

MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGIA

30394 REAL DECRETO 2067/1993, de 26 de noviembre, por el que se sustituye el anexo del Real Decreto 1370/1992, de ampliación de la protección jurídica de las topografías de los productos semiconductores.

El párrafo primero de la disposición final tercera de la Ley 11/1988, de 3 de mayo, de protección jurídica de las topografías de los productos semiconductores, autoriza al Gobierno para modificar el artículo 3.3 de la misma, con el fin de ampliar el derecho a la protección de personas originarias de terceros países o territorios, que no pertenezcan a la Comunidad Económica Europea y que no se beneficien de la protección, cuando así se establezca por los órganos de las Comunidades Europeas.

El Real Decreto 1370/1992, de 13 de noviembre, establece la ampliación, con carácter permanente, de la protección jurídica de las topografías de los productos semiconductores a las personas originarias de los países y territorios que figuran en su anexo.

Dicha protección ha sido ampliada, asimismo, a las personas originarias de Finlandia, Islandia, Liechtenstein, Noruega y Suiza, únicamente con carácter provisional, en virtud del Real Decreto 1369/1992, de 13 de noviembre, y sus efectos se extendieron solamente hasta el 31 de diciembre de 1992.

Por su parte, el Consejo de las Comunidades Europeas ha adoptado la Decisión 93/17/CEE, por la que se modifica la Decisión 90/510/CEE, en el sentido de ampliar la protección según su artículo 2, con carácter permanente, a partir del 1 de enero de 1993, a los países anteriormente mencionados, dado que los mismos disponen, en la actualidad, de legislaciones nacionales adecuadas que establecen tal protección.

Haciendo uso de la autorización al Gobierno prevista en la disposición final tercera, primer párrafo, de la Ley 11/1988, de 3 de mayo, y teniendo en cuenta la Decisión 93/17/CEE, adoptada por el Consejo de las Comunidades Europeas, procede modificar la correspondiente norma nacional, relativa a la ampliación, con carácter permanente, de la protección jurídica de las topografías de los productos semiconductores a las personas originarias de determinados países y territorios.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria y Energía, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 26 de noviembre de 1993,

DISPONGO:

Artículo único.

El anexo del Real Decreto 1370/1992 se sustituye por el anexo de esta disposición.

Disposición final única.

1. El presente Real Decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

2. La ampliación de protección jurídica a las personas naturales y jurídicas, contempladas en los apartados 1 y 2 del artículo único del Real Decre-

to 1370/1992, se entenderá efectiva desde el día 1 de enero de 1993.

Dado en Madrid a 26 de noviembre de 1993.

JUAN CARLOS R.

El Ministro de Industria y Energía,
JUAN MANUEL EGUIAGARAY UCELAY

ANEXO

Países y territorios

Australia.
Austria.
Colectividad territorial de Mayotte.
Colectividad territorial de Saint-Pierre y Miquelon.
Finlandia.
Islandia.
Japón.
Liechtenstein.
Noruega.
Nueva Caledonia y dependencias.
Polinesia francesa.
Suecia.
Suiza.
Territorios franceses australes y antárticos.
Wallis y Futuna.

30395 ORDEN de 17 de diciembre de 1993 por la que se establecen modificaciones en la Orden de 19 de febrero de 1988, por la que se regula la retribución de las Empresas eléctricas integrantes del sistema eléctrico peninsular.

Mediante la Orden de 3 de diciembre de 1993, se han establecido una serie de modificaciones a las Ordenes de desarrollo del Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por la que se determina la tarifa eléctrica de las Empresas gestoras del servicio, que requieren la adaptación de la Orden de 19 de febrero de 1988 por la que se regula la retribución de las Empresas eléctricas integrantes del sistema eléctrico peninsular, en los siguientes aspectos:

1. Consideración de los costes estándares de estructura de generación y distribución y de los costes relativos al contrato de importación de energía entre «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima» y «EDF», como costes compensables.

2. Adaptación de los procedimientos de cálculo del coste reconocido a la energía y potencia de la «Empresa Nacional de Electricidad, Sociedad Anónima» como Empresa productora no incluida en ningún subsistema.

3. Consideración del complemento de coste fijo a que se refiere el punto 3 de la Orden de 3 de diciembre, antes citada, como coste compensable.

Por otra parte, la experiencia en la aplicación del sistