia de cada uno.

NOMBRE TARIFA	RANGO POTENCIA	NÚMERO PERÍODOS HORARIOS	NIVEL DE TENSIÓN
TARIFAS DE BAJA TENSIÓN			
Tarifa 2.0 A	$\leq 15$ kW	1 ó 2	$\leq 1$ kV
Tarifa 3.0 A	$> 15$ kW	3	$\leq 1$ kV
TARIFAS DE ALTA TENSIÓN			
Tarifa 3.1 A	$\leq 450$ kW	3	$\geq 1$ kV y $< 36$ kV
Tarifa 6.1	$> 450$ kW	6	$\geq 1$ kV y $< 36$ kV
Tarifa 6.2	-	6	$\geq 36$ kV y $< 72,5$ kV
Tarifa 6.3	-	6	$\geq 72,5$ kV y $< 145$ kV
Tarifa 6.4	-	6	$\geq 145$ kV
Tarifa 6.5	-	6	Conexiones internacionales

Tabla 8. Clasificación de la tarifa de acceso [29].

A continuación se detalla la estructura de los peajes vigentes, a fecha 31/12/2010, con sus respectivos periodos de aplicación y condiciones específicas para su facturación. Si bien, estos se encuentran sujetos a la regulación y modificaciones que sobre ellos pueda llevar el Gobierno en posteriores revisiones, ya sea a través de Orden ITC o mediante el correspondiente RD.

## 4.2 Tarifas de baja tensión

Estas tarifas se aplican a los suministros con una tensión inferior a 1 kV, y se dividen según la potencia contratada [8].

En esta sección se incluyen las tarifas 2.0A, 2.1A y la 3.0A, con sus respectivas discriminaciones horarias.

Hasta el año 2009 en baja tensión sólo existían dos peajes, el 2.0A (potencia menor a 15 kW) y el 3.0A (potencia superior a 15 kW), pero con la entrada de la Tarifa de Último Recurso (TUR) [9], se ajusta la potencia del peaje 2.0A a la potencia de aplicación de la TUR, es decir, hasta 10 kW. Quedando libre la horquilla de potencia comprendida entre 10 y 15 kW.

### 4.1.1 Tarifa 2.0A y 2.0 DHA

Esta tarifa es utilizada para los consumos realizados en baja tensión, cuya potencia contratada sea menor o igual a 10 kW, teniendo la posibilidad de discriminación horaria de dos periodos [8].

En el caso de escoger esta última opción (2.0 DHA), se factura en dos periodos con una duración de 10 horas para la punta (P1) y de 14 horas para el valle (P2), facturando en este caso a distinto precio del término de energía, siendo más caro en la punta y más económico en el valle.

Se muestra en la tabla 9, un detalle de la duración de los periodos.

		verano	invierno
<b>Punta</b>	10 h/día	13 a 23	12 a 22
<b>Valle</b>	14 h/día	23 a 13	22 a 12

Tabla 9. Duración periodos tarifarios 2.0A [55].

En este caso, y una vez conocida la duración de los dos periodos de facturación, se detalla el horario de aplicación de ambos en la tabla 10.

Intervalo horas		Invierno	Verano
0	12	2	2
12	13	1	2
13	22	1	1
22	23	2	1
23	24	2	2

Tabla 10. Detalle de horas de aplicación de los periodos tarifarios 2.0A [56].

Los periodos de aplicación de la tarifa 2.0A fueron modificados, de los que originalmente se definieron [8], para adaptarla a las curvas de demanda de este tipo de consumidores [40].

#### 4.1.2 Tarifa 2.1A y 2.1DHA

Esta tarifa se destina a los consumos realizados en suministros en baja tensión, cuya potencia contratada sea superior a 10 kW y hasta 15 kW [8]. Su aparición se justifica en la necesidad que existía de establecer el escalón de potencia que quedaba libre tras ajustar la tarifa 2.0A hasta los 10 kW. [9].

Esta tarifa tiene la posibilidad de discriminación horaria (2.1 DHA); escogiendo esta modalidad, el consumidor factura en dos periodos, punta (P1) y valle (P2), a través de precios diferenciados en el término de energía. La discriminación horaria, al igual que la tarifa 2.0A, difiere según la estación del año en la que se realice el consumo. Esto se observa claramente en la tabla 11, como, por ejemplo, a las 12 horas en verano el consumidor facturará a precio de valle y en invierno a esa misma hora facturará a precio de punta.

		verano	invierno
<b>Punta</b>	10 h/día	13 a 23	12 a 22
<b>Valle</b>	14 h/día	23 a 13	22 a 12

Tabla 11. Duración periodos tarifarios 2.1A [55].

Para esta duración de los periodos tarifarios se detalla el horario de aplicación de cada uno de ellos en la tabla 12.

Intervalo horas		Invierno	Verano
0	12	2	2
12	13	1	2
13	22	1	1
22	23	2	1
23	24	2	2

Tabla 12. Detalle de horas de aplicación de los periodos tarifarios 2.1A [56].

La opción de la discriminación horaria posibilita al consumidor a adecuar su patrón de demanda y, de esta forma, poder aprovechar las ventajas económicas que ofrece la posibilidad de dos periodos, en cualquiera de los peajes 2.X, pues en esta modalidad se aplicarán precios diferenciados para la energía consumida en cada uno de los periodos tarifarios.

No obstante, esta forma de discriminación horaria es susceptible de inminentes modificaciones, pues el Gobierno, tras regular la figura del gestor de cargas del sistema [37], se plantea introducir una nueva discriminación horaria denominada supervalle. Esta nueva modalidad se aplicará a los suministros en baja tensión con potencias contratadas no superiores a 15 kW, es decir, a las tarifas 2.X. La nueva discriminación horaria, que contempla 10 horas diarias de punta (P1), 8 de llano (P2) y 6 de supervalle (P3), es el resultado de dividir en dos periodos, el periodo de valle de la actual discriminación de dos periodos (DHA) [38].

#### 4.1.3. Tarifa 3.0A

En el caso de contratar una potencia superior a 15 kW, el consumidor pasará a facturar con la tarifa 3.0A, estableciéndose el segundo escalón en potencia para la baja tensión. Al contrario que las tarifas 2.X, ésta siempre factura en tres periodos, aplicándose precios diferenciados en el término de potencia y de energía, en este caso se abre un nuevo tramo entre la punta y el valle, el horario llano [8].

Estos tienen una duración que se detalla a continuación [9]:

- Punta (P1): 4 horas/día.
- Llano (P2): 12 horas/día.
- Valle (P3): 8 horas/día.

En este caso, para definir los periodos entra en juego una variable más, la zona geográfica en la que se encuentre el consumidor. Las zonas geográficas en las que se divide el mercado eléctrico nacional son las siguientes [9]:

- Zona 1: Península.
- Zona 2: Baleares.
- Zona 3: Canarias.
- Zona 4: Ceuta y Melilla.

Al igual que ocurre con la tarifa de dos periodos, en este caso también se realiza una diferenciación según el consumo se realice en invierno o verano [9].

En la tabla 13, se detalla la aplicación de los periodos tarifarios. Puede verse claramente como para una misma hora el periodo que se aplicará a la facturación del consumidor dependerá de la zona y estación del año en la que éste se encuentre. De este modo, y como se puede observar en la tabla 13, un consumidor de una zona determinada puede estar facturando en punta, mientras que a la misma hora un consumidor que se encontrara en otra zona distinta a la del primero puede facturar en otro periodo diferente.

Intervalo horas		Zona 1: Península		Zona 2: Baleares		Zona 3: Canarias		Zona 4: Ceuta y Melilla	
		Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano
0	1	3	3	3	3	3	3	2	2
1	2	3	3	3	3	3	3	3	3
2	3	3	3	3	3	3	3	3	3
3	4	3	3	3	3	3	3	3	3
4	5	3	3	3	3	3	3	3	3
5	6	3	3	3	3	3	3	3	3
6	7	3	3	3	3	3	3	3	3
7	8	3	3	3	3	3	3	3	3
8	9	2	2	2	2	2	2	3	3
9	10	2	2	2	2	2	2	2	2
10	11	2	2	2	2	2	2	2	2
11	12	2	1	2	2	2	1	2	1
12	13	2	1	2	2	2	1	2	1
13	14	2	1	2	2	2	1	2	1
14	15	2	1	2	2	2	1	2	1
15	16	2	2	2	2	2	2	2	2
16	17	2	2	2	2	2	2	2	2
17	18	2	2	2	2	2	2	2	2
18	19	1	2	1	1	1	2	1	2
19	20	1	2	1	1	1	2	1	2
20	21	1	2	1	1	1	2	1	2
21	22	1	2	1	1	1	2	1	2
22	23	2	2	2	2	2	2	1	2
23	24	2	2	2	2	2	2	2	2

Tabla 13. Detalle de horas de aplicación de los periodos tarifarios [56] 3.0A.

En este caso al tratarse de consumidores con una mayor demanda, a nivel individual que el consumidor doméstico, se le exige facturar en tres periodos; así, el consumidor está obligado a revisar su patrón de demanda y adecuarlo a los periodos más económicos.

#### 4.2. Tarifas en alta tensión

Estas tarifas se aplican a los suministros efectuados a tensiones superiores a 1 kV y se encuentran divididas por escalones de tensión [8]. En esta sección se incluyen las tarifas 3.1A y 6.X.

#### 4.2.1. Tarifa 3.1A

La tarifa 3.1A se aplica a suministros eléctricos con tensiones que están comprendidas entre 1 y 36 kV, y cuya potencia contratada en todos los periodos tarifarios sea menor o igual a los 450 kW [8].

Se factura igual que la tarifa 3.0A, en tres periodos tarifarios, y están delimitados de la misma forma que la citada tarifa; sin embargo, los periodos de la tarifa 3.1A han sido recientemente retocados [39], modificando la duración y aplicación de dichos periodos.

En primer lugar, se define el número de horas en el que se aplican los periodos punta (P1), llano (P2) y valle (P3), quedando configurados como se detalla en la tabla 14, pudiéndose observar como la principal discrepancia respecto a la 3.0A es la duración de los periodos y la diferenciación según el consumo, sea en día laboral o en fin de semana y festivo.

		verano	invierno			verano	invierno
<b>Punta diario</b>	6 horas / día	10 a 16	17 a 23	<b>Punta fin sem.</b>	0 horas / día	-	-
<b>Llano diario</b>	10 horas / día	8 a 10 y 16 a 24	8 a 17 y 23 a 24	<b>Llano fin sem.</b>	6 horas / día	18 a 24	18 a 24
<b>Valle diario</b>	8 horas / día	0 a 8	0 a 8	<b>Valle fin sem.</b>	18 horas / día	0 a 18	0 a 18

Fines de semana y festivos de ámbito nacional

Tabla 14. Duración periodos tarifarios 3.1A [55].

Por lo tanto, para cada zona geográfica definida anteriormente, dependerá de si el día es laborable o fin de semana. A continuación, en la tabla 15, se detalla las zonas y los horarios que comprende cada periodo de facturación para los días laborables.

Zona	Invierno			Verano		
	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
1	17-23	8-17 23-24	0-8	10-16	8-10 y 16-24	0-8
2	17-23	8-17 23-24	0-8	17-23	8-17 23-24	0-8
3	17-23	8-17 23-24	0-8	10-16	8-10 16-24	0-8
4	18-24	0-1 9-18	1-9	10-16	9-10 16-24 0-1	1-9

Tabla 15. Duración de los periodos tarifarios de lunes a viernes por zona geográfica [39].

Sin embargo, en el caso de los sábados y domingos no hay diferenciación por zona geográfica, tal y como se desprende de la tabla 16.

Invierno		Verano	
Llano	Valle	Llano	Valle
18-24	0-18	18-24	0-18

Tabla 16. Duración de los periodos tarifarios de sábado y domingo [39].

#### 4.2.2 Tarifa 6

Estas tarifas son generales para la alta tensión, es decir, se aplican a consumos con una tensión de suministro mayor a 1 kV con independencia de la potencia contratada; a excepción de la tarifa 6.1A, que se emplea a cualquier suministro que sea realizado con tensiones comprendidas entre 1 y 36 kV, y con una potencia contratada, en algún periodo tarifario superior a 450 kW. La diferencia por tanto entre la 3.1A y la 6.1A es la contratación de potencia [8].

La división de estas tarifas se realiza mediante niveles de tensión, tal y como se muestra en la tabla 17.

NIVEL DE TENSIÓN	TARIFA
$\geq 1$ kV y $< 36$ kV	6.1
$\geq 36$ kV y $< 72,5$ kV	6.2
$\geq 72,5$ kV y $< 145$ kV	6.3
$\geq 145$ kV	6.4
CONEXIÓN INTERNACIONAL	6.5

Tabla 17. Tarifas de acceso 6.X [8] [57].

Estas tarifas se facturan en seis periodos tarifarios obligatoriamente, aunque para definir dichos periodos, primero hay que delimitar las temporadas eléctricas y los tipos de días, es decir, el calendario eléctrico [40] (ANEXO I).

Definido el calendario eléctrico, la diferenciación en periodos, según la zona en la que se encuentre el consumidor, queda como se muestra en la tabla 18, 19 y 20.

Zona 1: Península:

Periodo tarifario	Tipo de día					
	Tipo A	Tipo A1	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
1	De 10 a 13 h. De 18 a 21h	De 11a 19 h.	---	---	---	---
2	De 8 a 10 h. De 13 a 18h. De 21 a 24 h.	De 8 a 11 h. De 19 a 24 h.	---	---	---	---
3			De 9 a 15 h.	De 16 a 22 h.	---	---
4			De 8 a 9 h. De 15 a 24 h.	De 8 a 16 h. De 22 a 24 h.	---	---
5			---	---	De 8 a 24 h.	---
6	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 24

Tabla 18. Periodos de aplicación de la tarifa 6.X para la Península [40].



*Zonas 2 y 3: Baleares y Canarias:*

Periodo tarifario	Tipo de día					
	Tipo A	Tipo A1	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
1	De 11 a 14 h. De 18 a 21h	De 11a 19 h.	---	---	---	---
2	De 8 a 11 h. De 14 a 18h. De 21 a 24 h.	De 8 a 11 h. De 19 a 24 h.	---	---	---	---
3			De 9 a 15 h.	De 16 a 22 h.	---	---
4			De 8 a 9 h. De 15 a 24 h.	De 8 a 16 h. De 22 a 24 h.	---	---
5			---	---	De 8 a 24 h.	---
6	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 24

Tabla 19. Periodos de aplicación de la tarifa 6.X para Baleares y Canarias [40].

*Zona 4: Ceuta y Melilla:*

Periodo tarifario	Tipo de día					
	Tipo A	Tipo A1	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
1	De 12 a 15 h. De 20 a 23h	De 11a 19 h.	---	---	---	---
2	De 8 a 12 h. De 15 a 20h. De 23 a 24 h.	De 8 a 11 h. De 19 a 24 h.	---	---	---	---
3			De 9 a 15 h.	De 17 a 23 h.	---	---
4			De 8 a 9 h. De 15 a 24 h.	De 8 a 17 h. De 23 a 24 h.	---	---
5			---	---	De 8 a 24 h.	---
6	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 24

Tabla 20. Periodos de aplicación de la tarifa 6.X para Ceuta y Melilla [40].

Al igual que ocurría con las tarifas de tres periodos para las zonas o con las tarifas de dos periodos para las temporadas, en el caso de las tarifas 6.X ocurre lo mismo, el consumidor facturará con un periodo diferente aunque sea la misma hora, siempre y cuando éste se encuentre en una zona geográfica diferente, tal y como se desprende de la tabla 21 (detalle de aplicación de los periodos horarios para la Península).

Intervalo horas	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio		Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
						1ª Quincena	2ª Quincena						
0 1	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
1 2	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
2 3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
3 4	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
4 5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
5 6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
6 7	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
7 8	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
8 9	2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4	2
9 10	2	2	4	5	5	3	2	2	6	3	5	4	2
10 11	1	1	4	5	5	3	2	2	6	3	5	4	1
11 12	1	1	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	1
12 13	1	1	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	1
13 14	2	2	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	2
14 15	2	2	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	2
15 16	2	2	4	5	5	4	1	1	6	4	5	4	2
16 17	2	2	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	2
17 18	2	2	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	2
18 19	1	1	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	1
19 20	1	1	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3	1
20 21	1	1	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3	1
21 22	2	2	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3	2
22 23	2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4	2
23 24	2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4	2
Sábado	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Domingo	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Festivos	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio		Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre

Tabla 21. Detalle de horas de aplicación de los periodos tarifarios 6.X [56].

### 4.3. Componentes de las tarifas de acceso

Concretada la estructura de las tarifas y sus periodos correspondientes, se definen los componentes de las tarifas, ya que la facturación de estos dependerá del periodo tarifario en el que se realicen los consumos.

Por tanto, la tarifa de acceso está compuesta de un término de facturación de potencia, un término de facturación de energía activa, y en su caso, un término de facturación de energía reactiva [8].

En principio se apuesta por un modelo de tarifa binómica, pasando a ser multinómica en el caso de incluir la facturación por energía reactiva o los recargos por exceso de potencia activa que se detallarán más adelante, puesto que los dos últimos sólo se facturan en caso de ser cumplidas una serie de condiciones que están determinadas reglamentariamente [8].

La suma de los términos mencionados constituye, el precio máximo de estas tarifas, incluyendo los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento del sistema y los costes permanentes en los porcentajes fijados reglamentariamente [8]. Si existen diferencias entre la tarifa máxima calculada por el regulador y la que aplique el distribuidor, será este último quién asuma esa diferencia [8].

### 4.3.1 Término de facturación de potencia

Para cada periodo tarifario, se contrata una potencia, siendo ésta la que se utiliza durante todo el año. El término de facturación de potencia (FP), es el sumatorio que resulta de multiplicar la potencia a facturar en ese periodo por el término de potencia correspondiente, de acuerdo con la siguiente expresión (1) [8]:

$$FP = \sum_{i=1}^n t_{pi} \cdot P_{fi} \quad (1)$$

Donde:

$P_{fi}$ : es la potencia a facturar en el periodo tarifario i, expresada en kW.

$t_{pi}$ : es el precio del término de potencia del periodo tarifario i, cuyo precio está expresado en €/kW y año.

La potencia a facturar ( $P_{fi}$ ) depende del grupo tarifario al que se encuentre acogido el consumidor, y el término de potencia es publicado cada vez que se revisen las tarifas de acceso.

La facturación se realiza de forma mensual, la doceava parte del resultado de aplicar la formula (1) [8].

#### 4.3.1.1 Determinación de la potencia a facturar $P_{fi}$

Para determinar la potencia a facturar ( $P_{fi}$ ), se realiza en función de la potencia que se haya contratado para cada periodo tarifario, y en determinados casos en función de la potencia demandada [8].

#### 4.3.1.2 Control y medición de la potencia demandada

El control de la potencia demandada se realiza mediante la instalación de los aparatos de medida y control, según la tarifa contratada o la opción del consumidor [8].

#### 4.3.1.3 Tarifas 2.X y 3.X

Para las tarifas 2.X, el control de la potencia demandada se realiza por medio de la instalación de un interruptor de control de potencia (ICP), el cual está tarado al amperaje, correspondiente a la potencia contratada [8].

En la modalidad de discriminación horaria de dos periodos, el control mediante ICP se realiza para la potencia contratada en el periodo diurno, punta-llano [8].

Sin embargo, en estas tarifas 2.X, cabe la posibilidad de controlar la potencia demandada mediante el uso de un maxímetro, cuando el suministro no pueda ser interrumpido [41]. Luego, el control de la potencia demandada para estas dos tarifas con ICP o con maxímetro dependerá del consumidor, el cual determine si su suministro puede quedar o no interrumpido.

Así para estas dos tarifas, la potencia a facturar ( $P_{fi}$ ), en el caso de elegir la primera opción, ésta será igual a la potencia contratada, y en el caso de optar por la segunda, la potencia a facturar ( $P_{fi}$ ), se realizará de la misma forma que las tarifas de tres periodos.

Para las tarifas 3.X, la medición de la potencia demandada se realiza siempre mediante la instalación de los correspondientes aparatos de medida, que registran la potencia cuarto horaria máxima demandada en cada periodo tarifario, es decir, utilizando un maxímetro [8].

Para poder calcular la potencia a facturar ( $P_{fi}$ ), hay que atender a dos variables, en primer lugar la potencia contratada por el consumidor, y en segundo lugar la potencia que registra el maxímetro.

Atendiendo a lo anterior se tiene lo siguiente [8]:

- Si la potencia máxima demandada en el periodo es menor al 85% de la contratada, la potencia a facturar, es igual al 85 % de la potencia contratada.
- Si la potencia máxima demandada registrada en el periodo de facturación, está dentro del 85 al 105% respecto a la contratada, la potencia registrada es la potencia a facturar.
- Si la potencia máxima demandada registrada, es superior al 105% de la contratada, entonces la potencia a facturar en el periodo es igual al valor registrado más el doble de la diferencia entre el valor registrado y el valor correspondiente al 105% de la potencia contratada.

La potencia contratada en cada periodo es tal que, la potencia contratada en un periodo ( $P_{n+1}$ ) sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo tarifario anterior ( $P_n$ ), asegurando así, como mínimo, una contratación plana del consumidor [8].

En el caso de optar por la opción del máxímetro, para las tarifas 2.X o facturar con la 3.X, el consumidor puede beneficiarse económicamente si su potencia demandada es menor al 85% de la potencia contratada, si bien se establece así un recargo por exceso de potencia en el caso de sobrepasar 1,05 veces la potencia contratada.

De una forma intuitiva, se observa en la figura 8 la potencia a facturar ( $P_{fi}$ ), dependiendo de la potencia que registre el máxímetro.

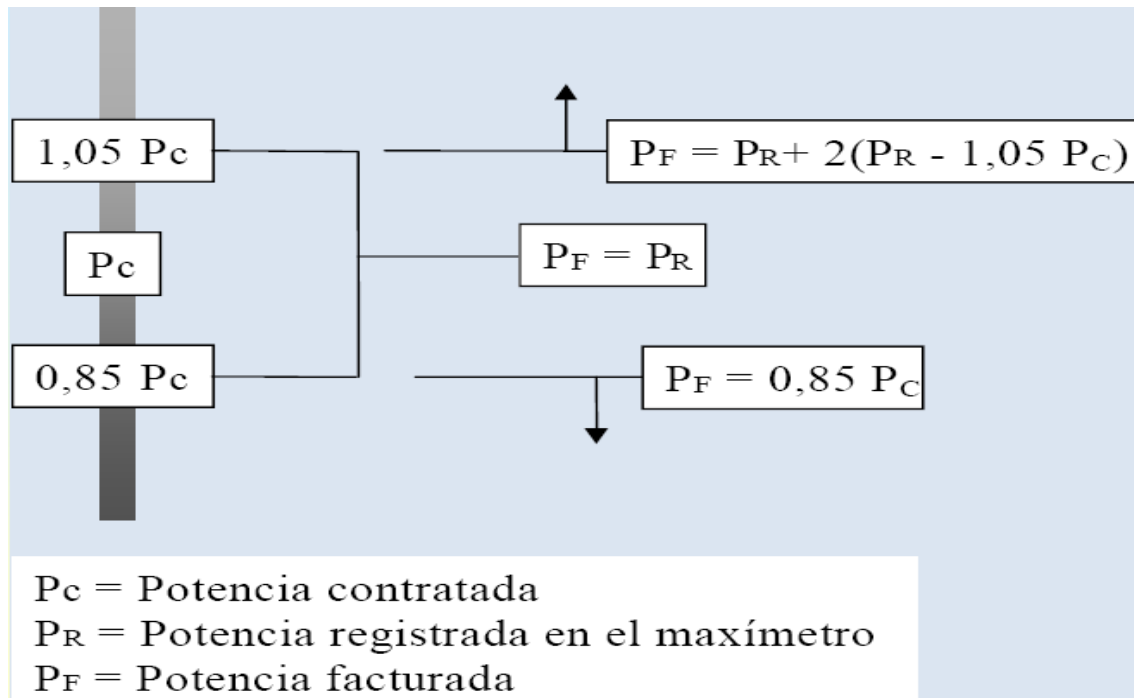


Figura 8. Potencia a facturar en función de la potencia registrada por el máxímetro [42].

#### 4.3.1.4 Tarifa 6.X

El control de la potencia demandada se realiza por medio de las mediciones cuarto horarias de los equipos de medida [8].

Para estas tarifas la potencia a facturar ( $P_{fi}$ ), en cada periodo tarifario es la potencia que se haya contratado (2) [8].

$$P_{fi} = P_{ci} \quad (2)$$

En este caso también se impone una restricción para la contratación de potencia, siendo ésta la misma que en las tarifas 3.X, de forma que la potencia contratada en cada periodo es tal que, la potencia que se ha contratado en un periodo ( $P_{n+1}$ ) sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo tarifario anterior ( $P_n$ ), cerciorándose del mismo modo que la tarifa anterior, que como mínimo el consumidor contrate la misma potencia en todos los periodos tarifarios [8].

Sin embargo, en el caso en que la potencia demandada supere en cualquiera de los periodos horarios la potencia que se haya contratado en el mismo, se facturarán todos los excesos que se han registrado en todos los periodos, de acuerdo con la siguiente expresión (3) [8]:

$$F_{EP} = \sum_{i=1}^n K_i \cdot 1,4064 \cdot A_{ei} \quad (3)$$

Siendo:

$F_{EP}$ : facturación excesos de potencia en €.

El término 1,4064 está expresado en €/kW.

$K_i$ : coeficiente que toma los valores expuestos en la tabla 22, dependiendo del periodo i:

Periodo	1	2	3	4	5	6
Ki	1	0,5	0,37	0,37	0,37	0,17

Tabla 22. Coeficientes de facturación de excesos de potencia de la tarifa 6.X [8].

En [8], se establecen los coeficientes anteriormente tabulados, sin embargo en éste no se encuentra el procedimiento de asignación de dichos coeficientes. La única justificación posible de esa asignación, es la mayor repercusión que tienen los excesos de potencia en los periodos punta, en los que el coeficiente toma el valor de 1.

- $A_{ei}$ , está determinado por la siguiente expresión (4) [8]:

$$A_{ei} = \sqrt{\sum_{j=1}^n (P_{dj} - P_{ci})^2} \quad (4)$$

Siendo:

$P_{dj}$ : potencia demandada en cada uno de los cuartos de hora del periodo i en que se haya sobrepasado la potencia contratada  $P_{ci}$ .

$P_{ci}$ : potencia contratada en el periodo i en el periodo considerado.

Estas potencias están expresadas en kW y los recargos se facturan de forma mensual.

De esta forma, y al igual que ocurría con la facturación de las tarifas anteriores se establece el segundo y último recargo por excesos de potencia activa demandada.

#### 4.3.2 Término de energía activa.

El término de facturación de la energía activa resulta del sumatorio del producto de la energía consumida (medida por el contador en cada periodo), y el precio del término de energía del periodo correspondiente [8].

Se calcula mediante la siguiente expresión (5) [8]:

$$FE = \sum_{i=1}^n E_i \cdot te_i \quad (5)$$

Siendo:

$FE$ : facturación de energía.

$E_i$ , energía consumida en el periodo tarifario  $i$ , expresada en kWh.

$te_i$ , importe del término de energía del periodo tarifario  $i$  en €/kWh.

El término de facturación de energía activa se factura de forma mensual [8], éste incluye la energía consumida en el periodo tarifario correspondiente y el precio publicado por el Gobierno cada vez que se revisen los peajes.

#### 4.3.3 Condiciones de aplicación del término de energía reactiva

Este término se aplica a cualquier tarifa, para ello se debe disponer de un contador de energía reactiva que se encuentre instalado de forma permanente, excepto en el caso de la tarifa 2.X de baja tensión. A ésta sólo le es de aplicación la facturación de energía reactiva si se midiera un consumo de energía reactiva durante el periodo de facturación superior al 50 % de la energía activa consumida durante el mismo [8].

El término de facturación de energía reactiva se aplica a todos los periodos tarifarios, excepto para los periodos 3 en la tarifa 3.X y el periodo 6 de las tarifas 6.X, siempre y cuando éste exceda un 33% del consumo de energía activa (factor de potencia <0,95) en el periodo de facturación correspondiente, y únicamente afecta a dichos excesos [8].

El precio del kVArh de exceso, está reglamentariamente establecido en €/kVArh.

#### **4.4. Contratos generales**

El contrato de la tarifa de acceso generalmente tiene una duración anual (existen otros tipos de contratos que se analizan en [8] [43] [44] [45]), siendo ésta prorrogable por idénticos periodos sucesivos. Éste se suscribe por una parte, el consumidor o su comercializador, y por otra el distribuidor [8]. El importe de la factura proveniente del acceso a la red se efectúa por el consumidor o comercializador [41].

El comercializador se encarga de emitir la factura, estableciendo un periodo de veinte días naturales para abonar la misma, sin embargo, en caso de impagos por parte del consumidor se procede a la desconexión por impago [8].

Si el impago proviene de un consumidor particular, el distribuidor le permite un margen de dos meses para satisfacer dicho impago, sino se procede a la desconexión [8].

Por el contrario, si el consumidor es una Administración Pública, el plazo para subsanar el impago es de cuatro meses [8].

Una vez realizada la desconexión en ambos casos se puede proceder a la reconexión, siendo ésta como máximo al día siguiente a la realización del pago de la cantidad adeudada más los intereses devengados, y de la cantidad autorizada en concepto de reconexión [8].

Estas condiciones sobre los contratos de acceso, otorgan a la tarifa una cualidad innata, su carácter de “buena recaudadora”. Es decir, cualquier suministro debe hacerse cargo no sólo de los costes de redes, sino que para que éste no quede interrumpido, el consumidor debe efectuar aquellos pagos (resto de costes de acceso) establecidos reglamentariamente.

#### **4.5. Impacto del peaje sobre el precio final de la energía**

Una vez analizadas las tarifas de acceso y los costes que incluyen éstas, se puede estudiar el impacto que supone el precio de acceso sobre el precio final de la energía eléctrica. Este análisis se realiza en función del precio medio de acceso y final de la energía, siendo imposible estudiar el impacto que supone cada concepto de coste sobre dichos precios.

Este estudio se puede realizar mediante la tabla 23, la cual refleja el precio medio final por grupo tarifario y el precio medio final ponderado por nivel de tensión (tarifa de acceso, pagos por capacidad y coste de la energía).



Grupo tarifario	c€/kWh			
	Tarifa de acceso	Pagos por capacidad	Coste de la energía	Total
<b>BT (&lt; 1 kV)</b>	<b>7,06</b>	<b>0,98</b>	<b>4,99</b>	<b>11,81</b>
Pc ≤ 15 kW sin DH	8,11	0,65	4,62	13,38
Pc ≤ 15 kW con DH	4,59	0,30	3,92	8,81
Pc > 15 kW	5,69	0,57	4,52	10,79
<b>AT 1 (≥ 1 kV y &lt; 36 kV)</b>	<b>3,66</b>	<b>0,21</b>	<b>4,09</b>	<b>7,96</b>
3.1.A	5,16	0,36	4,14	9,66
6.1.A	3,21	0,17	4,08	7,46
<b>AT 2 (≥ 36 kV y &lt; 72,5 kV)</b>	<b>1,40</b>	<b>0,14</b>	<b>3,88</b>	<b>5,42</b>
<b>AT 3 (≥ 72,5 kV y &lt; 145 kV)</b>	<b>1,12</b>	<b>0,12</b>	<b>3,82</b>	<b>5,06</b>
<b>AT 4 (≥ 145 kV)</b>	<b>0,76</b>	<b>0,11</b>	<b>3,76</b>	<b>4,64</b>
<b>Total</b>	<b>4,86</b>	<b>0,58</b>	<b>4,49</b>	<b>9,31</b>

Tabla 23. Facturación por el suministro de electricidad del consumidor medio. Oct 2009- Sep 2010 [36].

De la tabla 23 y para el periodo de tiempo que se indica, se extraen las siguientes conclusiones:

El precio medio por grupo tarifario y el ponderado por nivel de tensión, disminuyen a medida que aumenta el nivel de tensión.

El precio medio ponderado de 7,06 c€/kWh (baja tensión) representa aproximadamente un 60% sobre el precio final de la energía. En la misma línea, se sitúa el nivel uno de la alta tensión (AT1), en el cual el 46% del precio final de la energía suponen los conceptos asociados al peaje. En definitiva, se deduce que el coste del peaje en estos dos niveles de tensión supone un alto porcentaje del precio final de la energía eléctrica.

Por otro lado, se encuentran los tres niveles de tensión restantes. En estos (AT2, AT3, AT4) el porcentaje que supone el coste de acceso sobre el coste total de la energía disminuye de la misma forma que el resto de niveles analizados, es decir, a medida que aumenta el nivel de tensión.

En el nivel de tensión dos (AT2), el coste de acceso supone el 26%, mientras que en el nivel de tensión tres (AT3), este concepto supone el 22% del total.

Por su parte, el último nivel de tensión (AT4), el peso del peaje de acceso es el 16% del precio final de la energía.

Como se ha deducido de la tabla 23, el peaje supone un gran porcentaje sobre el precio final de la energía eléctrica. Este importe es absolutamente desconocido por el consumidor hasta que el Gobierno publique las tarifas de acceso.

Este hecho unido a la ausencia total de un procedimiento de asignación de costes entre los usuarios de las redes eléctricas, ponen de manifiesto el trato discriminatorio hacia los consumidores de energía eléctrica.

Por este motivo, se realiza una herramienta informática con la que se puedan obtener el precio de acceso de las distintas tarifas, y así el consumidor podrá realizar propuestas a futuro y ser consciente del impacto económico que supondrá el peaje sobre su precio final de la electricidad.

No obstante, antes de pasar a estudiar la herramienta, se analizarán los peajes vigentes en Europa y se comprobará que la tarifa regulada es una práctica habitual en Europa.

## **CAPÍTULO 5. TARIFA DE ACCESO. EUROPA**

Los peajes de red es el mecanismo común de los mercados de energía eléctrica en Europa, para imputar a los consumidores o generadores los costes derivados del uso de las redes de transporte de energía eléctrica [46]. Aunque sea el medio natural utilizado en Europa, el tratamiento que se hace de estas tarifas es muy dispar.

La fuente de información disponible para analizar este aspecto, es el informe anual realizado por la European Network Transmission System Operator (en adelante, ENTSO), la cual establece unas hipótesis a fin de poder ser comparadas las tarifa de los distintos países. Para este PFC se ha analizado el informe correspondiente a 2010.

El objetivo del siguiente estudio es realizar la comparación de: la estructura de las tarifas de acceso, los costes a sufragar por éstas y el precio medio de acceso.

Las tarifas de acceso a las redes en Europa, incluyen no sólo las actividades de redes, sino que, al igual que el caso español, recogen también otros conceptos que no están relacionados con estas actividades. Además, y en aras de una buena armonización de las tarifas de acceso, se incluirán también los servicios complementarios del sistema y el coste de las pérdidas, debido a que hay países del ámbito europeo que utilizan la tarifa de acceso para recaudar estos conceptos [46].

Sin embargo, cabe destacar, que en el caso de la tarifa de acceso española, los costes no relacionados con las actividades de redes que han sido incluidos [46], son los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, y los costes permanentes del sistema. Estos cargos se recogen como un porcentaje aplicable al coste de infraestructura de red, siendo un 3,2% y un 7,4% respectivamente [46]. Dejando de lado el resto de costes estimados para el año 2010 (servicio de interrumpibilidad, primas al régimen especial y anualidades de déficit).

Por lo tanto, en este PFC se realizará una comparativa del precio a nivel europeo, mediante una hipótesis del coste de acceso a la red de transporte, utilizando las variables consideradas en [46] y los precios vigentes a 31/12/2010, y de este modo para el caso de España serán incluidos todos los costes de acceso del año 2010.

### **5.1 Características de las tarifas**

En este apartado se compararan las principales características de la tarifa de acceso, las cuales son: el nivel de tensión, el usuario de la red al cual se le imputa el coste, el tratamiento de los servicios complementarios y las pérdidas del sistema, el diseño de la tarifa y el complemento por energía reactiva.

#### **5.1.1 Nivel de tensión**

El nivel de tensión al que opera la red de transporte en Europa está lejos de ser uniforme, en este sentido, existen cuatro niveles de tensión que caracterizan dicha red, esto es 750, 400-380, 220-150 y 132-50 kV [46].

Esto se aprecia claramente en la tabla 24, en la que se observa el nivel de tensión de la red de transporte al cual operan los países europeos.

% km	400-380 kV	220 -150 kV	132-50 kV
<b>Austria (Verbund)</b>	32	48	20
<b>Belgium (Elia)</b>	14	43	43
<b>Bosnia and Herzegovina</b>	15	26	59
<b>Bulgaria (NEK)</b>	16	19	65
<b>Croatia</b>	15	19	66
<b>Czech Republic (CEPS)</b>	63	35	2
<b>Denmark (Energinet.dk)</b>	25	48	27
<b>Estonia (Elering OÜ)</b>	29	4	67
<b>Finland (Fingrid)</b>	30	16	53
<b>France (RTE)</b>	21	27	52
<b>Germany</b>	100		0
<b>Great Britain (NGT)</b>	50	23	27
<b>Greece (HTSO)</b>	28	72	0
<b>Hungary (Mavir)</b>	57 (+ 6% 750 kV)	32	5
<b>Ireland (EirGrid)</b>	7	30	63
<b>Italy (Terna)</b>	18	82	
<b>Latvia Augstsprieguma Tīkls</b>	26	0	74
<b>Lithuania (Lietuvos E.)</b>	25	0	75
<b>Luxembourg</b>		30	70
<b>Netherlands (TenneT)</b>	30	70	0
<b>Norway (Statnett)</b>	73	1	26
<b>Poland (PSE Operator)</b>	39 (+1% 750 kV)	59	0
<b>Portugal (REN)</b>	21	79	
<b>Romania (Transelectrica)</b>	27	73	0
<b>Serbia (EMS)</b>	17	21	62
<b>Slovak Republic (SEPS)</b>	65	33	2
<b>Slovenia (Eles)</b>	20	13	68
<b>Spain (REE)</b>	51	49	0
<b>Sweden (Svenska K.)</b>	69	27	4
<b>Switzerland</b>	27	73	

Tabla 24. Nivel de tensión de la red de transporte en Europa [46].

De la tabla 24, se extraen las siguientes conclusiones.

Como norma general, según se desprende ésta, la mayoría de países del conjunto europeo opta por utilizar los tres últimos niveles de tensión, por ejemplo Francia, Dinamarca e Italia. No obstante, el porcentaje que representa cada nivel de tensión sobre el total de la red de transporte es muy diferente según el país considerado.

Al contrario que la regla general, hay otra pequeña porción de países que utilizan únicamente los dos niveles de tensión intermedios, esto es, el de 400-380 y 220-150 kV, éste es el caso de países como Alemania, Grecia, Holanda, Polonia, Rumanía, España y Suiza.

Al igual que en el caso anterior, la distribución entre un nivel de tensión y el otro difiere mucho del país que se considere, siendo España, el país en el que prácticamente los dos niveles de tensión representan, en la actualidad, respectivamente el 50% del conjunto de la red de transporte.

A las dos reglas anteriormente expuestas caben tres excepciones:

La primera, Hungría, que estando inmersa en la regla general posee un 6% de líneas que operan a una tensión de 750 kV.

La segunda se observa en Polonia, estando ésta clasificada en el segundo apartado, también posee un 1% de líneas que trabajan a una tensión de 750 kV.

La tercera y última excepción se encuentra en Luxemburgo, pues es el único país que utiliza sólo los dos últimos escalones de tensión, esto es 220-150 y 132-50 kV.

Esta disparidad (en cuanto al nivel de tensiones se refiere), pone de manifiesto la complejidad de la comparativa de tarifas a nivel europeo, pues lo que en la mayoría de países del conjunto de estudio se considera red de transporte (tensión 132-50 kV), en España, ese nivel de tensión es considerado perteneciente a la red de distribución.

### 5.1.2 Imputación de costes

La diferencia entre quién es el usuario que soporta los costes de las redes se recoge en la figura 9, en la que se observa que se establece como regla general que sea la demanda quien soporte esta carga, mientras que hay algunos países en los que el peso de los costes recae entre la demanda y el productor. Este hecho es muy relevante, pues independientemente de a quien se le impute el coste, será finalmente el consumidor quien soporte éste, ya sea directamente a través del pago de la tarifa, o bien de forma indirecta lo abone a través del precio de la energía.

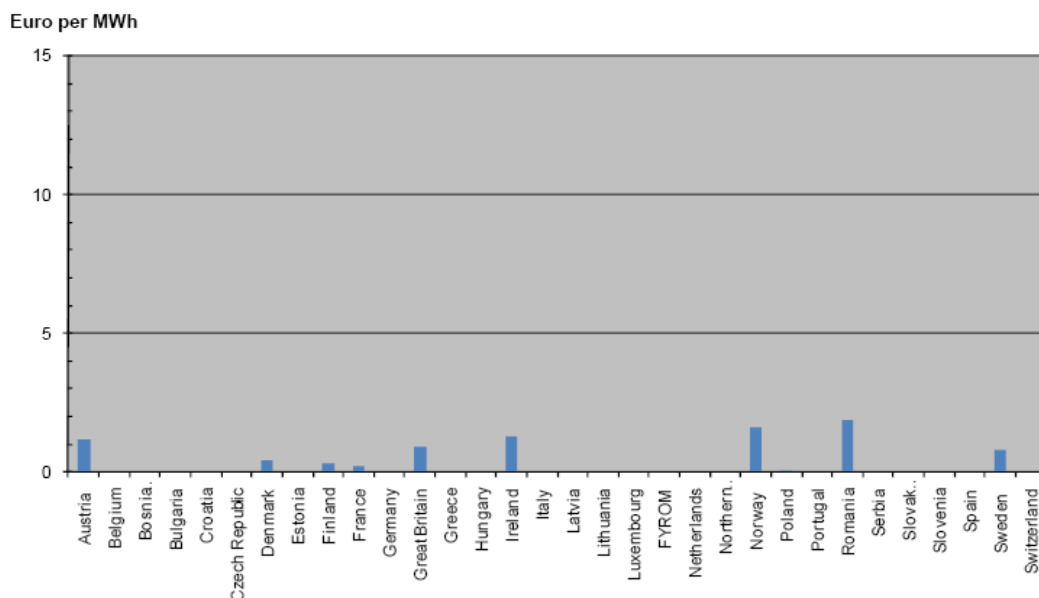


Figura 9. Precio pagado por el generador [46].

Países como Alemania, Italia, Portugal y España optan por la primera opción, si bien España a partir del año 2011 ha comenzado a cargar al productor, de forma transitoria, a razón de 0,5 €/MWh vertido a la red.

Sin embargo, hay países que prefieren que sean ambos usuarios quienes soporten el peso de los costes de las redes, (Gran Bretaña, Dinamarca, Noruega o Rumanía), los cuales recuperan una parte de sus costes a través de la generación.

Los precios a satisfacer por el productor son relativamente bajos en comparación con el importe a satisfacer por la demanda, pudiéndose observar en la figura 9 que Rumanía es el país que más carga a la generación.

### **5.1.3 Diferenciación horaria**

La diferenciación horaria se expone en la tabla 25, pudiéndose observar que al igual que ocurre con las dos características ya estudiadas, ésta también se rige por una regla general, siendo ésta la no utilización de discriminación horaria alguna. De hecho, sólo once países del ámbito europeo, optan por aplicar diferenciación de precios asociados a la discriminación horaria, proporcionando de esta forma señales económicas que informen al consumidor de los periodos horarios en el que la probabilidad de saturación de las redes es mayor. En este punto cabe tres distinciones, según se trate de países que opten por una, dos o más diferenciaciones horarias.

	Sharing of network operator charges		Price signal		Are losses included in the tariffs charged by TSO?	Are system services included in the tariffs charged by TSO?
	Generation	Load	Seasonal / time-of-day (1)	Location		
Austria	15%	85%	-	-	Yes	Through a specific component to generators
Belgium	0%	100%	xxx	-	Not included for grid >=150 kV	Tariff for ancillary services
Bosnia and Herzegovina	0%	100%	-	-	No	No
Bulgaria	0%	100%	-	-	Yes	Yes
Croatia	0%	100%	x	-	Yes	Yes
Czech Republic	0%	100%	-	-	Yes	Yes
Denmark	2-5%	95-98%	-	-	Yes	Yes
Estonia						
Finland	11%	89%	x	-	Yes	Yes
France	2%	98%	-	-	Yes	Yes
Germany	0%	100%	-	-	Yes	Yes
Great Britain	27% TNUoS Tariff (2) 50% BSUoS Tariff (2)	73% TNUoS Tariff 50% BSUoS Tariff	xx	TNUoS - locational; BSUoS - non-locational	No, recovered in the energy market	Included in BSUoS Tariff
Greece	0% Use of system 0% Uplift charges	100% Use of system 100% Uplift charges	x	-	No, recovered in the energy market	Included in Uplift charges
Hungary	0%	100%	-	-	Yes	Tariff for ancillary services
Ireland	20%	80%	-	Generation only	No, recovered in the energy market	Yes
Italy	0%	100%	-	-	No	Yes
Latvia	0%	100%	-	-	Yes	Yes
Lithuania	0%	100%	-	-	Yes	Yes
Luxembourg	0%	100%	-	-	Yes	Yes
FYROM	0%	100%	-	-	Yes	Yes
Netherlands	0%	100%	-	-	Yes	Tariff for ancillary services
Northern Ireland	25%	75%	xxx	-	No	Tariff for ancillary services
Norway	35%	65%	xxx (via losses)	Location	Yes	Yes
Poland	0,60%	99,4%	-	-	Yes	Yes
Portugal	0%	100%	xx	-	No, included in energy price	No, included in energy price
Romania	20,69% use of system	79,31% use of system	-	6 G zones =6 G tariffs values 8 L zones =8 L	Yes	Tariff for ancillary services
	0% system services	100% systems services				
Serbia	0%	100%	x	-	Yes	Yes
Slovak Rep.	0%	100%	-	-	Through a specific fee	Through a specific fee
Slovenia	0%	100%	xx	-	Yes	Tariff for ancillary services
Spain	0%	100%	xxx	-	No, included in energy price	No, included in energy price
Sweden	28%	72%	-	Location	Yes	Yes
Switzerland	0%	100%	-	-	By a separate tariff for losses	By separate tariffs for ancillary services

Remarks:

- (1) The "X" indicates time differentiation. With one "X", there is only one time differentiation ("day-night", "summer-winter" or another one). With two "X" (or more), there are two (or more) time differentiations.
- (2) TNUoS: Transmission Network Use of System; BSUoS=Balancing Services Use of System

Tabla 25. Principales características de la tarifa de acceso en Europa [46].

El impacto sobre el precio medio de acceso que tiene la diferenciación de precios asociada a la discriminación horaria se manifiesta en la figura 10.

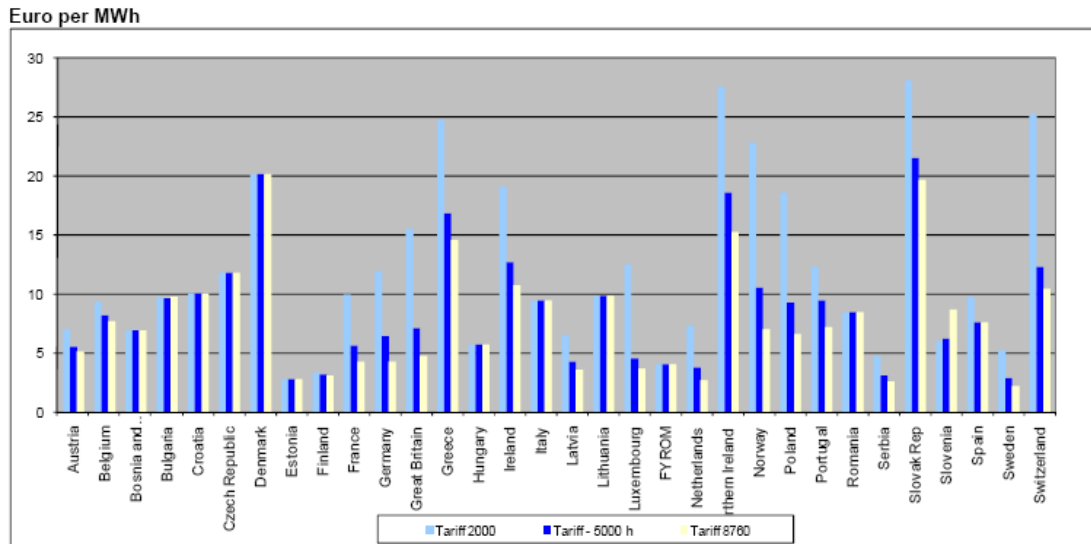


Figura 10. Impacto sobre el precio medio del tiempo de utilización de la tarifa de acceso [46].

De esta figura se desprende que, aquellos países en los cuales se opta por la discriminación horaria, el precio medio de acceso es diferente según la utilización del suministro. Sin embargo, los que no recurren a este tipo de diferenciación y además facturan únicamente a través del término de energía, poseen un precio medio de acceso uniforme e independiente de la utilización del suministro, este es el caso de Italia, Lituania y Rumanía.

### 5.1.4 Discriminación geográfica

En este caso, la mayoría de países opta por no aplicar precios diferenciados en función de la discriminación geográfica. Esto se desprende de la tabla 25 (página anterior), en la que se observa como sólo cinco países optan por este tipo de discriminación, si bien la utilización de este tipo de discriminación difiere del país considerado.

Suecia y Noruega optan por utilizar tarifas en función de la ubicación, de forma que Suecia lo hace en función de la latitud en la que se encuentre el usuario, y Noruega lo realiza en función de un factor de pérdidas que se aplica al precio de mercado [46].

Por otra parte, Irlanda utiliza diferenciación por precios zonales, diferenciando su país en dos zonas, (únicamente de aplicación al sistema de generación). En la misma línea se encuentra Rumanía, que también divide su país en zonas, no obstante, divide en seis zonas para la generación y en ocho para la demanda [46].

Inglaterra por su parte, divide el país en catorce zonas para la demanda y en veintiuna para la generación [46].

Estos países que optan por diferenciación de precios asociada a la localización geográfica, introducen incentivos a la localización de las instalaciones de generación o de consumo.



### 5.1.5. Servicios del sistema y pérdidas

Los costes de los servicios del sistema y las pérdidas son cargados al consumidor.

El primero de ellos cubre las operaciones en tiempo real manteniendo el equilibrio generación-demanda, mientras que la segunda cubre las pérdidas ocasionadas al transporte de la energía.

En estos dos puntos también hay disparidad de opinión en el ámbito europeo, pues aunque la mayoría de países eligen que sean cubiertos a través de la tarifa de acceso, hay otros que por el contrario escogen otras vías para sufragar estos costes (tabla 25).

En esta línea, países como España y Portugal recuperan estos costes a través del precio de la energía (servicios de ajuste del sistema), sin embargo el resto de países que no cubren estos costes a través de la tarifa de acceso disponen de una tarifa específica en la que se cargan estos conceptos (tabla 25).

### 5.1.6. Estructura de la tarifa

El uso de una tarifa binómica es la práctica habitual de los países objeto del estudio, si bien, la parte correspondiente al término de potencia y al término de energía es muy diferente. Esto se manifiesta en la figura 11, en la que se observa como Bulgaria, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Italia, Lituania y Rumanía, presentan tarifas monómicas, facturando sólo a través del consumo de energía.

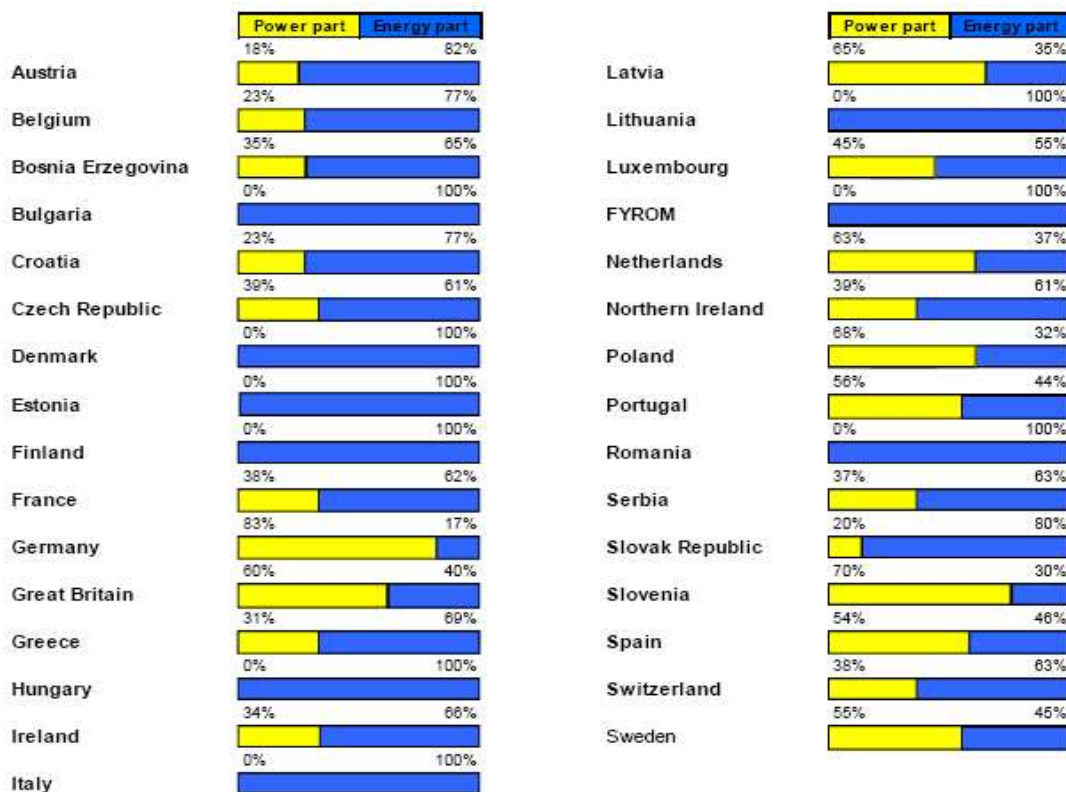


Figura 11. Término de potencia y energía de la tarifa de acceso [46].

Este dato es muy revelador, pues el hecho de cargar sólo a través del término de energía favorece a aquellos consumidores que utilicen poco la red, ya que al no consumir energía el coste imputable a estos es nulo. No obstante, la red debe ser ampliada y estar disponible para que estos consumidores hagan uso de su suministro cuando lo requieran, lo que resulta paradójico.

### **5.1.7. Complemento por energía reactiva**

El objetivo de este complemento es la penalización del consumo de energía reactiva, ya que un consumo excesivo de ésta, requiere un sobre dimensionamiento de la red a igualdad de potencia activa transmitida. La energía reactiva se debe consumir-generar en el punto de generación-consumo evitando al máximo su transporte.

La práctica habitual en Europa es el cargo de esta energía a través de un complemento en el caso de superar unos requisitos basados en el factor de potencia, ya sea vía tarifa de acceso o mediante una tarifa específica. Si bien hay países como Austria, Alemania, Grecia y Gran Bretaña que no cargan al consumidor complemento alguno por el consumo de dicha energía [46].

España, en el año 2010, se sitúa a la cabeza de Europa, al cargar a los consumidores los precios más altos, a razón de 41,018 €/MVArh en el caso de que el factor de potencia se encuentre entre 0,8 y 0,95, y de 62,332 € / MVArh, si el factor de potencia es menor a 0,8 [46].

## **5.2. Hipótesis a efectos comparativos**

Analizando [46], en el cual se estudia los costes que no están relacionados con las actividades del TSO, se observa que para el caso de España se ha utilizado un porcentaje de 10,6% sobre la tarifa de acceso, representando únicamente los costes de diversificación y los costes permanentes, dejando a un lado los costes de las primas del régimen especial, el servicio de interrumpibilidad y el coste de las anualidades de déficit.

En el análisis de los costes no relacionados con el TSO para el resto de países, se puede ver como para estos si que han sido incluidos estos conceptos [46], por lo que se hace indispensable calcular el precio medio de acceso para el caso español, y de esta forma se incluirán los costes mencionados y que no han sido considerados en [46].

Para poder calcular el precio medio de acceso, se siguen las hipótesis, que para el caso base, ha supuesto [46]:

- La generación y la demanda están conectadas a la red de 400-220 kV.
- 5000 horas de utilización de la tarifa que incluye las horas de los días laborables.
- La potencia máxima demandada es de 40 MW.
- Los países con discriminación geográfica, se toma la media de todos los nudos.

Para atender a los requisitos expuestos, se utiliza la tarifa 6.4, cuya conexión se realiza a una tensión superior a 145 kV. Como la utilización de la tarifa incluye los días laborables, se usarán los periodos comprendidos del uno al cinco, y el resto de horas se cubren con el periodo seis, puesto que éste incluye las horas del fin de semana y festivo nacional. Con los requisitos expuestos y los precios vigentes del año 2010 se confecciona la tabla 26 [46] [23].

**Conexión a la red de 400-220 kV potencia 40 MW y 5000h 6.4**

	Horas	Potencia MW	Energía MWh	Precio Te €/MWh	Te €	Precio Tp €/kWh	Tp €
Periodo1	631	40	25.240	9,807	247.528,68	9,855481	394.219,24
Periodo2	876	40	35.040	8,135	285.050,4	4,932006	197.280,24
Periodo 3	448	40	17.920	4,664	83.578,88	3,609411	144.376,44
Periodo 4	474	40	18.960	2,648	50.206,08	3,609411	144.376,44
Periodo 5	1.019	40	40.760	1,710	69.699,6	3,609411	144.376,44
Periodo 6	1.552	40	62.080	1,178	73.130,24	1,646847	58.587,38
<b>Total energía MW</b>			20.0000				
<b>Total Te €</b>					809.193,88		
<b>Total Tp €</b>							1.083.216,2
<b>Total Te+Tp €</b>	1.892.410,07						
<b>Precio medio €/MWh</b>		9,46					

Tabla 26. Precio medio de acceso tarifa 6.4 con hipótesis ENTSO y precios 2010 [46] [23] [57].

En la tabla 26 se ha supuesto una potencia contratada de 40 MW para todos los periodos, acorde con las exigencias de la tarifa 6.4 en la que por requisitos de la propia tarifa [8], la potencia contratada del periodo  $P_{n+1} \geq P_n$ , y coincidente con la potencia demandada, evitando así el calcular posibles excesos de potencia.

Con estas premisas, y considerando los precios vigentes en España del año 2010, se observa en la tabla 26 como el precio medio de acceso obtenido es de 9,46 €/MWh.

Considerando que la estimación de costes de acceso para el año 2010 es de 15.863.247 miles de €, y que la suma de la retribución de las actividades de red es de 6.599.010 miles de € (incluyendo los costes de gestión comercial), resulta que la parte imputable a la infraestructura representa un 41,6 % del coste total de acceso, es decir que aproximadamente 3,94 € / MWh del precio medio calculado es utilizado para cubrir los costes de las redes, siendo el resto imputable a la parte no relacionada con estas actividades.

Esta aproximación sólo es válida a efectos comparativos para la realización del presente PFC, pues conviene recordar que a fecha 31/12/2010, se está a la espera de la publicación del método de asignación de costes entre los distintos grupos tarifarios, y de esta forma comprobar que porcentaje de ese precio medio se utiliza para cubrir las distintas partidas de costes.

Por otra parte y atendiendo a los costes regulados que se incluyen en [46], en el que se cifran dichos costes en 0,42 € / MWh y sobre un 106% de la tarifa de acceso, es fácil demostrar que el coste asociado a la infraestructura que considera [46], es de 3,96 € / MWh .

Concluyendo, se puede afirmar que ambos costes de redes, tanto el considerado en [46] (3,96 € / MWh) y el obtenido en la hipótesis (3,94€ / MWh) son prácticamente iguales, con la salvedad que el precio medio calculado en esta última incluye los costes de infraestructura de la red y el resto de costes de acceso del año 2010, pudiendo utilizarse a continuación a efectos comparativos.

### **5.3. Costes de la tarifa de acceso**

La tarifa de acceso en Europa, al igual que ocurre en España, es utilizada para cargar a los usuarios costes que no son imputables directamente a estos por el uso de las redes.

Así, algunos países a lo largo del continente optan por la modalidad de la tarifa regulada, en la que se aprovecha la existencia de ésta para incluir costes que no dependerán en absoluto del uso de la red [46].

Esto se observa claramente en la figura 12, en la que se presentan los componentes de la tarifa de acceso, en la que se supone una tensión de la red de transporte superior a 220 kV, comparando con la tarifa 6.4 española. Se presentan las tarifas de los distintos países, considerando el caso base que se expuso en el apartado anterior [46].

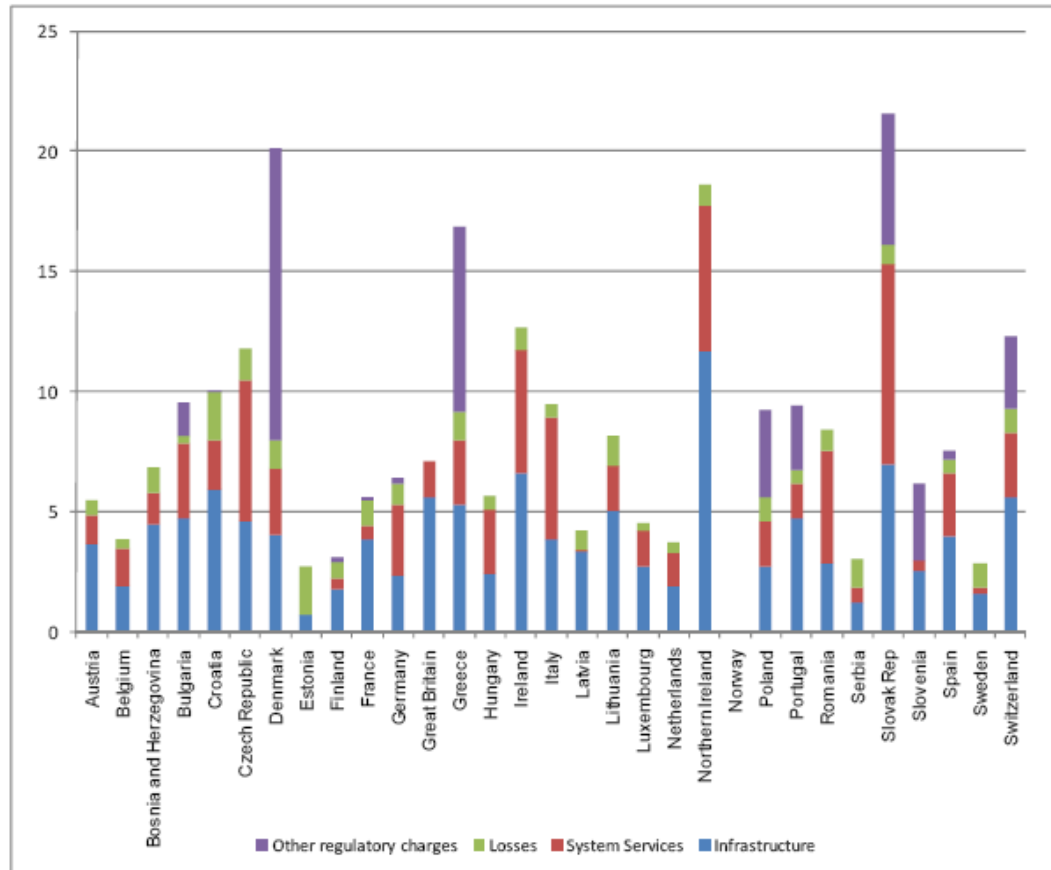


Figura 12. Costes incluidos en la tarifa de acceso en €/MWh [46].

De la figura 12, se desprenden tres aspectos fundamentales a cubrir por la tarifa, el coste de las infraestructuras, otros costes regulados, los costes de los servicios complementarios y las pérdidas del sistema.

En primer lugar, el coste de infraestructuras cubre la inversión necesaria en la red de transporte, así como la operación y mantenimiento de ésta. En segundo lugar, los costes regulados, son aquellos determinados por el regulador del país correspondiente y que no guardan relación alguna con la actividad del transporte de energía eléctrica. En cuanto al último grupo de costes, los servicios complementarios y las pérdidas del sistema, fueron definidos en el apartado 5.1.5 del presente capítulo, y se incluyen a efectos de armonización.

En cuanto a la infraestructura de la red, Holanda se desmarca claramente del resto de países, teniendo la red más cara del conjunto. Por su parte España estaría dentro de la media del ámbito europeo.

A continuación se analizan los costes no relacionados con las redes.

Los países más destacables, en cuanto a estos costes se refiere, son Dinamarca, Grecia, República de Eslovaquia, Polonia y Portugal.

Dinamarca, incluye un suplemento de 11,82 € / MWh de media en 2010, repartiéndolo en porcentajes para satisfacer el coste de la garantía de reservas de generación, subvenciones a productores de energía respetuosas con el medio ambiente, y otros costes regulados [46].

Grecia, posee un coste regulado de 7,64 € / MWh. Se trata de una suma de obligaciones de servicio público (4,21 € / MWh), los costes relacionados con la compensación de las energías renovables y el coste de la cobertura de la utilización del sistema [46].

En Eslovaquia, la parte regulada asciende a 5,4 € / MWh, el cual incluye los costes de la minería de carbón y los provenientes de las energías renovables [46].

Polonia por su parte, incluye un coste de 3,65 € / MWh, para satisfacer los costes de transición y las obligaciones de los productores a la modernización de sus unidades de producción, ajustándose a normativas ambientales [46].

Portugal, establece un coste de 2,72 € / MWh relacionados con, uso de energía renovable e incentivos a la eficiencia en el consumo [46].

Por último, España y tomando como referencia el precio calculado en la hipótesis, se observa como 5,52 € / MWh son utilizados para sufragar este tipo de costes; situando a España como tercer país en cuanto a costes regulados se refiere (no relacionados con las redes).

#### **5.4 Comparación de precios**

La comparativa de precios se realiza en tres niveles de tensión, el 400-380, 220-150 y 132-50 kV, debido a que cada país opera en su red de transporte a una tensión diferente [46].

En este punto, se puede analizar la tarifa 6.3 española (72,5-145 kV), y así se podrá comparar con aquellos países que trabajan en un rango de tensión de 132-50 kV.

De la misma forma que se hizo para considerar la hipótesis del caso base, se procederá a continuación. Se toma el caso base que para este rango de tensiones utiliza ENTSO, incluyendo las siguientes premisas [46]:

- 5000 horas de utilización de la tarifa, que incluyen las horas de los días laborables.
- La potencia máxima demandada es de 10 MW.
- Para los países con discriminación geográfica se estima una media.

Con estas premisas y considerando los precios vigentes de 2010 de la tarifa 6.3 se confecciona la tabla 27.

Conexión a la red de 132 kV potencia 10 MW y 5000h tarifa 6.3							
	Horas	Potencia MW	Energía MWh	Precio Te €/MWh	Te €	Precio Tp €/kWh	Tp €
Periodo 1	631	10	6.310	18,746	118.287,26	13,157223	131.572,23
Periodo 2	876	10	8.760	14,000	122.640,00	6,584306	65.843,06
Periodo 3	448	10	4.480	7,460	33.420,80	4,818619	48.186,19
Periodo 4	474	10	4.740	3,711	17.590,14	4,818619	48.186,19
Periodo 5	1.019	10	10.190	2,397	24.425,43	4,818619	48.186,19
Periodo 6	1.552	10	15.520	1,502	23.311,04	2,198565	21.985,65
Total energía			50.000				
Total Te €					339.674,67		
total Tp €							363.959,51
Total Tp+Te €	703.634,18						
Precio medio €		14,07					

Tabla 27. Precio medio de acceso tarifa 6.3 con hipótesis ENTSO y precios 2010 [46] [23] [57].

Esta tabla 27, se obtiene con las mismas premisas consideradas para la elaboración de la hipótesis para la tarifa 6.4. Se puede ver el precio medio de acceso para la tarifa 6.3, resultando éste 14,07 MWh.

De esta forma, para comparar con el resto de Europa se tienen las siguientes tarifas y sus correspondientes precios:

Tensión 400-380 y 220-150 kV tarifa 6.4 y precio 9,46 € / MWh.

Tensión 145-72.5 kV tarifa 6.3 y precio 14,07 € / MWh.

A estos resultados, hay que sumar el importe correspondiente a los servicios complementarios del sistema, que aunque en España se incorporan al precio final de la energía en el mercado, ENTSO lo incluye a efectos de armonización.

Para ello se utilizan los precios que publica la CNE de forma mensual en sus indicadores eléctricos, que se presentan en la figura 13 y 14. En éstas, se observa el precio final de la energía para la tarifa 6.4 y 6.3 respectivamente (tarifa de acceso, pagos por capacidad, y coste de la energía), utilizando el precio medio de los servicios complementarios correspondientes a los últimos doce meses.

Componente	c€/kWh			
	2007	2008	2009	Últimos 12 meses. Abr 2009 - mar 2010
<b>Tarifa de acceso</b>	<b>0,70</b>	<b>0,61</b>	<b>0,75</b>	<b>0,77</b>
<b>Pagos por capacidad</b>	<b>0,15</b>	<b>0,11</b>	<b>0,11</b>	<b>0,12</b>
<b>Coste de la energía</b>	<b>4,47</b>	<b>7,05</b>	<b>3,86</b>	<b>3,54</b>
Mercado Diario	4,23	6,82	3,63	3,24
SS.CC	0,24	0,23	0,23	0,30
<b>Total</b>	<b>5,32</b>	<b>7,77</b>	<b>4,72</b>	<b>4,43</b>

Figura 13 Precio final de la energía tarifa 6.4 [54].

Componente	c€/kWh			
	2007	2008	2009	Últimos 12 meses. Abr 2009 - mar 2010
<b>Tarifa de acceso</b>	<b>0,76</b>	<b>0,66</b>	<b>0,86</b>	<b>0,98</b>
<b>Pagos por capacidad</b>	<b>0,15</b>	<b>0,12</b>	<b>0,12</b>	<b>0,12</b>
<b>Coste de la energía</b>	<b>4,37</b>	<b>7,05</b>	<b>3,97</b>	<b>3,59</b>
Mercado Diario	4,14	6,81	3,73	3,30
SS.CC	0,23	0,24	0,24	0,29
<b>Total</b>	<b>5,29</b>	<b>7,82</b>	<b>4,95</b>	<b>4,69</b>

Figura 14 Precio final de la energía tarifa 6.3 [54].

Por lo tanto, a las tarifas anteriormente calculadas hay que añadir la parte correspondiente de los servicios complementarios, quedando:

Tensión 400-380 y 220-150 kV tarifa 6.4 y precio 12,46 € / MWh.

Tensión 145-72.5 kV tarifa 6.3 y precio 16,97 € / MWh.

Una vez obtenido el precio de las tarifas correspondientes a los niveles de tensión considerados, se analizan mediante la figura 15, ya que estos precios de acceso si incluyen los costes no considerados en [46].

En la figura 15, se muestran los precios de acceso para diferentes niveles de tensión, pudiéndose diferenciar tres escalones de precios, 0-5 €/MWh, 5-10 €/MWh y mayor a 10 €/MWh.



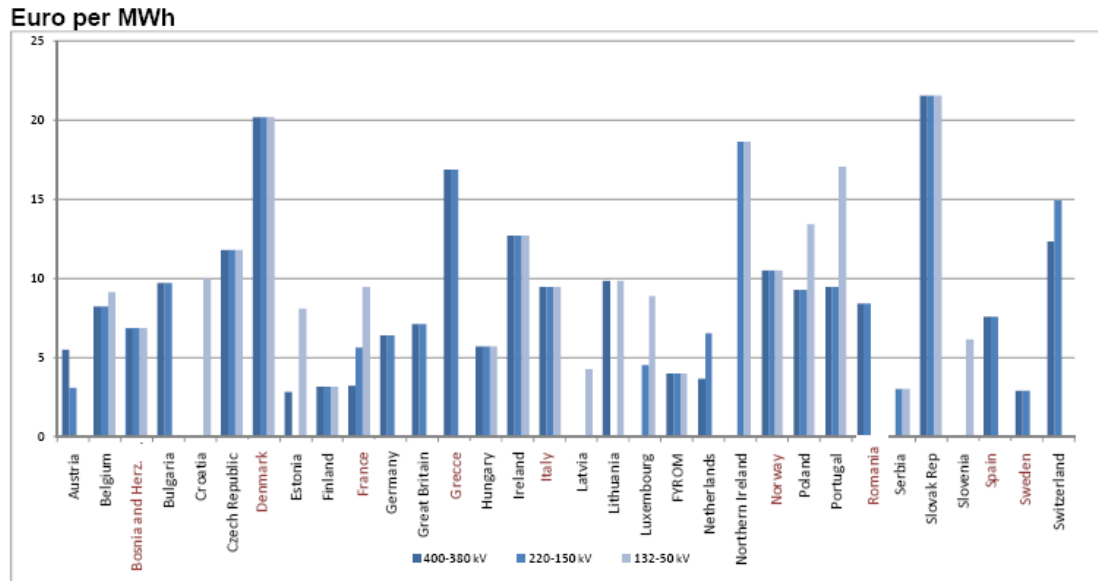


Figura 15 Precio medio de la tarifa de acceso por niveles de tensión [46].

A continuación, se realiza la comparativa de precios de acceso en el ámbito europeo (mediante la figura 15), para dos niveles de tensión, de esta forma se compara en el primero con la tarifa 6.4 y en el segundo con la tarifa 6.3, considerándose la estimación realizada por [46], y las estimaciones realizadas en las hipótesis para las tarifas 6.4 y 6.3.

### Tensión 400-380 y 220-150 kV.

De la Figura 15 se desprende que, los países con precios más bajos, inferiores a 5 €/MWh son, Estonia, Francia, Holanda y Suecia.

Los países con precios intermedios, de 5-10 €/MWh, son Austria, Bélgica, Alemania, Gran Bretaña, Hungría, Italia, Lituania, Polonia, Portugal, Rumanía y España.

Los países con precios más elevados, superiores a 10 €/MWh son, Checoslovaquia, Dinamarca, Grecia, Irlanda, Irlanda del norte, Noruega, Eslovaquia y Suiza.

España según [46], se encuentra en el segundo grupo, sin embargo y con las hipótesis consideradas, en el que para la tarifa 6.4 resulta un precio medio de acceso de 12,46 €/MWh, pudiéndose incluir dicha tarifa en el tercer escalón de precios, situándose como el país con la quinta tarifa de acceso más elevada de Europa.

En el supuesto de realizar la comparación para el escalón de tensión 220-150 kV, en España también se aplica la tarifa 6.4, y considerando la hipótesis calculada, España se sitúa con una de las tarifas de acceso más caras, en concreto la sexta o séptima, disputando éste puesto con Irlanda.

## **Tensión 132-50 kV.**

Para el último escalón de tensión (132-50 kV), puede utilizarse la tarifa 6.3, pudiéndose observar en la figura 15 que España se sitúa entre la media europea, con un precio medio de acceso comprendido entre 5-10 €/MWh. No obstante, si se recurre a la hipótesis, en la cual para dicha tarifa se obtuvo un precio medio de acceso de 16,97 €/MWh, España se sitúa como el cuarto país con la tarifa de acceso más elevada del ámbito europeo, por detrás de Eslovaquia, Dinamarca e Irlanda.

## **5.5 Conclusión**

Como se puso de manifiesto en la introducción del capítulo, la tarifa de acceso es el medio utilizado en toda Europa para recuperar los costes asociados a las redes. Sin embargo y tras el análisis de [46], se desglosa que cada país opta por aplicar su tarifa de una manera diferente; ya sea porque su nivel de tensión es diferente, porque se decida o no, el utilizar discriminaciones horarias o geográficas, o bien porque el regulador resuelva incluir cargos regulados en su tarifa que no están directamente relacionados con el transporte de energía eléctrica.

Esta disparidad en cuanto a la regulación de tarifas, hace terriblemente complicado el estudio en conjunto, hecho que se pone de manifiesto en las sucesivas estimaciones que se realiza en [46].

De la comparativa de costes y precios de tarifas se pudo extraer que España posee una de las tarifas más elevadas del entorno, debido a la gran proporción que presentan los costes regulados de la tarifa (considerando la hipótesis calculada). Si estos no se incluyeran, España poseería una tarifa mucho más barata, y estaría en la media de los países del estudio.

Esta conclusión fue demostrada mediante el uso de las hipótesis consideradas en [46], y la aplicación de los precios vigentes en el año 2010, tanto para la tarifa 6.4 como para la tarifa 6.3.

Considerando que España poseía una de las tarifas más elevadas de Europa [47], y analizando la evolución de los costes de acceso (observando su tendencia claramente alcista, llegando incluso a duplicar dichos costes para el año 2010), se puede afirmar que las hipótesis que se han tenido en cuenta para comparar los niveles de costes y los precios de tarifas, pueden considerarse válidas.

En esta misma línea, cabe considerar la conclusión llevada a cabo en el capítulo tres, esto es, si España careciera de déficit tarifario y de la figura del déficit ex ante, y la tarifa incorporara realmente todos los costes considerados en el año 2010, los precios resultantes serían mucho más elevados, por lo que España tendría una tarifa más elevada.

No obstante, en las hipótesis consideradas, el precio de infraestructura y del resto de costes se calculó mediante el uso de porcentajes proporcionales al peso que estos suponen sobre el total de costes de acceso, ya que la ausencia de un método de asignación hace imposible determinar que parte del precio que paga el consumidor corresponde a la red.

Por lo tanto y dado que España carece de método de cálculo de tarifas, y que éstas representan un alto porcentaje en el precio final de la electricidad, se presenta en los siguientes capítulos, una herramienta informática capaz de calcular los términos de potencia y energía, determinando así que parte del precio pagado por el consumidor es imputable a las redes y al resto de costes de acceso.

## CAPÍTULO 6. MÉTODO DE CÁLCULO DE TARIFAS DE ACCESO

En este capítulo se presenta una herramienta informática, implementada en Microsoft Excel, con la que se pueden calcular los términos de potencia y energía de los distintos grupos tarifarios de los peajes de acceso a las redes, a partir de la publicación anual de los costes de acceso y de las variables de entrada al método de asignación de costes.

La herramienta se fundamenta en el procedimiento propuesto por la CNE en [48] y posteriormente modificada en [49]. Ésta, fue diseñada con el objetivo de calcular la tarifa de acceso a redes, y de forma aditiva, sumando el coste de generación, la tarifa integral.

En dichos informes de la CNE, se detalla de manera explícita la forma en la que se imputan los costes de acceso entre los distintos grupos tarifarios.

Los principios en que se basa dicha propuesta fueron ya expuestos en el capítulo segundo del presente proyecto (suficiencia, transparencia, sencillez y eficiencia).

Con la herramienta desarrollada es posible calcular, como se detalló anteriormente, los términos de potencia y de energía del año en curso, sin recurrir a la figura del déficit ex ante. Sin embargo, y dado que la CNE recurre a esta figura para el cálculo de dichos términos, se incluye también el cálculo de estos recurriendo a la figura del déficit ex ante. De este modo se presentan de forma gráfica los datos obtenidos a fin de poder ser comparados.

Para simplificar la explicación del método de asignación de costes, se presenta en la figura 16 el procedimiento de cálculo de la herramienta.

En esta figura se detalla el diagrama de flujo del procedimiento, en la que se observan los siguientes parámetros:

- Rectángulo rojo: costes de acceso (redes de transporte y distribución, prima de régimen especial, servicio de interrumpibilidad y déficit, gestión comercial, costes permanentes y costes de diversificación).
- Rectángulo amarillo: cálculos que realiza la herramienta automáticamente.
- Rectángulo verde: variables a ingresar por el usuario de la herramienta.

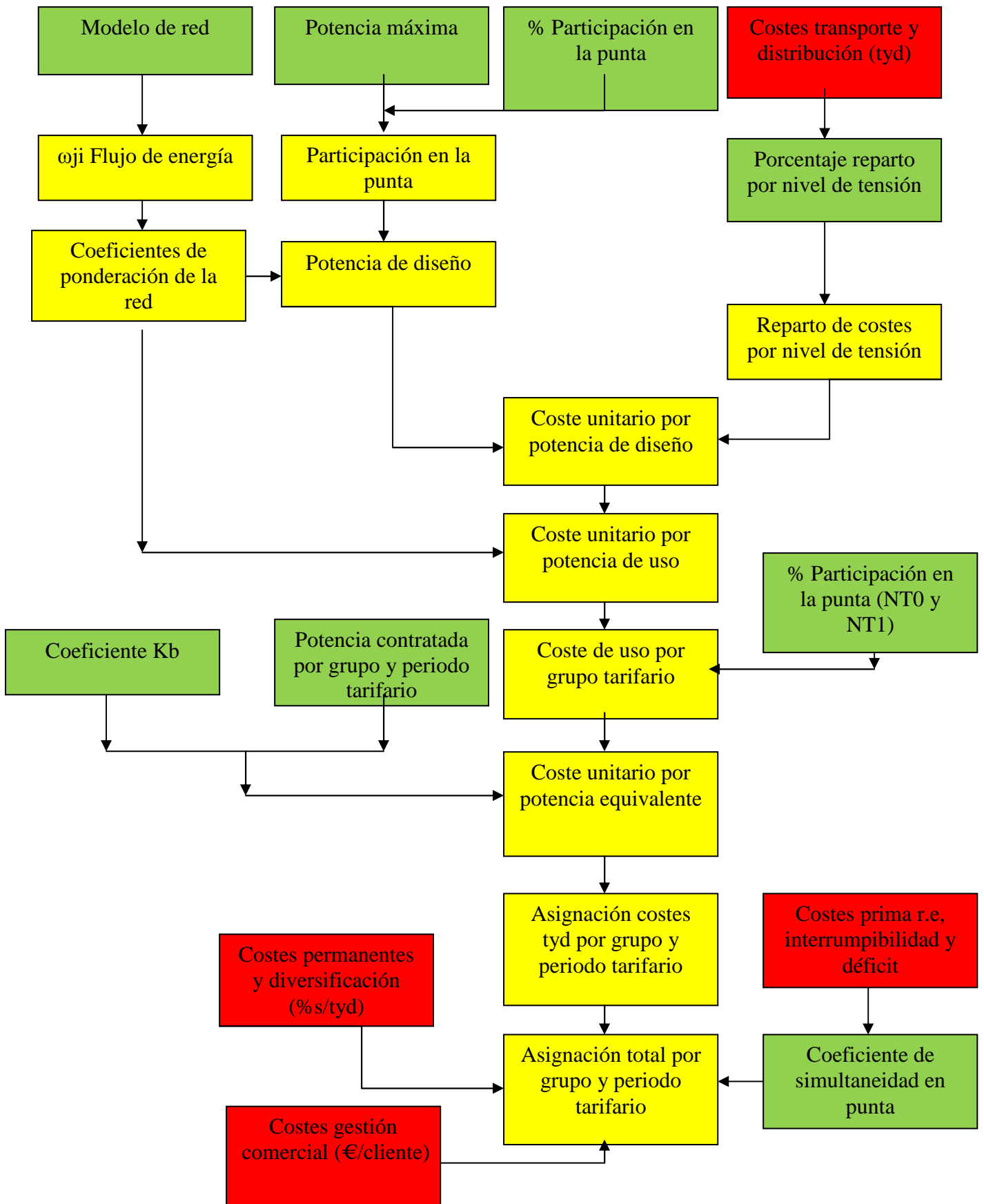


Figura 16. Diagrama de flujo de la herramienta informática [57].

## 6.1. Estimaciones

El procedimiento de cálculo que sigue la herramienta, se fundamenta en un modelo de red, a partir del cual se pueden asignar a los distintos usuarios los costes de las redes de transporte y distribución, bajo la premisa de ser los usuarios de un nivel de tensión inferior quienes deben pagar los costes de niveles superiores [48]. Esto se realiza a través de la ponderación del uso de la red.

Para ello, se propone un modelo de red, en el cual la energía vertida a un nivel de tensión “i” procede de niveles de tensión superiores “j”, ( $\omega_i^j$ , “j” indica el nivel de tensión de procedencia, e “i” el nivel de tensión de destino) y de las entradas de energía en el propio nivel de tensión ( $G_i$ ). Así mismo, de la energía que se inyecta en un determinado nivel de tensión, una parte se consume, otra son pérdidas, y el resto fluye hacia niveles de tensión inferiores [48]. Esto se observa claramente en la figura presentada en el ANEXO II.1.

Para poder realizar los cálculos de los flujos de energía ( $\omega_i^j$ ), variable clave para el desarrollo de la herramienta, se parte del balance energético nacional del año 2005, último balance conocido [50], de forma que para ese año se conocen las siguientes variables:

- Energía vertida en un nivel de tensión (energía generada en ese mismo nivel y energía procedente de niveles superiores ( $\omega_i^j$ )).
- Pérdidas del nivel de tensión.
- Flujo de energía que transita hacia niveles de tensión inferior.

De este modo y utilizando las variables, flujo de energía ( $\omega_i^j$ ), generación en un nivel de tensión ( $G_i$ ) y pérdidas en un nivel de tensión, se pueden calcular los coeficientes de ponderación del uso de la red [48].

Antes de calcular los coeficientes de ponderación del uso de red, es necesario conocer el balance energético del año 2005, siendo el siguiente [50]:

### Generación por niveles de tensión (tabla 28)

Se presenta en la tabla 28 la generación por niveles de tensión para el año 2005.

		kwh	%s/Total
Generación2005 kWh	NT4	186.178.479.294	72,83%
	NT3	33.798.614.990	13,22%
	NT2	20.812.426.271	8,14%
	NT1	12.350.436.388	4,83%
	NT0	2.488.085.644	0,97%
	Total	255.628.042.587	100,00%

Tabla 28. Generación año 2005 por niveles de tensión [50] [57].

### Flujos de energía y pérdidas por nivel de tensión

Se presentan en las siguientes tablas (29, 30, 31, 32, 33), la energía vertida en un nivel de tensión (generación en ese nivel de tensión y flujo de energía procedente de los niveles de tensión superiores), las pérdidas y el flujo de energía de ese nivel de tensión que fluye a niveles inferiores (nótese que el término  $\omega_i^j$  se sustituye por wji).

	kWh	% s/total
Energía vertida a NT4	186.178.479.294	
Pérdidas	3.907.525.997	2,10%
Flujo energía w43	92.527.091.813	49,70%
Flujo energía w42	50.482.522.399	27,12%
Flujo energía w41	22.272.279.018	11,96%

Tabla 29. Balance de energía año 2005 en NT4 [50] [57].

	kWh	% s/total
Energía vertida a NT3	126.325.706.803	
Pérdidas	2.190.389.397	1,73%
Flujo energía w32	60.933.588.176	48,24%
Flujo energía w31	53.346.709.243	42,23%

Tabla 30. Balance de energía año 2005 en NT3 [50] [57].

	kWh	% s/total
Energía vertida a NT2	132.228.536.846	
Pérdidas	2.128.816.683	1,61%
Flujo energía w21	113.131.338.204	85,56%

Tabla 31. Balance de energía año 2005 en NT2 [50] [57].

	kWh	% s/total
Energía vertida a NT1	201.100.762.853	
Pérdidas	3.145.170.968	1,565%
Flujo energía w10	122.701.507.546	61,01%

Tabla 32. Balance de energía año 2005 en NT1 [50] [57].

	kWh
Energía vertida a NT0	125.189.593.190

Tabla 33. Balance de energía año 2005 en NT0 [50] [57].

### Coefficientes de ponderación de uso de red

Conocido el balance de energía eléctrica para el año 2005, se obtienen, los coeficientes de ponderación del uso de la red a través de las expresiones que se presentan en la figura ANEXO II.2.

Estos coeficientes reflejan la relación entre el flujo de energía procedente de un nivel de tensión “j” que transita al nivel de tensión “i”, y de la energía total vertida al nivel de tensión “i”.

Introduciendo los flujos de energía ( $\omega_i^j$ ) de los distintos niveles de tensión en las expresiones planteadas de la figura ANEXO II.2, se obtienen los siguientes coeficientes de ponderación del uso de la red (tabla 34).

$\alpha$	0,980
$\beta$	0,563
$\gamma$	0,461
$\rho$	0,265
$\theta$	0,732
$\pi$	0,382
$\lambda$	0,111

Tabla 34. Coeficientes de ponderación del uso de la red [50] [57].

Conocidos estos coeficientes, se comienza el reparto de costes de las redes de transporte y distribución.



## 6.2 Reparto de costes

Los niveles de costes considerados, es la estimación de costes para el año 2010, que se muestra en la tabla 35 [33].

Escandallo de costes de acceso				
	Miles de €		Año 2010 vs Año 2009	
	Año 2009 (1)	Año 2010 (2)	Miles de €	Tasa de variación
<b>Costes de Transporte</b>	<b>1.344.021</b>	<b>1.397.104</b>	<b>53.083</b>	<b>3,9%</b>
<b>Costes de Distribución</b>	<b>4.871.322</b>	<b>4.974.955</b>	<b>103.633</b>	<b>2,1%</b>
Retribución a la distribución	4.215.506 <sup>(3)</sup>	4.305.513	90.007	2,1%
Distribuidores D.T. 11ª	336.916	350.542	13.626	4,0%
Eficiencia energética	308.900	308.900		
Limpieza de margenes	10.000	10.000		
<b>Costes de Gestión Comercial</b>	<b>312.639</b>	<b>226.591</b>	<b>-86.048</b>	<b>-27,5%</b>
<b>Sistema de interrumpibilidad en mercado</b>	<b>750.000</b>	<b>450.000</b>	<b>-300.000</b>	<b>-40,0%</b>
<b>Diversificación y Seguridad del Abastecimiento</b>	<b>82.222</b>	<b>100.352</b>	<b>18.130</b>	<b>22,0%</b>
Moratoria Nuclear	15.209	100.228	85.020	559,0%
2º parte del ciclo de combustible nuclear	67.013	124	-66.890	-99,8%
<b>Prima del Régimen Especial</b>	<b>4.008.563<sup>(4)</sup></b>	<b>5.888.099</b>	<b>1.879.536</b>	<b>46,9%</b>
<b>Costes Permanentes</b>	<b>1.227.050</b>	<b>1.025.318</b>	<b>-201.732</b>	<b>-16,4%</b>
Compensación extrapeninsular e insulares <sup>(5)</sup>	1.102.183	897.240	-204.943	-18,6%
Operador del Sistema	37.517	38.267	750	2,0%
Operador del Mercado	5.570		-5.570	
CNE	17.279	22.892	5.613	32,5%
Plan de viabilidad de ELCOGAS	64.501	66.919	2.418	3,7%
<b>Anualidades déficit de años anteriores</b>	<b>1.508.314</b>	<b>1.843.928</b>	<b>335.614</b>	<b>22,3%</b>
<i>Peninsular</i>	1.319.325	1.563.285	243.960	18,5%
<i>Extrapeninsular</i>	188.989	280.643	91.654	48,5%
<b>Ingresos por Exportaciones</b>	<b>-51.050</b>	<b>-43.100</b>	<b>7.950</b>	<b>-15,6%</b>
<b>Coste Total (A)</b>	<b>14.053.081</b>	<b>15.863.247</b>	<b>1.810.166</b>	<b>12,9%</b>

Tabla 35. Estimación de costes de acceso año 2010 [33].

Para la asignación de costes, se dividen estos en cuatro grupos, debido a las características comunes que presentan y que se detallan posteriormente [48] [49]. Por una parte se agrupan los costes de transporte y distribución, asignando estos entre los distintos grupos tarifarios. Por otro lado se asignan los costes de gestión comercial, como un coste por cliente. En el tercer grupo se establecen los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, y costes permanentes. Por último, se recogen el coste del servicio de interrumpibilidad, la prima del régimen especial y el déficit tarifario.

La asignación de estos dos últimos grupos se realiza aplicando un porcentaje sobre la asignación de costes de redes (transporte y distribución) por grupo y periodo tarifario, sin embargo, este porcentaje será diferente debido a la particularidad de dichos costes [48].

### 6.2.1 Costes de transporte y distribución

La asignación de los costes de transporte y distribución se realiza a partir del modelo de red expuesto en la figura ANEXO II.1.

Definido el modelo de red, se procede a asignar los costes de redes, teniendo en cuenta que todo consumidor debe pagar los costes de los niveles de tensión que utiliza para su suministro [48], en la proporción obtenida a través del balance energético del año 2005, calculada en el apartado anterior.

Para poder incorporar este principio de asignación de costes, se considera en primera instancia que la potencia en punta ( $P_i$ , participación en la punta), es la variable relevante para asignar los costes de redes [48]. Particularizando, la potencia de diseño ( $P_{di}$ ), depende de la potencia demandada en las horas de punta de cada nivel de tensión, más la ponderación de la potencia demandada en niveles de tensión inferior.

Para poder conocer la participación en la punta de cada nivel ( $P_i$ ), en primer lugar se debe estimar la potencia máxima demandada del sistema, que para este caso, se utiliza la potencia de 44.122 MW, registrada el día 11 de Enero de 2010 a las 19-20h [48] [52].

Conocida la potencia punta del sistema, se puede conocer la participación que realiza cada nivel de tensión en dicha punta, a través de un porcentaje, el cual se estima en función de la representatividad en las horas punta que tiene cada nivel de tensión; definiéndose éstas como las 700 horas de máxima demanda de la monótona de carga [50].

El porcentaje a aplicar por niveles de tensión, se presenta en la tabla 36, en la cual los niveles NT1 y NT0 se dividen a su vez, en sus respectivos grupos tarifarios [50], denominándose mediante sus respectivas discriminaciones horarias (dh1, dh2, dh3 y dh6).

Porcentaje de participación en la punta. Nivel de tensión							
NT0 %			NT1 %		NT2 %	NT3 %	NT4 %
dh1	dh2	dh3	dh3	dh6	dh6	dh6	dh6
36	4	13,8	8,1	23,3	6,2	2,6	6

Tabla 36. Porcentaje de participación en la punta por niveles de tensión [50] [57].

Para determinar la participación en la punta por nivel de tensión ( $P_i$ ), se aplican los porcentajes de la tabla 36 sobre la demanda máxima del sistema, detallándose el resultado en la tabla 37.

Participación en punta ( $P_i$ ) MW		
	Pcero	23.737,636
	Puno	13.854,308
	Pdos	2.735,564
	Ptres	1.147,172
	Pcuatro	2.647,320
	Total	44.122

Tabla 37. Participación en la punta por niveles de tensión [50] [57].

Calculada la participación en punta ( $P_i$ ), se calcula la potencia de diseño del sistema ( $Pd_i$ ).

La potencia de diseño ( $Pd_i$ ), se define como la potencia en punta demandada en un nivel de tensión, más las potencias en punta demandadas en niveles de tensión inferiores ponderadas por los correspondientes porcentajes de entrada de energía procedentes de otros niveles de tensión [48]. Para ello, se utilizan las expresiones expuestas en el ANEXO II.

Para simplificar se utilizan los coeficientes de ponderación del uso de la red, calculados y expuestos en la tabla 34.

Utilizando los coeficientes de ponderación del uso de la red y con las fórmulas presentadas en el ANEXO II, se obtienen las siguientes potencias de diseño ( $Pd_i$ ) (para cada nivel de tensión “i”) que se muestran en la tabla 38.

	$Pd_i$ MW
Pdcero	23.737,636
Pduno	37.120,169
Pddos	23.617,904
Pdtres	21.877,779
Pdcuatro	31.799,695

Tabla 38. Potencia de diseño por nivel de tensión [48] [57].

### Retribución por nivel de tensión ( $R_i$ )

Los costes de transporte y distribución a repartir entre los distintos consumidores, son los publicados anualmente en el RD por el que se aprueba la tarifa eléctrica. Para el año 2010 se fijan los costes en 1397,104 y 4974,955 millones de € respectivamente [33].

Los costes totales se reparten entre todos los niveles de tensión, mediante la estructura de costes suministrados por las empresas transportistas y distribuidoras [48]. La última estructura de costes suministrada por las empresas es la expuesta en la tabla 39 [50].

Porcentaje de reparto por nivel de tensión $Z_i$			
NT3	NT2	NT1	NT0
20,31%	20,12%	20,29%	39,28%

Tabla 39. Porcentaje de reparto por nivel de tensión i [50] [57].

Con estos porcentajes  $Z_i$ , y considerando que para la red de transporte (Nt4) la retribución correspondiente es el 100% del coste de transporte, aplicados sobre la retribución a la distribución D, se obtiene utilizando (6), la retribución  $R_i$  de cada nivel de tensión para el año 2010 [48].

$$R_i = D \cdot Z_i \quad \forall i=0,1...4 \quad (6)$$

Siendo:

$R_i$ : retribución por nivel de tensión  $i$  en millones de €.

$D$ : coste total anual de distribución en millones de €.

$Z_i$ : porcentaje de reparto por nivel de tensión  $i$ , expuesto en la tabla 39.

Utilizando (6) y los porcentajes de reparto presentados en la tabla 39, se obtiene el reparto del coste de transporte y distribución por niveles de tensión, mostrándose los resultados en la tabla 40.

NT4 M€	NT3 M€	NT2 M€	NT1 M€	NT0 M€	Total D millones €
1.397,104	1.010,413	1.000,961	1.009,418	1.954,162	4.974,955

Tabla 40. Reparto de costes de transporte y distribución por nivel de tensión [50] [57].

### Coste unitario por potencia de diseño ( $C_{ui}$ )

Una vez obtenida la potencia de diseño ( $Pd_i$ ) por nivel de tensión (tabla 38) y la retribución del nivel de tensión correspondiente (tabla 40), se calcula el coste unitario por kW de potencia de diseño por nivel de tensión ( $C_{ui}$ ), según la expresión (7)[48].

$$C_{ui} = R_i / Pd_i \quad (7)$$

Siendo:

$C_{ui}$ : coste unitario por potencia de diseño, c€/kWh.

$R_i$ : retribución por nivel de tensión en millones de €(tabla 40).

$Pd_i$ : potencia de diseño en MW (tabla 38).

De este modo, los costes unitarios por potencia de diseño son los presentados en la tabla 41.

Coste unitario por potencia de diseño $C_{ui}$ c€/kW				
NT4	NT3	NT2	NT1	NT0
4.393,451	4.618,446	4.238,145	2.719,326	8.232,338

Tabla 41. Coste unitario por potencia de diseño [48] [57].

De esta forma, con el coste unitario por potencia de diseño, cada kW suministrado en un nivel de tensión, debe hacerse cargo no sólo del nivel de tensión al que esté acogido, sino también del coste asociado a los niveles de tensión superiores, en la proporción en la que la que participa en el diseño de la red [48].

### Coste unitario por potencia de uso por nivel de tensión ( $C_{TDi}$ )

Para cada consumidor conectado a un nivel de tensión “i”, hay que calcular el coste de la red que utiliza para su suministro ( $C_{TDi}$ ), acumulando al coste unitario de potencia de diseño ( $C_{ui}$ ), la proporción del uso de de la red de niveles de tensión superiores. Para ello se utilizan las siguientes expresiones resumidas en la tabla 42 [48].

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)	$\Sigma = R_4$	$\Sigma = R_3$	$\Sigma = R_2$	$\Sigma = R_1$	$\Sigma = R_0$

Tabla 42. Asignación de coste de transporte y distribución por niveles de tensión [48].

Hay que notar que, en la tabla 42, para el nivel de tensión cero ( $C_{TD0}$ ), se utiliza la potencia en punta  $P_0$ , y no las  $P_1$  que se indican por error en dicha tabla para los niveles NT3, NT2 y NT1.

Para el año 2010, los costes unitarios por potencia de uso son los siguientes:

$C_{TD}$	Coste unitario por potencia de uso $C_{TDi}$ €					Total €
	NT4	NT3	NT2	NT1	NT0	
$C_{TD4}$	116.308.705,0					116.308.705,0
$C_{TD3}$	36.915.732,7	52.981.517,3				89.897.250,1
$C_{TD2}$	86.450.691,3	58.220.280,6	115.937.162,2			260.608.134,1
$C_{TD1}$	431.985.530,5	335.611.451,9	330.316.167,4	376.743.781,6		1.474.656.931,5
$C_{TD0}$	725.443.340,5	563.600.110,7	554.707.616,3	632.674.587,9	1.954.162.324,0	4.430.587.979,3
<b>TOTAL</b>	<b>1.397.104.000,0</b>	<b>1.010.413.360,5</b>	<b>1.000.960.946,0</b>	<b>1.009.418.369,5</b>	<b>1.954.162.324,0</b>	<b>6.372.059.000,0</b>

Tabla 43. Coste unitario por potencia de uso [48] [57].

### Coste de uso por grupo tarifario ( $C_{TD}^t$ )

Calculado el coste unitario por potencia de uso para cada nivel de tensión, hay que diferenciar aquellos niveles de tensión que comprenden varios grupos tarifarios.

Para ello, se calcula el porcentaje de participación en la punta de los grupos 2.XA, 2.XDHA y 3.0A sobre el nivel de tensión cero (NT0), mostrando el resultado en la tabla 44.

Punta sistema	%s/NT0
dh1	66,91%
dh2	7,43%
dh3	25,65%

Tabla 44. Participación en la punta de los grupos tarifarios acogidos al NT0 [48] [57].

Del mismo modo se procede con los grupos tarifarios 3.1A y 6.1A, pertenecientes al nivel de tensión uno (NT1), mostrándose en la tabla 45.

Punta sistema	%s/NT1
dh3	25,80%
dh6	74,20%

Tabla 45. Participación en la punta de los grupos tarifarios acogidos al NT1 [48] [57].

Obtenida la participación en la punta de estos grupos tarifarios sobre su correspondiente nivel de tensión, se calcula el coste unitario por potencia de uso y grupo tarifario ( $C_{TD}^t$ ), como el producto de dicho porcentaje (tabla 44 y 45) por el coste unitario del nivel de tensión correspondiente ( $C_{TDi}$ ), pudiéndose ver los resultados del coste unitario por potencia de uso y grupo tarifario en la tabla 46.

Coste unitario por potencia de uso y grupo tarifario ( $C_{TD}^t$ ) €		
Nt0	2.XA	2.964.705.711
	2.XDHA	329.411.745,7
	3.0A	1.136.470.523
Nt1	3.1A	380.405.132
	6.1A	1094.251.799
Nt2	6.2A	260.608.134,1
Nt3	6.3A	89.897.250,08
Nt4	6.4A	116.308.705

Tabla 46 Coste unitario por potencia de uso y grupo tarifario [48] [57].

### Asignación de costes por periodos tarifarios

Asignado el coste de las redes sobre los distintos grupos tarifarios (t), según la potencia en punta de cada nivel de tensión, hay que repartir dicho coste en función de la potencia contratada ponderada por periodos tarifarios [48].

Este método de reparto de costes de redes de cada nivel de tensión por periodos tarifarios, se basa en el cálculo de una potencia equivalente para cada uno de los grupos tarifarios [48]. Pues será ésta, la que determine el coste a imputar a cada consumidor vía término de potencia.

Para el cálculo de la potencia equivalente se utilizan dos variables. La primera es el coeficiente de ponderación de potencia por grupo y periodo tarifario ( $K_{bj}^t$ ), éste se define como el cociente entre la potencia máxima del periodo tarifario y la potencia máxima del sistema, según se expone en la tabla 47.

Por lo tanto, para cada periodo se tiene lo siguiente:

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

Tabla 47. Cálculo de los coeficientes de ponderación por potencia y grupo tarifario [48].

Como la potencia máxima demandada por cada periodo es un dato desconocido para el año 2010, se utiliza los coeficientes ( $K_{bj}^t$ ) de [49], mostrados en la tabla 48.

Coeficientes de ponderación de potencias por grupo y periodos tarifarios ( $K_b$ )						
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

Tabla 48. Coeficientes de ponderación por potencia y grupo tarifario [49].

Este coeficiente ( $K_{bj}^t$ ), refleja la distancia existente entre la potencia máxima demandada de un periodo cualquiera respecto a la máxima demanda del sistema, a través de la monótona de carga del sistema. Así, cuanto menor es la distancia, caso que ocurre en el periodo tarifario uno, mayor es el coeficiente de ponderación.

La segunda variable a utilizar es la potencia equivalente por grupo tarifario ( $P_e^t$ ). Ésta, se define como la combinación de la potencia contratada en cada periodo tarifario, ponderada en función de la importancia de cada bloque horario respecto a la potencia punta del sistema, según se recoge en (8).

$$P_e^t = \sum_{j=1}^N K_{bj}^t \cdot P_{cj}^t \quad (8)$$

Siendo:

t: grupo tarifario correspondiente.

j: periodo tarifario.

N: 1,2,3 ó 6 dependiendo del grupo tarifario.

$K_{bj}^t$ : coeficiente de ponderación de potencia por grupo y periodo tarifario.

$P_{cj}^t$ : potencia contratada por grupo y periodo tarifario, en kW.

A partir de los datos de potencia contratada por grupo y periodo tarifario publicados en [33], se calculan las potencias equivalentes por grupo tarifario mediante la expresión (8), y se presentan en la tabla 49.

Potencia equivalente ( $P_e^t$ ) kW		
NT0	2.XA	112.940.876,00
	2.XDHA	7.871.906,000
	3.0A	27.235.337,658
NT1	3.1A	8.600.794,212
	6.1A	15.696.317,606
NT2	6.2A	3.725.603,204
NT3	6.3A	2.076.609,310
NT4	6.4A	4.398.481,529

Tabla 49. Potencia equivalente por grupo tarifario [48] [33] [57].

Obtenida la potencia equivalente por grupo tarifario ( $P_e^t$ ), se calcula el coste unitario por kW de potencia equivalente ( $C^t$ ) a satisfacer por los usuarios de cada grupo tarifario, como el cociente entre el coste de uso por grupo tarifario ( $C_{TD}^t$ ), y su respectiva potencia equivalente.



Para hallar el coste unitario por potencia equivalente se utiliza la expresión (9):

$$C^t = C_{TD}^t / P_e^t \quad (9)$$

Siendo:

$t$ : grupo tarifario.

$C^t$ : coste unitario por potencia equivalente y grupo tarifario.

$C_{TD}^t$ : coste unitario por potencia de uso y grupo tarifario (tabla 46).

$P_e^t$ : potencia equivalente por grupo tarifario (tabla 49).

Utilizando (9), el resultado del coste unitario por potencia equivalente ( $C^t$ ), se expone en la tabla 50:

		( $C^t$ ) c€/kW
Nt0	2.XA	2.625,007
	2.XDHA	4.184,650
	3.0A	4.172,779
Nt1	3.1A	4.422,907
	6.1A	6.971,392
Nt2	6.2A	6.995,059
Nt3	6.3A	4.329,040
Nt4	6.4A	2.644,292

Tabla 50. Coste unitario por potencia equivalente y grupo tarifario [48] [57].

Para concluir, la asignación final de los costes de redes entre los distintos periodos tarifarios se realiza en función del coste unitario por potencia equivalente ( $C^t$ ), de la potencia contratada y del coeficiente de discriminación por grupo y periodo tarifario [48]. Para ello se utiliza la siguiente expresión (10):

$$C^t \cdot Kb_j^t \cdot P_{cj}^t \quad (10)$$

Siendo:

$C^t$ : coste unitario por potencia equivalente y grupo tarifario “t” (tabla 50).

$Kb_j^t$ : coeficiente de discriminación por periodo “j” y grupo tarifario “t” (tabla 48).

$P_{cj}^t$ : potencia contratada por periodo “j” y grupo tarifario “t”.

Por lo tanto aplicando (10), la asignación total de costes de transporte y distribución sobre los distintos grupos y periodos tarifarios se expone en la tabla 51 (millones de €).

	Periodo1	Periodo2	Periodo3	Periodo4	Periodo5	Periodo6	Total millones €
2.XA	2.964,706						2.964,706
2.XDHA	207,529	121,882					329,412
3.0A	478,680	373,164	284,627				1.136,471
3.1A	157,316	124,658	98,432				380,405
6.1A	216,505	182,434	176,424	173,832	169,011	176,046	1.094,252
6.2A	51,471	43,704	41,919	41,434	40,245	41,835	260,608
6.3A	15,371	15,383	14,799	15,052	14,619	14,674	89,897
6.4A	20,828	19,152	19,236	19,239	18,645	19,208	116,309
<b>Total AT+BT</b>							<b>6.372,059</b>

Tabla 51. Asignación total de costes de transporte y distribución por grupo y periodo tarifario [48] [57].

## 6.2.2 Costes de diversificación y costes permanentes

Los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, y costes permanentes, para el año 2010, son los expuestos en la tabla 52 y 53 respectivamente [33].

<b>Costes de DySA millones €</b>	<b>100,352</b>
Moratoria nuclear	100,228
2º P.ciclo combustible	0,124

Tabla 52. Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento 2010 [33] [57].

<b>Costes permanentes millones €</b>	<b>1.025,318</b>
Compensación SIEI	897,24
OS	38,267
CNE	22,892
PVElcogas	66,919

Tabla 53. Costes permanentes 2010 [33] [57].

La asignación de estos costes se realiza aplicando un porcentaje uniforme sobre la asignación de los costes de las redes de transporte y distribución, debido a su similitud con la liquidación de dichos costes. Este criterio se debe a que la asignación de estos a través de un porcentaje uniforme sobre todos los grupos tarifarios, independientemente de que el consumidor esté en el mercado o acogido a tarifa de último recurso, garantiza la recuperación de dichos costes [48].

Dicho porcentaje se calcula como el coste que supone estos conceptos sobre el coste total de redes. Se observa en la tabla 54, el coste total de transporte y distribución (TyD), el coste total de diversificación y permanentes (DyP), y el porcentaje que suponen estos sobre aquellos.

Costes TyD millones €	6.372,059
Total DyP Millones €	1.125,67
%Costes DyPsobre/TyD	17,67
Porcentaje a aplicar	17,67

Tabla 54. Porcentaje a aplicar sobre el coste de transporte y distribución [33] [57].

Partiendo de la asignación de costes de las redes realizada en el apartado anterior, se aplica un 17,67% sobre los costes de transporte y distribución asignados a cada periodo y grupo tarifario (tabla 51); resultando la asignación presentada en la tabla 55.

	Periodo1	Periodo2	Periodo3	Periodo4	Periodo5	Periodo6	Total Millones €
2.XA	523,737						523,737
2.XDHA	36,662	21,531					58,193
3.0A	84,562	65,922	50,281				200,766
3.1A	27,791	22,022	17,389				67,201
6.1A	38,247	32,228	31,167	30,709	29,857	31,100	193,307
6.2A	9,093	7,721	7,405	7,320	7,109	7,390	46,038
6.3A	2,715	2,717	2,614	2,659	2,583	2,592	15,881
6.4A	3,679	3,383	3,398	3,399	3,294	3,393	20,547
Total AT+BT							1.125,670

Tabla 55. Asignación total de costes de diversificación y permanentes por grupo y periodo tarifario. [48][57].

### 6.2.3 Prima régimen especial, déficit, e interrumpibilidad

Los costes provenientes de las primas del régimen especial, el déficit tarifario y de la gestión de la demanda de la interrumpibilidad, son catalogados como costes hundidos [48] [49], esto es, se caracterizan porque su magnitud no depende del mayor o menor uso de la red. Para el año 2010 estos costes ascienden a 8.182,027 millones de € [33], representando aproximadamente el 51,575% sobre el total de costes de acceso.

Por lo tanto, su asignación de forma proporcional (costes permanentes y de diversificación), no es eficiente [48], ya que este método para cargar a todos los consumidores puede ocasionar efectos negativos sobre el consumo de aquellos que sean más elásticos al precio.

Considerando este aspecto, se propone una asignación que sea proporcional a la inversa de la elasticidad de la demanda [48]. Este criterio, se basa en distorsionar lo menos posible el consumo global, de forma que aquellos suministros más sensibles a los cambios en los precios (su demanda eléctrica es más elástica al precio) se les asigna un pago menor y, al contrario, aquellos menos sensibles se les asigne un pago mayor [48].

El problema de este método, es conocer la elasticidad de la demanda de cada consumidor, por lo que se propone la aproximación de la elasticidad por el coeficiente de simultaneidad en el periodo de punta [48]. Este argumento se justifica en que los consumidores más elásticos al precio, mantienen relaciones más elevadas entre la energía demandada y la potencia contratada en el periodo de punta (coeficiente de simultaneidad en punta).

De esta forma, estos coeficientes de simultaneidad son bien conocidos tanto por la CNE y por el regulador, mostrándose estos en la tabla 56.

**Coefficientes de simultaneidad en punta por grupo tarifario utilizados en la asignación**

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

Tabla 56. Coeficientes de simultaneidad en punta por grupo tarifario [48].

Sin embargo, cabe destacar que la inversa de dichos coeficientes no es el porcentaje a aplicar directamente sobre el coste de red, sino la relación existente entre los porcentajes a aplicar a cada grupo tarifario [48].

Por lo tanto, y al ser desconocido el método utilizado por la CNE en la asignación de dichos costes, se propone el siguiente procedimiento de asignación, que se detalla a continuación.

Se realiza la inversa al coeficiente de simultaneidad en punta, obteniendo lo que se muestra en la tabla 57.

		1/coef.
NT0	2.XA	6,289
	2.XDHA	5,181
	3.0A	3,623
NT1	3.1A	2,801
	6.1A	2,188
NT2	6.2A	1,504
NT3	6.3A	0,984
NT4	6.4A	0,984

Tabla 57. Inversa del coeficiente de simultaneidad en punta por grupo tarifario [48] [57].

Esta inversa del coeficiente muestra la relación existente entre los grupos tarifarios [48]. Por lo tanto, la asignación total por grupo tarifario de estos costes será igual al sumatorio del producto del coste de red de cada grupo tarifario y el porcentaje correspondiente, según se detalla a continuación (11).

$$R_t = \sum_{i=1}^8 R^t_i \cdot p^t \quad (11)$$

Siendo:

$R_t$ : coste total de prima régimen especial, déficit e interrumpibilidad, 8.182,027 millones de €.

$R^t_i$ : retribución total de coste de red para cada grupo tarifario “t”, presentada en la tabla 51.

$P^t$ : porcentaje a aplicar sobre cada grupo tarifario “t”.

Conocidos los costes de redes asignados a cada grupo tarifario (tabla 51), y la relación existente entre los porcentajes a aplicar (tabla 57), utilizando (11) se obtienen los porcentajes de la tabla 58.

		% s/TyD
NT0	2.XA	180,40%
	2.XDHA	148,62%
	3.0A	103,93%
NT1	3.1A	80,35%
	6.1A	62,76%
NT2	6.2A	43,13%
NT3	6.3A	28,23%
NT4	6.4A	28,23%

Tabla 58. Porcentaje a aplicar sobre costes de transporte y distribución [57].

Estos porcentajes (tabla 58), utilizados directamente sobre el reparto de costes de redes por periodo y grupo tarifario (tabla 51), arrojan los resultados que se muestran en la tabla 59.

	Periodo1	Periodo2	Periodo3	Periodo4	Periodo5	Periodo6	Total Millones €
2.XA	5.348,306						5.348,306
2.XDHA	308,428	181,140					489,569
3.0A	497,471	387,813	295,800				1.181,084
3.1A	126,397	100,158	79,086				305,640
6.1A	135,889	114,504	110,732	109,105	106,079	110,495	686,804
6.2A	22,201	18,851	18,081	17,872	17,359	18,045	112,408
6.3A	4,340	4,343	4,178	4,249	4,127	4,143	25,380
6.4A	5,880	5,407	5,431	5,432	5,264	5,423	32,836
<b>Total AT+BT</b>							<b>8.182,027</b>

Tabla 59. Asignación de costes prima régimen especial, interrumpibilidad y déficit por grupo y periodo tarifario [57].

### 6.2.4 Costes de gestión comercial

Los costes de gestión comercial para el año 2010 son los expuestos en la tabla 60.

<b>Costes G.C Millones €</b>	226,951
------------------------------	---------

Tabla 60. Costes de gestión comercial 2010 [33] [57].

Estos costes se asignan como un coste por cliente [48], de forma que se calcula como el cociente entre el número de clientes total y el coste de gestión comercial.

Así, se presenta en la tabla 61, el número total de clientes y el coste total de la gestión comercial por grupo tarifario, y el importe a satisfacer por cliente.

		Nº Clientes	Coste €
NT0	2.XA	26.329.993	208.950.814,967
	2.XDHA	1.416.887	11.244.199,471
	3.0A	746.404	5.923.348,483
NT1	3.1A	86.206	684.117,689
	6.1A	16.660	132.211,223
NT2	6.2A	1.422	11.284,775
NT3	6.3A	330	2.618,830
NT4	6.4A	303	2.404,562
	<b>Total</b>	<b>28.598.205</b>	<b>226.951.000</b>

<b>Costes G.C €/Cliente</b>	7,936
-----------------------------	-------

Tabla 61. Número de clientes, coste total de gestión comercial y coste por cliente [33] [48] [57].

Finalmente se asignan sobre los distintos periodos de los grupos tarifarios, aplicando sobre el coste de gestión comercial por grupo tarifario, el correspondiente coeficiente de ponderación por grupo y periodo tarifario ( $K_{bj}^t$ ), detallándose en la tabla 62.

	Periodo1	Periodo2	Periodo3	Periodo4	Periodo5	Periodo6	Total Millones €
2.XA	208,9508						208,9508
2.XDHA	7,0838	4,1604					11,2442
3.0A	2,5174	1,9310	1,4749				5,9233
3.1A	0,2908	0,2230	0,1703				0,6841
6.1A	0,0278	0,0226	0,0214	0,0209	0,0202	0,0192	0,1321
6.2A	0,0024	0,0019	0,0018	0,0018	0,0017	0,0016	0,0113
6.3A	0,0005	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0026
6.4A	0,0005	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0003	0,0024
<b>Total AT+BT</b>							<b>226,951</b>

Tabla 62. Asignación de costes de gestión comercial por grupo y periodo tarifario [48] [57].

### 6.2.5 Asignación total de costes

De forma agregada, y sumando cada uno de los cuatro conceptos de costes tratados en los apartados anteriores, se presenta en la tabla 63, los costes de acceso imputables a cada periodo y grupo tarifario para el año 2010.

	Periodo1	Periodo2	Periodo3	Periodo4	Periodo5	Periodo6	Total Millones €
2.XA	9.045,699						9.045,699
2.XDHA	559,703	328,714					888,418
3.0A	1.063,231	828,830	632,184				2.524,244
3.1A	311,794	247,060	195,076				753,930
6.1A	390,668	329,189	318,344	313,666	304,967	317,660	1.974,495
6.2A	82,768	70,277	67,407	66,628	64,715	67,272	419,066
6.3A	22,426	22,443	21,592	21,961	21,329	21,410	131,160
6.4A	30,389	27,943	28,065	28,070	27,203	28,025	169,694
<b>Total AT+BT</b>							<b>15.906,707</b>

Tabla 63. Asignación total de costes año 2010 por grupo y periodo tarifario [48] [57].

## CAPÍTULO 7. MANUAL DE USUARIO DE LA HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN DE TARIFAS DE ACCESO

Explicado el procedimiento y método para imputar los costes de acceso sobre los distintos grupos y periodos tarifarios, se elabora la siguiente guía con el objetivo de dirigir al usuario de la herramienta, que facilitará realizar propuestas a futuro de los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso.

De esta forma los capítulos seis y siete del presente PFC siguen un curso paralelo, ya que en el primero puede seguirse el método de asignación de costes entre los distintos suministros, y gracias al segundo, el usuario es capaz de seguir dicho método e introducir todas las variables de entrada necesarias para el método de asignación de costes.

El usuario de la guía, debe seguir metódicamente la siguiente, a fin de poder realizar de forma correcta la estimación de dichos términos. Por lo tanto, es imprescindible introducir las variables solicitadas con las unidades que se detallan. Los apartados mostrados a continuación se denominan de la misma forma y en el mismo orden en que se encuentran en la herramienta, para facilitar el uso de ésta. Los datos a introducir se piden en ocasiones en kWh, esto se debe a que la CNE en sus informes utiliza esta unidad en vez de utilizar otras más técnicas, como pudiera ser el GWh.

Por lo tanto, para realizar propuestas a futuro, es recomendable seguir ambos capítulos a la vez.

### 7.1 Hoja costes

En esta hoja se distinguen los costes de acceso para el año 2010. Para años posteriores basta con ingresar los costes de acceso (en millones de euros), entre las distintas partidas que se contemplan en la tabla 64.

COSTES DE ACCESO 2010	MILLONES €
TRANSPORTE	1.397,104
DISTRIBUCIÓN	4.974,955
GESTIÓN COMERCIAL	226,951
INTERRUMPIBILIDAD	450,000
DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD	100,352
PRIMA DEL RÉGIMEN ESPECIAL	5.888,099
PERMANENTES	1.025,318
DÉFICIT ACTIVIDADES REGULADAS	1.843,928
TOTAL	15.906,707

Tabla 64. Escandallo de costes de acceso año 2010 [33] [57].

Introducidos estos costes en sus celdas correspondientes, la herramienta los adjudica automáticamente en las correspondientes hojas de asignación.



## 7.2 Hoja estimaciones

En este apartado se ingresan los datos del balance de energía del último año conocido. De esta forma, se podrá calcular posteriormente los coeficientes de ponderación del uso de la red. En el capítulo anterior, para el cálculo de la asignación de costes del año 2010, se utilizó el balance energético del año 2005. Sin embargo, si el usuario dispone de datos más recientes, este balance energético puede ser introducido pinchando en el botón “Datos”, presentado en la figura 17.



Figura 17. Botón “Datos” [57].

Presionado dicho botón se despliega el cuadro de diálogo de la figura 18.

A dialog box with a blue title bar containing the text "INGRESAR DATOS DEL BALANCE ENERGÉTICO CONOCIDO" and a red close button. Below the title bar are five tabs labeled "NT4", "NT3", "NT2", "NT1", and "NT0". The main area contains five input fields: "GENERACIÓN kwh" (with a vertical cursor), "PÉRDIDAS kwh", "w43 kwh", "w42 kwh", and "w41 kwh". At the bottom are two buttons: "ACEPTAR" and "CERRAR".

Figura 18. Cuadro de diálogo para ingresar balance energético [57].

En el cuadro de diálogo de la figura 18, se introducen los datos del balance energético conocido (generación, pérdidas y flujos de energía a niveles inferiores), para los cinco niveles de tensión. Se observa también cómo el cuadro dispone de dos botones, “ACEPTAR” y “CERRAR”. Estos botones se han dispuesto en todos los cuadros de diálogo de la herramienta, siendo su funcionamiento idéntico y detallado a continuación.

El botón “ACEPTAR”, se utiliza una vez que el usuario ha introducido todos los datos solicitados en el cuadro, de forma que automáticamente al cerrarse éste, se asignan en las correspondientes celdas de la hoja Excel.

Es muy importante introducir todos los datos antes de pulsar “ACEPTAR”, ya que si alguno de los cuadros de texto queda en blanco, es interpretado por la herramienta como el número cero.

Si por el contrario el usuario pulsa el botón “CERRAR”, el cuadro de diálogo se cierra sin modificar ninguna celda.

Introducido el balance energético anual del último año conocido, la herramienta calcula automáticamente los coeficientes de ponderación del uso de la red (tabla 34).

### 7.3 Hoja potencia diseño

Realizado el balance energético anual, se ingresan las variables de potencia máxima del sistema y el porcentaje de participación en la punta de cada grupo tarifario.

Para la primera de ellas (la potencia máxima del sistema) basta con introducir el dato directamente en la celda “C2”.

Para la segunda (el porcentaje de participación en la punta) se pincha en el botón “Datos potencia” de la figura 19.

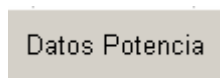


Figura 19. Botón “Datos potencia”. [57].

Desplegándose la ventana de la figura 20.

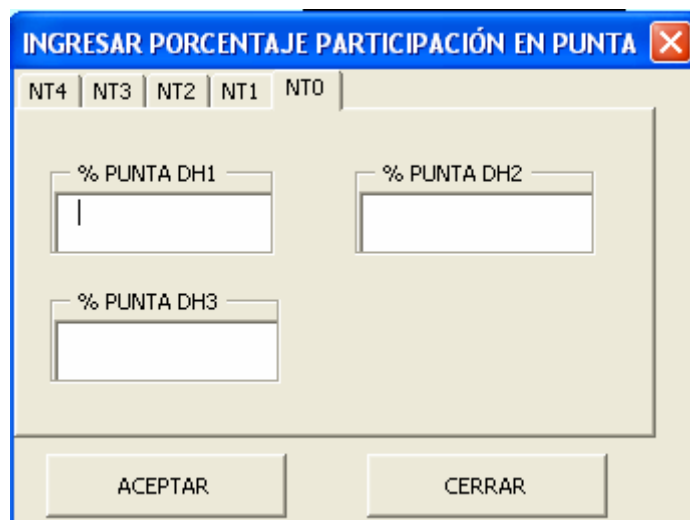


Figura 20. Cuadro de diálogo para ingresar los porcentajes de participación en la punta [57].

En este cuadro, se ingresa para cada nivel de tensión, el porcentaje de participación en la punta de cada grupo tarifario.

De esta forma, la herramienta calcula automáticamente la potencia de participación en la punta ( $P_i$ , tabla 37) y la potencia de diseño del sistema ( $P_{di}$ , tabla 38).

#### 7.4 Hoja asignación costes TyD

Asignada la participación en la punta ( $P_i$ ), es necesario conocer el porcentaje de reparto ( $Z_i$ ), de las partidas de costes de redes entre los distintos niveles de tensión. Para ello, se utiliza el botón “Reparto” de la figura 21.



Figura 21. Botón “Reparto” [57].

De esta forma, en el cuadro de diálogo de la figura 22, se introducen los porcentajes de reparto de la retribución de la distribución entre los distintos niveles de tensión.

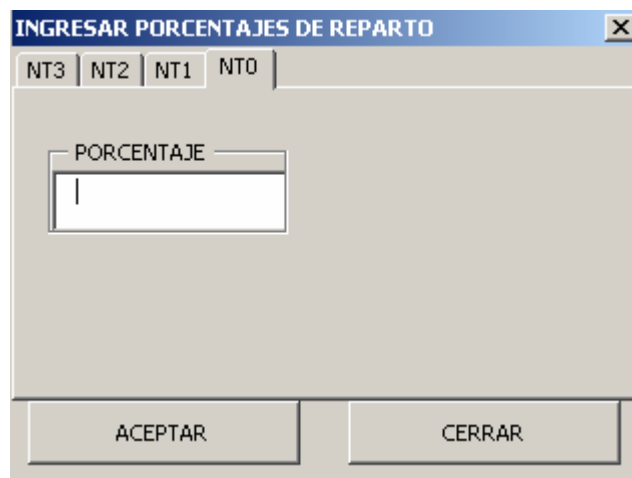


Figura 22. Cuadro de diálogo para ingresar los porcentajes reparto de la retribución de la distribución [57].

Asignados los valores pedidos por la ventana emergente, la herramienta calcula el coste unitario por potencia de diseño ( $C_{ui}$ ) y el coste unitario por potencia de uso ( $C_{TDi}$ ).

### 7.5 Hoja asignación costes TyD periodos

En este apartado se hallan los costes de transporte y distribución imputables a cada grupo y periodo tarifario. Para ello es necesario calcular la potencia equivalente, la cual depende de la potencia contratada por grupo y periodo tarifario y del coeficiente de ponderación de potencia por grupo y periodo tarifario ( $K_b$ ). Para la potencia contratada se presiona en el botón de la figura 23.

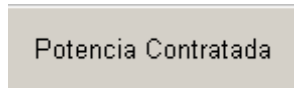


Figura 23. Botón “Potencia Contratada” [57].

Al desplegarse la ventana emergente de la figura 24, se introduce la potencia contratada en cada periodo de cada grupo tarifario.

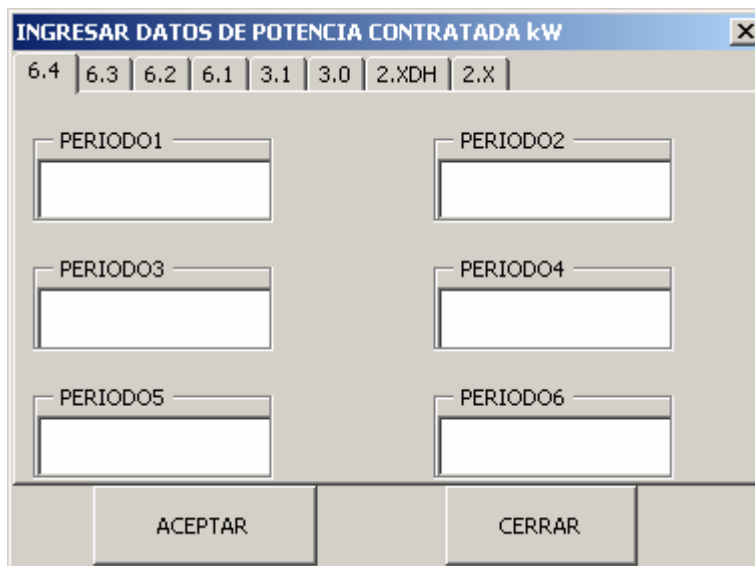


Figura 24. Cuadro de diálogo para ingresar la potencia contratada por grupo y periodo tarifario [57].

Introducida la potencia contratada, se ingresan los coeficientes ( $K_b$ ) presionando en el botón de la figura 25.

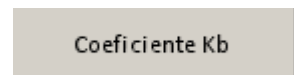


Figura 25. Botón “Coeficiente Kb” [57].

Al emerger el cuadro de la figura 26 se introducen los coeficientes ( $K_b$ ) por grupo y periodo tarifario según se indica.

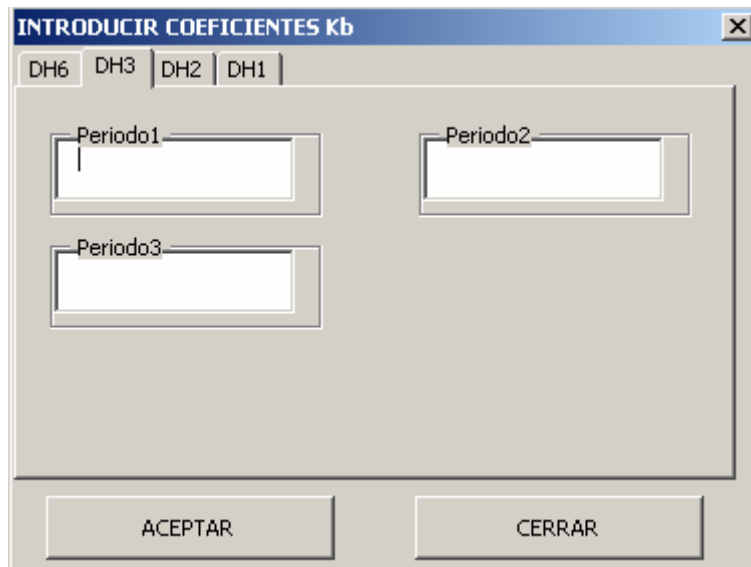


Figura 26. Cuadro de diálogo para ingresar el coeficiente  $K_b$  [57].

Una vez insertado los datos de potencia contratada, el cálculo del coste unitario por potencia equivalente ( $C^l$ ), y la asignación total de los costes de redes entre los distintos grupos y periodos tarifarios se realiza automáticamente.

## 7.6 Hoja asignación PyD

En esta hoja de la herramienta, se calcula el coste de diversificación y seguridad de abastecimiento y los costes permanentes a imputar a los distintos grupos y periodos tarifarios. Sin embargo, no es necesario introducir variable alguna, basta con los costes totales de acceso introducidos en el apartado 7.1.

La herramienta calculará automáticamente el porcentaje (que suponen los costes de diversificación y permanentes sobre los costes de redes) y lo aplicará sobre el coste de red, mostrándose en esta hoja Excel.

## 7.7 Hoja asignación G.C

En este apartado se reparte el coste proveniente de la gestión comercial a los clientes, para ello, se presiona en el botón de la figura 27.

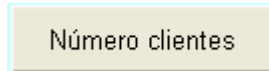


Figura 27. Botón "Número clientes" [57].

Al aparecer la ventana de la figura 28, se introduce la cantidad de clientes por grupo tarifario.

Una ventana de diálogo con un título azul que dice "INGRESAR NÚMERO DE CLIENTES". En la parte superior hay una barra de pestañas con las opciones "NT4", "NT3", "NT2", "NT1" y "NT0". El cuerpo de la ventana contiene tres campos de entrada de texto etiquetados como "CLIENTES DH1", "CLIENTES DH2" y "CLIENTES DH3". El campo "CLIENTES DH1" contiene el número "1". En la parte inferior de la ventana hay dos botones: "ACEPTAR" a la izquierda y "CERRAR" a la derecha.

Figura 28. Cuadro de diálogo para ingresar número de clientes por grupo tarifario [57].

Del mismo modo que ocurría en el apartado anterior, el importe del coste imputable a cada grupo tarifario, no es necesario modificarlo, pues está vinculado a la hoja del apartado 7.1. Introducido el número de clientes, la herramienta calcula el coste por cliente y lo asigna al grupo y periodo tarifario.

## 7.8 Hoja asignación prima y déficit

Aquí se reparten los costes del servicio de interrumpibilidad, prima del régimen especial y el déficit tarifario. Como ya fue explicado, estos costes son catalogados de manera hundida, por lo tanto es necesario calcular el porcentaje a aplicar sobre el coste de transporte y distribución asignado a cada grupo tarifario.

Para calcular dicho porcentaje, se utiliza el coeficiente de simultaneidad en punta. Al ser éste susceptible de posteriores modificaciones por la CNE, se incluye el botón de la figura 29 para modificarlo.

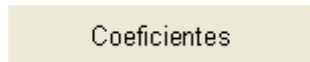


Figura 29. Botón “Coeficientes” [57].

Al emerger la ventana de la figura 30, el usuario puede introducir el coeficiente de simultaneidad en punta para cada grupo tarifario.

A dialog box window titled 'INGRESAR COEFICIENTES SIMULTANEIDAD PUNTA'. It features a tabbed interface with tabs for 'NT4', 'NT3', 'NT2', 'NT1', and 'NT0'. The 'NT0' tab is currently selected. Inside the dialog, there are three input fields: 'COEFICIENTE DH1', 'COEFICIENTE DH2', and 'COEFICIENTE DH3'. At the bottom, there are two buttons: 'ACEPTAR' and 'CERRAR'.

Figura 30. Cuadro de diálogo para ingresar el coeficiente de simultaneidad en la punta [57].

Una vez ingresado dicho coeficiente, la herramienta realiza la inversa de éste (tabla 57), y el porcentaje a aplicar sobre el coste de red (tabla 58). Posteriormente efectúa la asignación por grupo y periodo tarifario.

### 7.9 Hoja asignación total

Una vez realizado el reparto de todos los costes de acceso para el año correspondiente, se presenta en esta hoja la asignación total proveniente de las distintas partidas de costes, y el porcentaje que supone cada una de ellas sobre el coste de redes.

## 7.10 Hoja estimación CNE

Realizada la asignación total de costes, es necesario conocer qué parte de esa asignación se recupera a través del término de potencia y del término de energía.

Para ello se parte de los informes de revisión de tarifa de acceso de la CNE, en los cuales publica los términos de potencia y energía obtenidos con su procedimiento. De este modo se puede conocer el porcentaje que supone la CNE para cada término.

Ingresado los datos de dichos términos en la herramienta, y con las estimaciones de potencia contratada y energía demandada (que se encuentran en dichos informes), se obtiene el coste total a recuperar vía término de potencia y energía. Obteniéndose el peso que supone cada uno de ellos sobre el coste de cada grupo tarifario.

Del mismo modo y como quiera que la mayoría de grupos tarifarios presentan discriminación horaria, se calcula la relación existente entre el término, tanto de potencia como de energía, del primer periodo y sobre el resto de periodos. Así, se puede establecer la relación existente entre los términos de cada periodo tarifario.

La razón por la cual es necesario introducir estas variables se fundamenta en conocer qué criterio utiliza la CNE para la asignación de costes vía término de potencia y energía.

El criterio utilizado por la CNE para calcular el peso que supone cada término respecto del total se fundamenta en la proximidad del coste [48]. En primer lugar se reparte el coste de transporte y distribución asociado al propio nivel de tensión sobre el término de potencia, y el resto de costes de red asociados a niveles de tensión superiores sobre el término de energía [48]. El resto de costes imputables se repercuten a través de aplicar los porcentajes obtenidos en el capítulo sexto sobre ambos términos [48].

Sin embargo, una vez introducidos las variables pedidas en este apartado (el 7.10), se puede comprobar cómo para las tarifas 6.2, 6.3 y 6.4 el peso del término de potencia supone un 70% y el término de energía un 30%.

Por lo tanto, para obtener estas relaciones es preciso introducir las variables de energía demandada, término de potencia y de energía de todos los grupos y periodos tarifarios que considera la CNE.

Para el caso de la energía demandada se utiliza el siguiente botón.

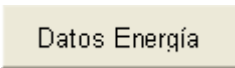
A rectangular button with a light beige background and a thin black border. The text "Datos Energía" is centered on the button in a black, sans-serif font.

Figura 31. Botón "Datos Energía" [57].



Desplegándose el cuadro de diálogo de la figura 32, en el cual se introduce la energía demandada para cada grupo y periodo tarifario.

Figura 32. Cuadro de diálogo para ingresar la estimación de energía demandada [57].

El usuario debe introducir en el cuadro de la figura 32, la energía demandada por periodo y grupo tarifario del año en que se realice la propuesta del término de potencia y de energía.

A continuación, se ingresa el término de potencia que calcula la CNE para el año de la propuesta, pinchando en el botón de la figura 33.

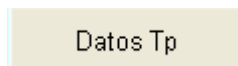


Figura 33. Botón "Datos Tp" [57].

Presionado dicho botón, se despliega el cuadro de diálogo de la figura 34, en el cual se ingresa el término de potencia calculado por la CNE para cada grupo y periodo tarifario.

The dialog box has a title bar with a close button. Below the title bar is a menu bar with the following items: 6.4, 6.3, 6.2, 6.1, 3.1, 3.0, 2.XDH, and 2.X. The main content area is divided into two columns. The left column contains three input fields labeled PERIODO1, PERIODO3, and PERIODO5. The right column contains three input fields labeled PERIODO2, PERIODO4, and PERIODO6. At the bottom of the dialog are two buttons: 'ACEPTAR' on the left and 'CERRAR' on the right.

Figura 34. Cuadro de diálogo para ingresar el Tp por periodo y grupo tarifario de la CNE [57].

Del mismo modo que se realiza con el término de potencia, se procede con el término de energía, es decir, se presiona el botón de la figura 35.

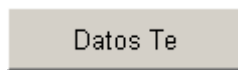


Figura 35. Botón "Datos Te" [57].

Pudiéndose ingresar dicho término que calcula la CNE, en la ventana emergente de la figura 36.

The dialog box has a title bar with a close button. Below the title bar is a menu bar with the following items: 6.4, 6.3, 6.2, 6.1, 3.1, 3.0, 2.XDH, and 2.X. The main content area contains three input fields. The first two are labeled PERIODO1 and PERIODO2, and the third is labeled PERIODO3. At the bottom of the dialog are two buttons: 'ACEPTAR' on the left and 'CERRAR' on the right.

Figura 36. Cuadro de diálogo para ingresar el Te por periodo y grupo tarifario de la CNE [57].

Una vez ingresadas estas tres variables, la herramienta calcula automáticamente el coste que se recupera a través del término de potencia y de energía para cada grupo tarifario, el porcentaje que supone cada uno de ellos sobre el coste de acceso en cada grupo tarifario, y la relación entre el término de potencia y de energía del primer periodo respecto del resto de periodos. Obteniendo así estas relaciones para realizar las propuestas a futuro.

En esta hoja de la herramienta, se puede apreciar lo expuesto en la introducción del capítulo, es decir, la CNE estima recuperar en el año 2010, 13.058 millones de € vía tarifa de acceso, recurriendo de esta forma a la figura del déficit ex ante.

Por consiguiente, en las dos hojas sucesivas – “CÁLCULO TpyTe SIN DÉFICIT” y “CÁLCULO TpyTe CON DÉFICIT”- se realizan los cálculos de los términos de potencia y energía de dos formas diferentes. La primera de ellas, sin recurrir a la figura del déficit ex ante, de forma que los peajes resultantes sean suficientes para cubrir el coste total de acceso.

En la segunda, sin embargo, se recurre también a dicha figura, pudiendo realizar la comparación con los datos que publica la CNE, para ello, se multiplica la asignación total de costes por grupo tarifario (tabla 63), por la relación existente entre el coste de acceso a recuperar por la CNE y el coste de acceso de 2010. De esta forma, la herramienta imputará sobre los distintos usuarios el mismo coste de acceso que considera la CNE. Este cálculo será realizado automáticamente por la herramienta una vez que el usuario haya ingresado las variables pedidas en este apartado.

No obstante, independientemente del método utilizado, el procedimiento en ambos, para el cálculo del término de potencia y energía es idéntico y se detalla a continuación.

### **Cálculo de Tp y Te por periodos horarios**

Obtenido el coste a recuperar, vía término de potencia y energía para cada grupo tarifario, y conocida la relación entre el término del primer periodo tarifario y del resto de periodos, se obtiene el término de potencia mediante la siguiente expresión (12).

$$CTp = \sum_{i=1}^n P_{ci} \cdot Tp_i \quad (12)$$

Siendo:

$CTp$ : coste a recuperar vía término de potencia en millones de € por grupo tarifario.

$P_{ci}$ : potencia contratada en el periodo “i” en kW.

$Tp_i$ : término de potencia del periodo “i” en €/kW y año

Del mismo modo se procede con el término de energía mediante la expresión (13).

$$CTe = \sum_{i=1}^n Ed_i \cdot Te_i \quad (13)$$

Siendo:

*CTe*: coste a recuperar vía término de energía en millones de € por grupo tarifario.

*Ed<sub>i</sub>*: energía demandada en periodo “i” en kWh.

*Te<sub>i</sub>*: término de energía del periodo “i” en €/kWh.

### 7.11 Gráficas

En las siguientes hojas de la herramienta (2.XA, 2.XDHA, 3.0A, 3.1A, 6.1A, 6.2A, 6.3A, 6.4A), se introducen automáticamente los datos de los términos de potencia y energía resultantes de los dos métodos propuestos y de la estimación que realiza la CNE, a fin de poder ser comparadas. A continuación, se detallan los resultados del término de potencia y energía para el año 2010 de: la estimación que realiza la CNE, la estimación de estos términos sin recurrir a la figura del déficit ex ante (SIN DÉFICIT) y recurriendo a dicha figura (CON DÉFICIT).

#### Tarifa 2.XA

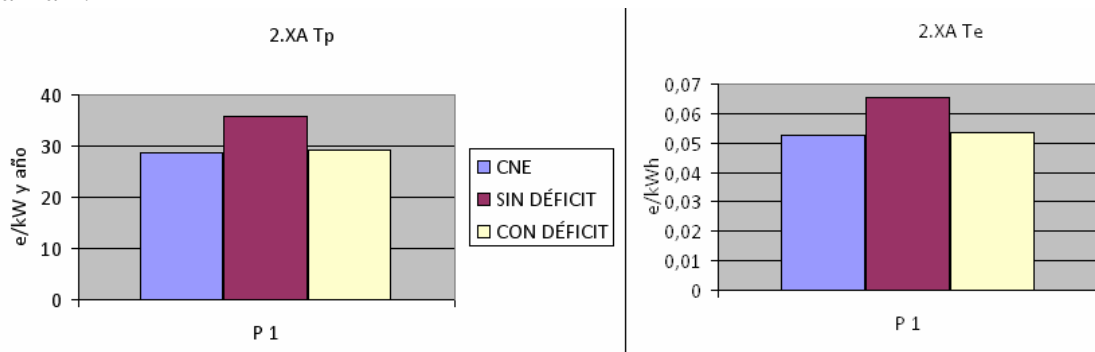


Figura 37. Comparación término de potencia y energía tarifa 2.XA [33] [57].

#### Tarifa 2.XDHA

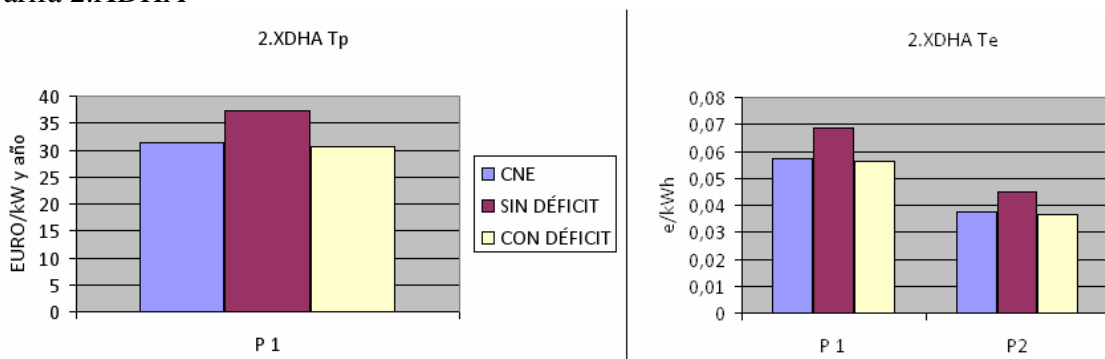


Figura 38. Comparación término de potencia y energía tarifa 2.XDHA [33] [57].

Tarifa 3.0A

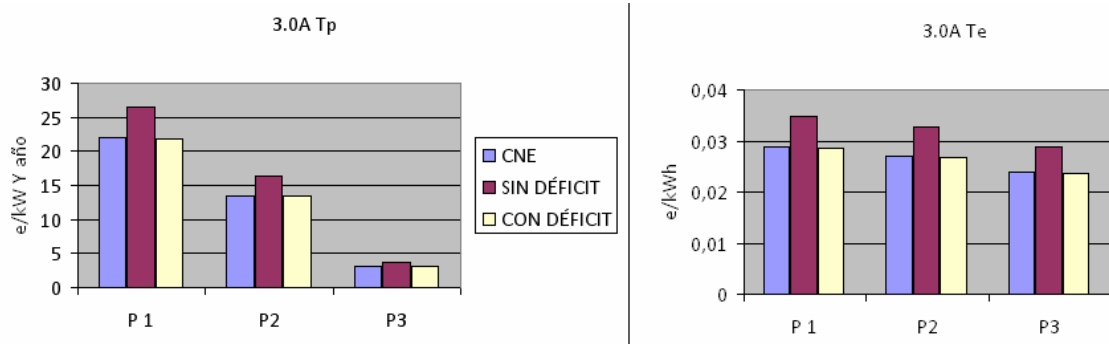


Figura 39. Comparación término de potencia y energía tarifa 3.0A [33] [57].

Tarifa 3.1A

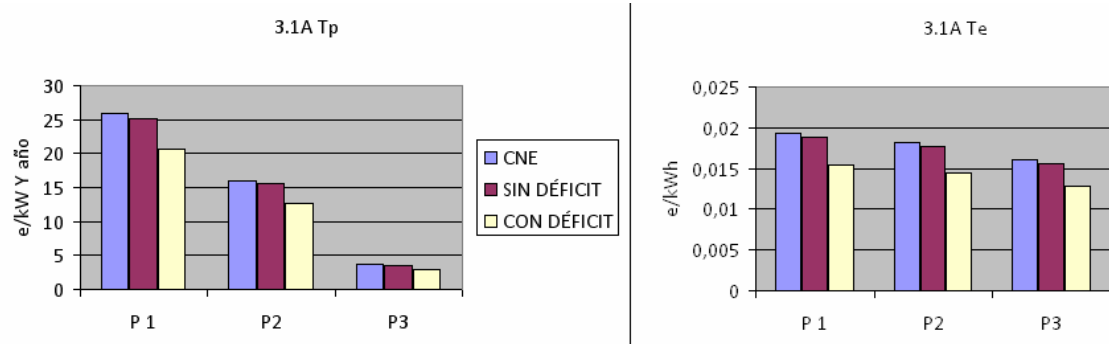


Figura 40. Comparación término de potencia y energía tarifa 3.1A [33] [57].

Tarifa 6.1A

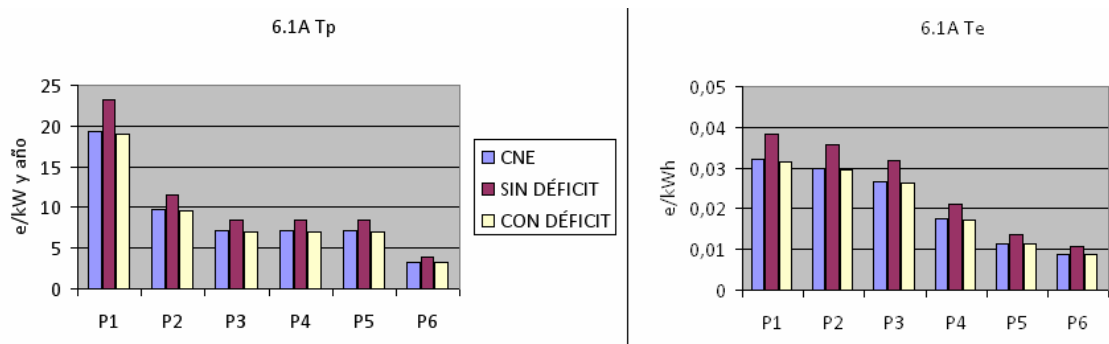


Figura 41. Comparación término de potencia y energía tarifa 6.1A [33] [57].

Tarifa 6.2A

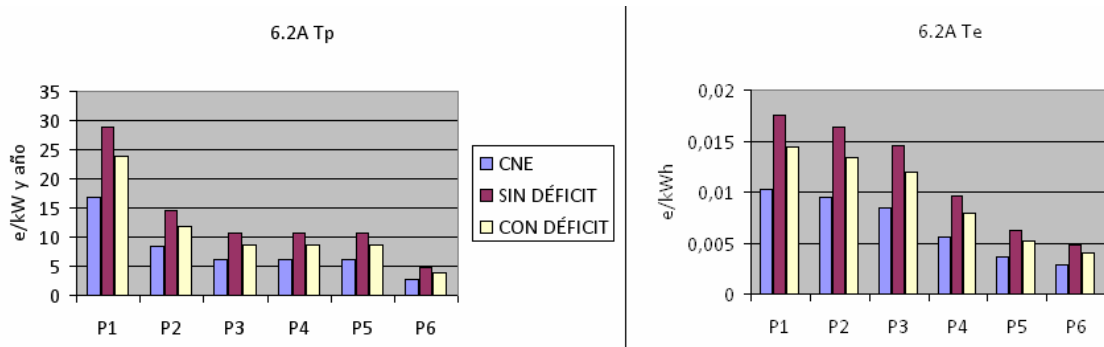


Figura 42. Comparación término de potencia y energía tarifa 6.2A [33] [57].

Tarifa 6.3A

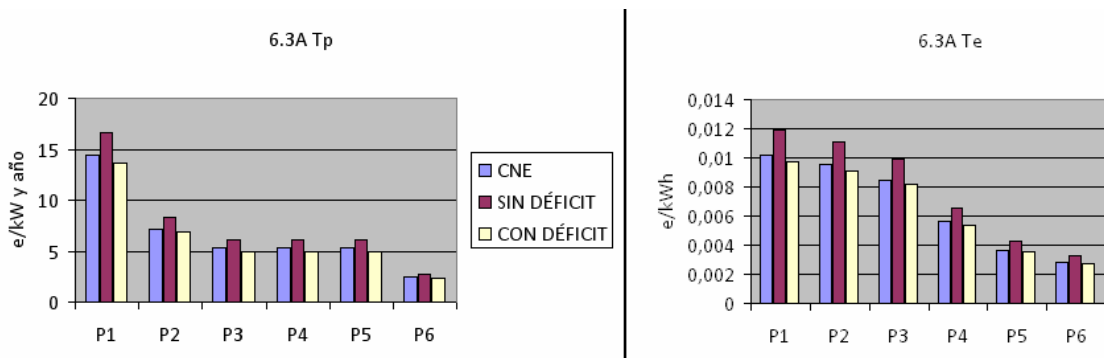


Figura 43. Comparación término de potencia y energía tarifa 6.3A [33] [57].

Tarifa 6.4A

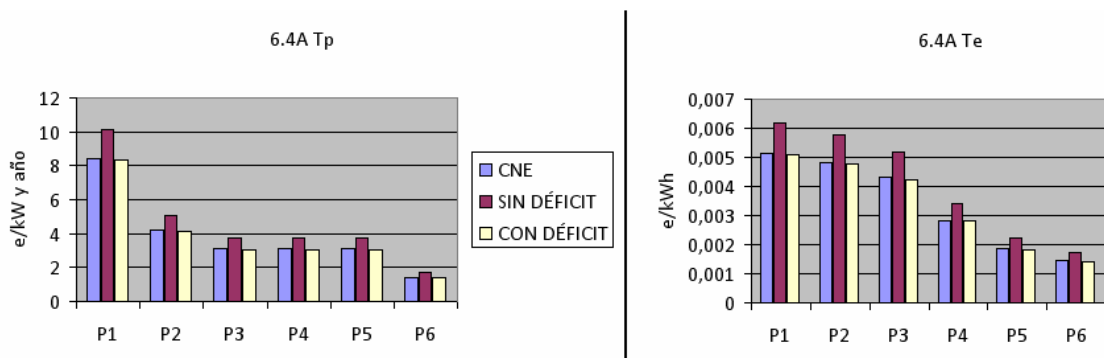


Figura 44. Comparación término de potencia y energía tarifa 6.4A [33] [57].

De las figuras adjuntas se extraen las siguientes conclusiones:

Los resultados obtenidos sin recurrir a la figura del déficit ex ante (SIN DÉFICIT) son muy superiores a las estimaciones que realiza la CNE para el año 2010. Al comparar la propuesta realizada recurriendo a dicha figura (CON DÉFICIT), con la propuesta de la CNE, se observa claramente como la mayoría de los términos de potencia y energía de todos los grupos tarifarios son prácticamente idénticos, excepto en las tarifas 3.1A y 6.2A.

En la primera (tarifa 3.1A, que se observa en la figura 40), los términos de la propuesta de la herramienta son inferiores a los de la propuesta de la CNE, mientras que en el caso de la segunda tarifa (tarifa 6.2A, que se observa en la figura 42), los términos de la propuesta de la herramienta son superiores a los calculados por la CNE.

Esta discrepancia es debida a que no se disponen las variables de entrada a la asignación de costes utilizadas por la CNE para el año 2010, usándose las publicadas en [50].

La razón por la que difieren los términos de estas tarifas, probablemente se deba a que los porcentajes utilizados de la participación en la punta y el porcentaje de reparto de la retribución de la distribución (utilizados en el apartado 6.2.1), son diferentes a los empleados por la CNE es sus estimaciones para el año 2010.

No obstante, la propuesta realizada por la herramienta es muy similar a la que efectúa la CNE. En la misma línea, puede verse en todas las figuras expuestas el precio real de acceso (SIN DÉFICIT), que deberían pagar los consumidores vía peajes de red, siempre y cuando se cumpliera con el principio de suficiencia tarifaria.

## **7.12. Conclusión**

Como ya se detalló en la introducción, gracias a la herramienta, se podrá realizar propuestas a futuro de los términos de potencia y energía de los distintos grupos tarifarios, pudiéndose comparar con los que publica la CNE de forma anual. Estos términos se adjudican equitativamente por grupo tarifario como un coste medio sobre la potencia contratada y energía demandada, de forma que este método de asignación favorece a aquellos consumidores que infrutilicen su suministro por debajo de la media.

Los resultados de las simulaciones realizadas con la herramienta desarrollada son muy similares a los obtenidos por la CNE; sin embargo y como se detalló anteriormente, el hecho de no conocer algunas de las variables que utiliza ésta, dificulta mucho que ambos resultados sean iguales.

Por otra parte y dado que de momento es legal el recurrir a la figura del déficit ex ante [37], se incluye las propuestas de dichos términos recurriendo a ésta.

Como quiera que a partir del año 2013 los peajes de red deban ser suficientes para cubrir los costes de acceso [37], la herramienta propuesta será realmente efectiva a partir de esa fecha. No obstante, con ésta, se podrá calcular el orden de magnitud en el que se encuentren dichos términos, pues será finalmente el regulador, quien calcule y publique los precios de acceso.



## **CAPÍTULO 8. RESUMEN, CONCLUSIÓN Y PROPUESTA**

### **8.1 Resumen**

En el capítulo tercero se pudo extraer la cantidad y disparidad de costes sufragados por la tarifa. Costes que como se pudo ver, no dependen en absoluto del uso de la red.

Sin embargo, gracias a la regulación española, estos son ineludibles para todos los consumidores de energía eléctrica. Este extremo se confirma en la LSE y en su desarrollo reglamentario, y en el RD por el que se regulan las tarifas de acceso.

No obstante, la elusión del principio de suficiencia tarifaria, provocó en el año 2000 la aparición del déficit tarifario.

La inclusión de estos costes (los costes no relacionados con las redes) en la tarifa, ha provocado la fuerte tendencia alcista que estos han tenido con el paso del tiempo y el agravamiento del déficit tarifario. Con el fin de mitigar este impacto, el Gobierno ha puesto distintas medidas sobre la mesa, entre las que cabe destacar, el hecho de que el productor comience a pagar por cada MWh vertido a la red. No obstante, y dado que es legal recurrir a la figura del déficit ex ante, el consumidor será realmente consciente del precio real del acceso a partir del año 2013.

En la misma línea, con el objetivo prioritario de disminuir los costes de acceso, se propone el traspaso de la prima del régimen especial a los PGE, ya que los beneficiados de ésta son todos los ciudadanos de España. Éste traspaso, sería gradualmente, pues traspasar esta cuantía (que supone aproximadamente 6.000 millones de €) puede hacer engrosar la deuda española.

Por estas razones, se propone un planteamiento más lógico, es decir, acotar los ingresos de aquellas tecnologías de régimen especial más maduras, como es el caso de la eólica. Éste planteamiento ya ha sido considerado por el Gobierno, ya que a partir del año 2011, la tecnología fotovoltaica, verá mermados sus ingresos en función de un máximo de horas producibles al año.

Éste sistema de apoyo a las tecnologías respetuosas del medio ambiente (vía peaje de red), no sólo se realiza en España, sino que en el capítulo quinto se puso de manifiesto que es una práctica habitual en Europa. Como pudo verse en este capítulo, las características tarifarias en Europa son muy dispares, así como los precios pagados por los usuarios de la red.

En este punto, cabe preguntarse el porqué se carga a la tarifa de acceso con costes no relacionados con las redes. La respuesta se encuentra en la conclusión llevada a cabo en el capítulo cuarto, es decir, la cualidad innata de “buena recaudadora” que tiene ésta, y que se otorga gracias a que la elusión de pagos por parte del consumidor al distribuidor puede llevar aparejado la interrupción del suministro.

En este mismo capítulo se estudió además la estructura tarifaria actual (31/12/2010), en la que se analizaron los distintos grupos y periodos tarifarios, y el peso que supone el peaje sobre el coste final de la energía, en el cual se vio como el peaje supone un alto porcentaje en todos los grupos tarifarios. Esto pone de manifiesto la necesidad de conocer por parte del consumidor el método de asignación de costes.

El análisis de los cuatro primeros capítulos se realizó con el simple motivo de introducir al usuario en la terminología tarifaria, y una vez entendidos las distintas partidas de costes incluidas en la tarifa y las características de ésta, éste puede comprender la herramienta informática desarrollada, núcleo del proyecto.

En el capítulo sexto se mostró el método empleado por la CNE, en la que se introdujo una fórmula de asignación de los costes hundidos (prima régimen especial, déficit y servicio de interrumpibilidad), acorde con las hipótesis establecidas por ésta para la asignación de dichos costes.

Realizada la asignación, se presentó en el capítulo séptimo los distintos botones de comandos dispuestos en la herramienta Excel, para facilitar al usuario de ésta el ingreso de las variables necesarias para el método de asignación. Pudiendo éste realizar propuestas a futuro de los términos de potencia y energía.

En este capítulo también se comprobó el método de asignación del coste total sobre el término de potencia y energía que realiza la CNE (proximidad de coste), sin embargo este criterio no parece lógico, pues hay tres tarifas (6.2, 6.3 y 6.4) que presentan idéntico reparto de costes entre dichos términos.

Por lo tanto, se recurrió a ingresar los términos calculados por la CNE para el año 2010, y así poder conocer el reparto de costes que realiza ésta sobre dichos términos. Estos términos no deberían volver a ingresarse hasta que la CNE modificara su método de asignación, hecho que se realizó en [49].

No obstante la herramienta desarrollada necesita de otra, con la cual se puedan realizar estimaciones de costes a futuro, y así trabajar ambas en paralelo para realizar las propuestas de los términos tarifarios.

## **8.2 Conclusión**

Este PFC se programó con tres objetivos.

El primero de ellos se analizó en los capítulos tercero y cuarto, en el que se mostró la gran cantidad de costes a sufragar por la tarifa de acceso, además de las tarifas vigentes en España.

En el capítulo cuarto se extrajo una de las conclusiones más relevantes, y que fundamentan el desarrollo de este PFC, es decir, el gran impacto que supone el acceso a las redes al consumidor de energía eléctrica. Siendo necesario realizar una herramienta, con la cual cualquier consumidor pueda calcular el precio de acceso a futuro y de esta forma pueda planificar el precio que éste supondrá sobre el precio de su suministro.

El segundo objetivo se estudió en el capítulo quinto, en el cual se pudo extraer que la tarifa de acceso es el medio común en Europa para sufragar los costes de redes, sin embargo también se manifestó el tratamiento tan dispar que se realiza en Europa de esta tarifa.

Por último, el objetivo principal del presente PFC, que fue realizado en el capítulo sexto, en el cual se desarrolló una herramienta informática con la que se puede realizar propuestas a futuro de los términos de potencia y energía. En ese capítulo se pudo ver como los resultados obtenidos eran muy parecidos a los publicados por la CNE para el año 2010, a excepción de la tarifa 3.1A y 6.2A.

Estas discrepancias fueron analizadas en dicho capítulo, en el que se extrajo que la ausencia de publicación de las variables utilizadas por la CNE en el año 2010, hace muy difícil que ambos resultados, tanto los obtenidos con la herramienta como los publicados por la CNE, sean idénticos.

Es por ello, que se concluye que la herramienta informática podrá arrojar como resultado un orden de magnitud similar al cálculo que realice la CNE.

Otra conclusión que se desprende de dicho capítulo, es que el coste total asignado a cada grupo tarifario se repercute de manera equitativa entre todos los consumidores (vía término de potencia y energía), perjudicando así a aquellos que realmente utilicen el sistema eléctrico, y al mismo tiempo favoreciendo a aquellos que infrutilicen el suyo por debajo de la media. Por este motivo se presentan en el siguiente apartado dos propuestas con el objetivo de mitigar este impacto.

Por último, el presente PFC me ha permitido sumergirme en un mundo, que aunque es público, es desconocido para la mayoría de consumidores eléctricos, pudiendo analizar la regulación existente en un campo tan extenso como es la tarifa de acceso eléctrica.

Además, este PFC me ha otorgado la posibilidad de realizar un trabajo, en el que para su consecución, he tenido que seguir las directrices marcadas por un tutor, similares a las que se me pueden plantear en un futuro próximo en cualquier empresa, y que he aprovechado para desarrollar mi capacidad de estudio, análisis y valoración de las situaciones que se iban planteando.

### 8.3 Propuestas

#### 8.3.A Utilización de infraestructuras y disponibilidad

El diseño tarifario adoptado en España permite recuperar los costes de acceso a las redes a través de los términos de potencia y de energía diseñados en la tarifa. No obstante, y como ya se analizó en el capítulo siete, este método de facturación equitativa por grupo tarifario, favorece a aquellos consumidores que no utilicen o infrutilicen sus puntos de suministro. Por lo tanto, aquellos consumidores que realmente utilicen el suyo, se harán cargo de un mayor coste de red que aquellos que no lo utilicen.

Con esta premisa, se propone un modelo de diseño tarifario en función del grado de utilización del sistema por grupo tarifario. Así, se plantea que el término de potencia refleje la disponibilidad del suministro y el término de energía refleje la utilización de éste, comparando la utilización a través de la potencia contratada y la realmente demandada durante el año (ratio de uso), según se refleja en la tabla 65.

	Energía MWh	P.Cont. MW	Pmedia MW	ratio uso	Ratio no uso
2.0A y 2.1A	76939708,971	112940,876	8783,072	0,078	0,922
2.0DH y 2.1DH	10938970,295	7871,906	1248,741	0,159	0,841
3.0A	39269344,511	26991,733	4482,802	0,166	0,834
3.1	21916341,907	8369,031	2501,866	0,299	0,701
6.1	51530167,936	14788,662	5882,439	0,398	0,602
6.2	15384672,843	3503,919	1756,241	0,501	0,499
6.3	7620854,077	1690,798	869,961	0,515	0,485
6.4	18484863,154	3750,826	2110,144	0,563	0,437

Tabla 65. Parámetros de las tarifas en 2010 [33] [57].

En la tabla 65 puede verse la estimación de la energía demandada y potencia contratada por grupo tarifario para el año 2010. A partir de la energía demandada por grupo tarifario se calcula la potencia media demandada anual, mediante la siguiente expresión, (14).

$$Pmd = Eda / 8760 \quad (14)$$

Siendo:

*Pmd*: potencia media demandada, en MW.

*Eda*: energía demandada anual, en MWh

En la misma tabla 65, se puede apreciar el ratio de uso por grupo tarifario, que refleja la relación entre la potencia media demanda y la potencia contratada (utilización del punto de suministro). De modo que el ratio de uso, manifiesta la utilización de la potencia contratada por cliente.

En esta tabla se identifica además el ratio de no uso, que evidencia la potencia no utilizada por grupo tarifario. Sin embargo, esta potencia no utilizada debe estar disponible en el caso en el que el consumidor quiera hacer uso de ella.

Así se puede plantear un nuevo criterio de reparto tarifario, de forma que el coste total por grupo tarifario se asigne proporcionalmente al ratio de no uso (disponibilidad) a través del término de potencia, y proporcionalmente al ratio de uso (utilización) mediante el término de energía resultando lo que se expone en la tabla 66.

	Coste total M€	Tp (1) M€	Te (1) M€	Tp (2) M€	Te (2) M€
2.XA	9.026,327	8.324,376	701,950	4.027,341	5.018,359
2.XDHA	891,346	749,949	141,396	294,372	594,045
3.0A	2.532,442	2.111,852	420,589	1.265,055	1.259,189
3.1A	755,795	529,855	225,940	376,963	376,968
6.1A	1.979,277	1.191,987	787,291	987,250	987,245
6.2A	420,019	209,496	210,523	293,349	125,717
6.3A	131,449	63,815	67,634	91,479	39,682
6.4A	170,053	74,384	95,668	118,951	50,743
<b>TotalAT+BT</b>	<b>15.906,707</b>	<b>13.255,715</b>	<b>2.650,992</b>	<b>7.454,760</b>	<b>8451,947</b>

Tabla 66. Asignación del término de potencia y energía por grupo tarifario [57].

- (1) Propuesta A.  
(2) Herramienta CNE.

En la tabla 66, se presenta la asignación total del coste de acceso por grupo tarifario (sin recurrir al déficit ex ante), el coste a recuperar vía término de potencia y energía resultante de la asignación propuesta (1), y el coste a recuperar por dichos términos resultante de la herramienta informática (2). Puede apreciarse claramente el mayor peso que ahora supone el término de potencia para los grupos tarifarios acogidos a los niveles de tensión cero y uno. Al contrario ocurre con los grupos tarifarios de los niveles de tensión dos, tres y cuatro.

Una vez establecido el coste a recuperar por cada término, basta calcular dichos términos para cada grupo tarifario con la herramienta desarrollada en el capítulo sexto y séptimo.

Para ver el efecto que produce esta propuesta en el consumidor final, se calculan los precios del término de potencia y energía para la tarifa 2.X, que se muestran en la tabla 67, y a continuación se compararán con los resultados obtenidos para estos términos con la herramienta informática.

Tarifa 2.X	Tp €/kW año	Te €/kWh año
Herramienta	35,5825	0,065084
Propuesta	73,7056	0,009123

Tabla 67. Términos de potencia y energía de la propuesta y herramienta informática [57].

Calculados dichos términos, se suponen tres consumidores acogidos a la tarifa 2.X con una potencia contratada de 4,4 kW. El primero con un consumo igual al ratio calculado para dicho grupo tarifario. El segundo con un consumo igual al doble del ratio, y el tercero con un consumo igual a la mitad del ratio.

De esta forma se presentan en las tablas 68 y 69, los consumidores propuestos, así como la potencia contratada, la energía anual consumida, y el coste a recuperar por término de potencia y de energía.

Consumidor	Pcont.kW	E.anual kWh	Tp €	Te €	Total €
Ratio	4,4	2.997,451	324,305	27,347	351,652
Ratio*2	4,4	5.994,902	324,305	54,694	379,000
Ratio/2	4,4	1.498,726	324,305	13,673	337,978

Tabla 68. Precios propuesta A [57].

Consumidor	Pcont.kW	E.anual kWh	Tp €	Te €	Total €
Ratio	4,4	2.997,451	156,563	195,089	351,652
Ratio*2	4,4	5.994,902	156,563	390,177	546,740
Ratio/2	4,4	1.498,726	156,563	97,544	254,107

Tabla 69. Precios herramienta [57].

De éstas se desprende que para aquellos consumidores que tengan el mismo ratio que el perfil de consumidores de la tarifa 2.X, la propuesta realizada es neutra, pues el coste total a pagar con cualquiera de los dos métodos es el mismo.

Sin embargo aquellos consumidores que utilicen su suministro por debajo del ratio medio de la tarifa 2.X pagarán más por el mismo consumo. Al contrario le ocurre a aquellos consumidores que utilicen el suministro por encima del ratio.

De la propuesta realizada se pueden extraer las siguientes conclusiones.

Con esta propuesta se repercute un mayor coste en aquellos consumidores que infrautilizan su suministro, es decir, aquellos que utilizan su potencia contratada por debajo de la media del grupo tarifario al que estén acogidos y sin embargo disfrutan de la disponibilidad del suministro.

Por otra parte, al recuperar un mayor coste vía término de potencia, esta propuesta tiene menos incertidumbre que la herramienta desarrollada. Ya que si existen desviaciones entre la estimación de la energía demandada y la real, el desvío producido entre la estimación del coste a recaudar y el efectivamente recaudado será mucho menor.

Esta propuesta como se ha podido comprobar pretende imputar un mayor coste al término de potencia a aquellos consumidores que infrautilicen su suministro. Sin embargo, se pueden exceptuar de dicho planteamiento a aquellos consumidores más desfavorecidos por sus características particulares, es decir, a los acogidos al bono social.

### **8.3.B Tarifa monómica**

La siguiente propuesta se fundamenta en uno de los diseños tarifarios propuestos por la CNE [48] y que fue descartado, debido a que el diseño elegido por ésta (proximidad de coste) que fue explicado en el apartado 7.10 del presente PFC, se aproximaba más al criterio de reparto utilizado hasta la fecha [48].

Este criterio de asignación por tarifa monómica, se fundamenta en imputar todo el coste asignado por grupo tarifario al término de potencia. Fue descartado por la CNE, pues suponía una ruptura radical con el método tradicional de facturación de las tarifas [48].

Por lo tanto, se propone comenzar aplicando la propuesta A, realizada anteriormente, y de una forma gradual converger hasta la presente, es decir, hasta terminar facturando a todos los consumidores de energía eléctrica a través del término de potencia.

Este diseño tarifario propuesto es más coherente con el objetivo de crear la tarifa de acceso, es decir, el consumidor se le imputa el coste total de acceso vía término de potencia y la energía demanda se le facture vía término de energía. De esta forma el consumidor si que es realmente consciente de la parte que proviene del coste de acceso y la parte imputable al coste de la energía.

Por otra parte, esta propuesta, que es continuista con la anterior, tiene las mismas ventajas que ésta, debido a que la facturación por potencia contratada es una variable más estable que la energía demandada, y así se puede cumplir eficazmente con el principio de suficiencia tarifaria.

## **ANEXO I. DEFINICIÓN CALENDARIO ELÉCTRICO**

### **Definición de temporadas eléctricas [40].**

Para la Península:

Temporada alta con punta de mañana y tarde: diciembre, enero y febrero.

Temporada media con punta de tarde: enero, febrero, mayo y octubre.

Temporada baja: marzo, abril, noviembre y diciembre.

Para Canarias:

Temporada alta con punta de mañana y tarde: septiembre, octubre, noviembre y diciembre.

Temporada media con punta de mañana: julio y agosto.

Temporada media con punta de tarde: enero y febrero.

Temporada baja: marzo, abril, mayo y junio.

Para Ceuta:

Temporada alta con punta de mañana y tarde: diciembre, enero, febrero y agosto.

Temporada media con punta de mañana: julio y septiembre.

Temporada media con punta de tarde: marzo y noviembre.

Temporada baja: abril, mayo, junio y octubre.

Para Melilla:

Temporada alta con punta de mañana y tarde: enero y febrero.

Temporada alta con punta de mañana: julio y agosto.

Temporada media con punta de mañana: junio y septiembre.

Temporada media con punta de tarde: diciembre y marzo.

Temporada baja: abril, mayo, octubre y noviembre.

El inicio de la temporada alta eléctrica coincide con el primer día del mes de la temporada alta con punta de mañana y tarde.

A continuación, se definen los tipos de días en que se divide el año eléctrico, quedando cada uno de ellos compuesto por una serie de días de una de las citadas temporadas [40]:

Tipo A: de lunes a viernes no festivos de temporada alta con punta de mañana y tarde.

Tipo A1: de lunes a viernes no festivos de temporada alta con punta de mañana.

Tipo B: de lunes a viernes no festivos de temporada media con punta de mañana.

Tipo B1: de lunes a viernes no festivos de temporada media con punta de tarde.

Tipo C: de lunes a viernes no festivos de temporada baja, excepto agosto para el sistema peninsular, abril para el sistema balear y mayo para los sistemas de Canarias, Ceuta y Melilla.

Tipo D: sábados, domingos, festivos y agosto para el sistema peninsular, abril para el sistema balear y mayo para los sistemas de Canarias, Ceuta y Melilla.



Definidos los tipos de días a través de las temporadas eléctricas se analizan los periodos de aplicación de las tarifas 6.X, los cuales estarán compuestos por unas determinadas horas de dichos días.

Periodo 1: comprende 6 horas diarias de los días tipo A y 8 horas diarias de los días tipo A1.

Periodo 2: comprende 10 horas diarias de los días tipo A y 8 horas diarias de los días tipo A1.

Periodo 3: comprende 6 horas diarias de los días tipo B y B1.

Periodo 4: comprende 10 horas diarias de los días tipo B y B1.

Periodo 5: comprende 16 horas diarias de los días tipo C.

Periodo 6: resto de horas no incluidas en los anteriores y que comprende las siguientes:

8 horas de los días tipo A y A1.

8 horas de los días tipo B y B1.

8 horas de los días tipo C.

8 horas de los días tipo D.

## ANEXO II

Se presenta en la figura ANEXO II.1, el modelo utilizado para ponderar el uso de la red y repartir los costes de transporte y distribución.

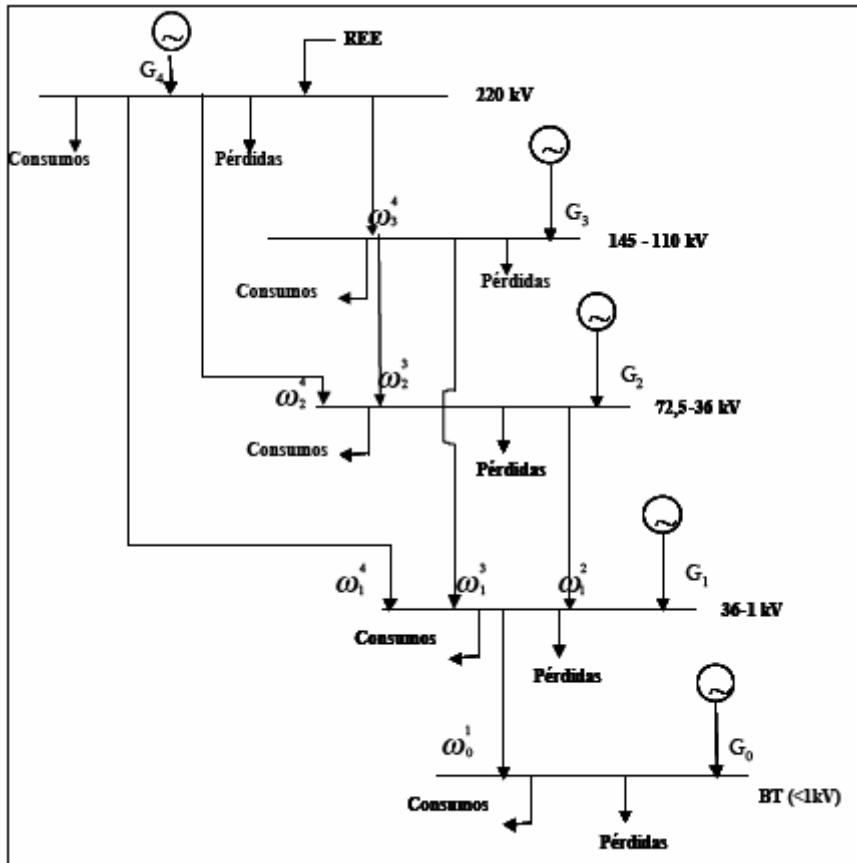


Figura ANEXO II.1. Modelo de red para ponderación del uso de la red [48].

En esta figura puede verse los cinco niveles de tensión de la tarifa de acceso (NT0, NT1, NT2, NT3 y NT4), y los flujos de energía que proceden de un nivel de tensión “j” y que se vierten a un nivel de tensión “i” ( $\omega^j_i$ ). Por lo tanto, la energía total vertida en un nivel de tensión “i”, es igual a suma del flujo de energía que procedentes de otros niveles  $\omega^j_i$ , y la generación en el nivel de tensión  $G_i$ )

A continuación se presentan en la figura ANEXO II.2, los coeficientes de ponderación del uso de la red. Puede verse claramente en ésta, como por ejemplo  $\beta$ , representa la ponderación de la energía que fluye desde el NT2 al NT1, respecto de la energía total vertida al NT1.

$$\alpha = \left( \frac{\omega_0^1}{\omega_0^1 + G_0} \right) \quad \beta = \left( \frac{\omega_1^2}{\omega_1^4 + \omega_1^3 + \omega_1^2 + G_1} \right) \quad \gamma = \left( \frac{\omega_2^3}{\omega_2^4 + \omega_2^3 + G_2} \right)$$

$$\rho = \left( \frac{\omega_1^3}{\omega_1^4 + \omega_1^3 + \omega_1^2 + G_1} \right) \quad \theta = \left( \frac{\omega_3^4}{\omega_3^4 + G_3} \right) \quad \pi = \left( \frac{\omega_2^4}{\omega_2^4 + \omega_2^3 + G_2} \right)$$

$$\lambda = \left( \frac{\omega_1^4}{\omega_1^4 + \omega_1^3 + \omega_1^2 + G_1} \right)$$

Figura ANEXO II.2. Coeficientes de ponderación del uso de la red [48].

Se muestra a continuación las expresiones para calcular la potencia de diseño ( $P_d$ ), definida ésta como la potencia en punta de un nivel de tensión ( $P_i$ ) más la ponderación de la potencia en punta de niveles de tensión inferiores.

- 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):

$$P_d^1 = P_1 + \left( \frac{\omega_0^1}{\omega_0^1 + G_0} \right) P_0 \quad ; \quad \text{siendo } \left( \frac{\omega_0^1}{\omega_0^1 + G_0} \right) \text{ la ponderación del uso de la red}$$

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):

$$P_d^2 = P_2 + \left( \frac{\omega_1^2}{\omega_1^4 + \omega_1^3 + \omega_1^2 + G_1} \right) P_1 + \left( \frac{\omega_1^2}{\omega_1^4 + \omega_1^3 + \omega_1^2 + G_1} \right) \left( \frac{\omega_0^1}{\omega_0^1 + G_0} \right) P_0$$

Figura ANEXO II.3. Potencia de diseño para NT0, NT1 y NT2 [48].

- NT3 (72,5-145 kV):

$$P_d^3 = P_3 + \left( \frac{\omega_2^3}{\omega_2^4 + \omega_2^3 + G_2} \right) P_2 +$$

$$+ \left( \frac{\omega_1^3}{\omega_1^4 + \omega_1^3 + \omega_1^2 + G_1} + \left( \frac{\omega_1^2}{\omega_1^4 + \omega_1^3 + \omega_1^2 + G_1} \cdot \frac{\omega_2^3}{\omega_2^4 + \omega_2^3 + G_2} \right) \right) P_1 +$$

$$+ \left( \left( \frac{\omega_1^3}{\omega_1^4 + \omega_1^3 + \omega_1^2 + G_1} \cdot \frac{\omega_0^1}{\omega_0^1 + G_0} \right) + \left( \frac{\omega_1^2}{\omega_1^4 + \omega_1^3 + \omega_1^2 + G_1} \cdot \frac{\omega_2^3}{\omega_2^4 + \omega_2^3 + G_2} \cdot \frac{\omega_0^1}{\omega_0^1 + G_0} \right) \right) P_0$$

Figura ANEXO II.4. Potencia de diseño para NT3 [48].

- NT4 (>145kV):

$$\begin{aligned}
 P_d^4 = & P_4 + \left( \frac{\omega_3^4}{\omega_3^4 + G_3} \right) P_3 + \left( \frac{\omega_2^4}{\omega_2^4 + \omega_3^4 + G_2} + \left( \frac{\omega_3^3}{\omega_2^4 + \omega_3^4 + G_2} \cdot \frac{\omega_3^4}{\omega_3^4 + G_3} \right) \right) P_2 + \\
 & \left( \frac{\omega_1^4}{\omega_1^4 + \omega_3^4 + \omega_2^4 + G_1} + \left( \frac{\omega_3^3}{\omega_1^4 + \omega_3^4 + \omega_2^4 + G_1} \cdot \frac{\omega_3^4}{\omega_3^4 + G_3} \right) + \right. \\
 & \left. + \frac{\omega_2^4}{\omega_1^4 + \omega_3^4 + \omega_2^4 + G_1} \cdot \frac{\omega_2^4}{\omega_2^4 + \omega_3^4 + G_2} + \left( \frac{\omega_3^3}{\omega_1^4 + \omega_3^4 + \omega_2^4 + G_1} \cdot \frac{\omega_2^3}{\omega_2^4 + \omega_3^4 + G_2} \cdot \frac{\omega_3^4}{\omega_3^4 + G_3} \right) \right) P_1 + \\
 & \left( \left( \frac{\omega_1^4}{\omega_1^4 + \omega_3^4 + \omega_2^4 + G_1} \cdot \frac{\omega_0^1}{\omega_0^1 + G_0} \right) + \left( \frac{\omega_3^3}{\omega_1^4 + \omega_3^4 + \omega_2^4 + G_1} \cdot \frac{\omega_3^4}{\omega_3^4 + G_3} \cdot \frac{\omega_0^1}{\omega_0^1 + G_0} \right) + \right. \\
 & \left. + \left( \frac{\omega_2^4}{\omega_1^4 + \omega_3^4 + \omega_2^4 + G_1} \cdot \frac{\omega_2^4}{\omega_2^4 + \omega_3^4 + G_2} \cdot \frac{\omega_0^1}{\omega_0^1 + G_0} \right) + \right. \\
 & \left. \left( \frac{\omega_3^3}{\omega_1^4 + \omega_3^4 + \omega_2^4 + G_1} \cdot \frac{\omega_2^3}{\omega_2^4 + \omega_3^4 + G_2} \cdot \frac{\omega_3^4}{\omega_3^4 + G_3} \cdot \frac{\omega_0^1}{\omega_0^1 + G_0} \right) \right) P_0
 \end{aligned}$$

Figura ANEXO II.5. Potencia de diseño para NT4 [48].

Nótese que las potencias de diseño ( $P_d^i$ ), se han sustituido en el presente PFC por ( $P_{d_i}$ ).

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

**Biocarburante:** carburante líquido que se obtiene a partir de la biomasa y que, como el etanol o el metanol, se puede emplear solo o mezclado con productos petrolíferos, en motores de combustión interna.

**Capital-intensivo:** una rama o proceso productivo que emplea más capital que otros factores de producción en relación a otros procesos o tecnologías productivas.

**Ciente cualificado:** los consumidores cualificados pueden comprar la energía directamente al mercado organizado, o bien a través del comercializador. Así mismo, los consumidores cualificados pueden comprar la energía a los generadores por medio de contratos bilaterales.

**Coste de oportunidad:** valor de una alternativa a la que se renuncia al adoptar una decisión de inversión.

**Coste fijo:** coste que no varía cuando varía la cantidad producida.

**Coste hundido:** coste irrecuperable, en el cual ya se ha incurrido y que no es relevante para la toma de decisiones de producción.

**Coste variable:** recoge todos aquellos costes de la empresa asociados al nivel de producción.

**Economía de escala:** Se refieren al poder que tiene una empresa cuando alcanza un nivel óptimo de producción para ir produciendo más a menor coste, es decir, a medida que la producción en una empresa crece.

**Empresa verticalmente integrada:** es aquella que produce, transporta, distribuye y comercializa la electricidad.

**ENTSO:** European Network Transmission System Operator.

**Escandalo de costes:** enumeración de los costes necesarios para retribuir las actividades destinadas a realizar el suministro de energía eléctrica.

**GICC:** gasificación integrada en ciclo combinado.

**ICP:** abreviatura que designa el interruptor de control de potencia. Interruptor automático que instala la empresa distribuidora reglado de acuerdo a la potencia contratada. De forma que al demandar la instalación más potencia de la contratada, este dispositivo desconecta automáticamente toda la instalación.

**Inmovilizado:** parte del activo de una empresa constituido por todos los bienes y derechos que ésta utiliza para la realización de sus actividades, y que tienen carácter duradero.

**ITC:** Instrucción Técnica Complementaria.

**Línea directa:** tienen la consideración de líneas directas aquellas que tienen por objeto el enlace directo de un centro de producción con un centro de consumo del mismo titular o de un consumidor cualificado.

**LOSEN:** Ley de Ordenación del Sector Eléctrico Nacional.

**LSE:** Ley del Sector Eléctrico.

**Maxímetro o medidor de demanda:** es un instrumento de medición eléctrico cuya finalidad es obtener el valor máximo de la potencia eléctrica demandada durante un periodo de tiempo (normalmente el periodo de facturación de una compañía suministradora de energía eléctrica).

**MITYC:** Ministerio de Industria Turismo y Comercio.

**MLE:** Marco Legal Estable.

**Monopolio natural:** monopolio de oferta que se produce por razones técnicas, por ejemplo que el elevado coste de las infraestructuras necesarias para ofrecer un servicio hace que sea razonable que lo ofrezca una sola empresa.

**OM:** Orden Ministerial.

**OMEL:** Operador del Mercado Eléctrico.

**OS:** Operador del Sistema.

**Pagos por capacidad:** pago regulado destinado a garantizar que existe potencia disponible suficiente a medio y largo plazo para la cobertura del suministro de energía eléctrica en todos los nodos de la red.

**Pérdidas:** energía total perdida en las redes de transporte y distribución, medida como la diferencia porcentual entre la demanda en barras de central y la demanda en consumo.

**PFC:** proyecto fin de carrera.

**PGE:** Presupuestos Generales del Estado.

**Planificación centralizada:** en contraposición al sistema de economía de mercado, organización económica que caracteriza a un país en la que las todas decisiones de esa índole corresponden al Estado.

**Potencia contratada:** potencia que suscribe el cliente con el distribuidor en función de la potencia de los aparatos que tiene instalados.

**Potencia demandada:** aquella alcanzada por un suministro durante un periodo determinado.

**Precio medio:** cociente entre la facturación total y la demanda en consumo.

**Precio medio ponderado:** resultado de multiplicar cada uno de los distintos precios medios por la energía correspondiente, sumar las cantidades así obtenidas y dividir dicha cantidad por la suma de las energías consideradas.

**RD:** Real Decreto.

**REE:** Red Eléctrica de España.

**Servicios complementarios:** servicios necesarios para asegurar el suministro de energía en las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas. Incluyen: regulación primaria, regulación secundaria, regulación terciaria y control de tensión de la red de transporte.

**Tarifa:** regularización de las cantidades que un cliente tiene que pagar por el uso de la electricidad.

**Tarifa de último recurso (TUR):** precio máximo que pueden cobrar los comercializadores de último recurso a los consumidores acogidos a dicha tarifa. Incluye de forma aditiva la tarifa de acceso, el margen de comercialización y el coste estimado de la energía.

**TSO:** Transmission System Operator.

**UE:** Unión Europea.

**Valor actual neto:** es aquel que permite determinar la valoración de una inversión en función de la diferencia entre el valor actualizado de todos los cobros derivados de la inversión y todos los pagos actualizados originados por la misma a lo largo del plazo de la inversión realizada.

**Valor residual:** valor económico de un equipo industrial o de cualquier otro elemento patrimonial sujeto a depreciación al final de su vida útil o en cualquier momento anterior.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Directiva 96/92 CE de 19 de Diciembre de 1996. Sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.
- [2] El sector eléctrico a través de UNESA (1944-2004).
- [3] Ley 54/1997 del Sector Eléctrico de 28 de Noviembre de 1997.
- [4] Ley 17/2007 de 4 de Julio por la que se modifica la LSE.
- [5] Real Decreto 1955/2000, de 1 de Diciembre por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica
- [6] [www.energiaysociedad.com](http://www.energiaysociedad.com).
- [7] L.Agosti. A. J.Padilla. A. Requejo. El «mercado» de generación eléctrica en España: estructura, funcionamiento y resultados.2007.
- [8] Real Decreto 1164/2001, de 26 de Octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- [9] Orden ITC/1723/2009, de 26 de junio, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2009.
- [10] J.I.Sanchez Macías. P.Calero Pérez. Análisis de la regulación de los peajes de transporte en el sistema eléctrico.
- [11] Real Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- [12] Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica.
- [13] Real Decreto 2819/1998, de 23 de Diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica
- [14] Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008.
- [15] Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica.
- [16] J.I.Pérez Arriaga. Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España.30 junio 2005.
- [17] Informe 34/2007 CNE sobre la propuesta de orden por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.
- [18] J.I. Pérez Arriaga. De la tarifa al precio de la electricidad. ENERGÍA Y REGULACIÓN. 2007.
- [19] Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.
- [20] Plan de acción 2008-2012.
- [21] Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.
- [22] Ley 40/1994 de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional.
- [23] Precios regulados 2010 de electricidad y gas. Iberdrola.
- [24] RD 1464/1999 por el que se regulan las actividades de la primera parte del ciclo de combustible nuclear.
- [25] [www.enresa.es](http://www.enresa.es).



- [26] Plan de Energías Renovables.
- [27] RD 1747/2003, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- [28] Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector eléctrico y se aprueba el bono social.
- [29] [www.cne.es](http://www.cne.es).
- [30] Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.
- [31] [www.elcogas.es](http://www.elcogas.es)
- [32] Resolución de 27 de marzo de 2007, de la Subsecretaría, por la que se dispone la publicación del Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de marzo de 2007, por el que se establece un Plan de Viabilidad para la empresa «Elcogás,S.A».
- [33] Informe 33/2009 CNE. Sobre la propuesta de Orden Ministerial por la que se revisan las tarifas de acceso eléctricas a partir del día 1 de enero de 2010.
- [34] J. López Milla. El problema del déficit tarifario en el sector eléctrico español.
- [35] M. Conthe. Sistema eléctrico y déficit tarifario.2010.
- [36] Boletín mensual de indicadores eléctricos y económicos. CNE enero 2011.
- [37] Real Decreto Ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo.
- [38] Informe 25/2010 CNE. Solicitado por la Secretaría de Estado de energía sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema.
- [39] Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009.
- [40] Orden ITC 2794/2007 de 27 de septiembre, por el que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de octubre de 2007.
- [41] RD 1454/2005 de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.
- [42] J.M. Yusta Loyo. Opciones de los consumidores.2010.
- [43] Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- [44] Informe 23/2010 CNE. Sobre la propuesta de Real Decreto por el que se desarrollan las condiciones de aplicación de los contratos de temporada flexibles.
- [45] Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión.
- [46] ENTSO-E. Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2010.
- [47] I.J.Pérez Arriaga. F.Perán Montero F.J.Rubio Odériz. Benchmark of Electricity Transmission Tariffs. 2002.
- [48] Informe 128/2001 CNE. Propuesta final de metodología para establecer tarifas de acceso a redes eléctricas.
- [49] Informe 44/2005 CNE. Mandato de la CNE para realizar un estudio sobre los costes del sistema eléctrico imputables a cada tipo de tarifa y peaje.
- [50] Informe 141/2008 CNE. Memoria justificativa. Anexos.
- [51] MITYC. Revisión tarifaria. Julio 2008.
- [52] [www.ree.es](http://www.ree.es).
- [53] Informe CNE complementario a la propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008. 20/05/2008.
- [54] Boletín mensual de indicadores eléctricos y económicos. CNE julio 2010.

[55] Enerco Cuellar, S.L. [www.energocuellar.com](http://www.energocuellar.com).

[56] Tarifas de acceso a redes eléctricas. Unión Fenosa.

[57] Elaboración propia.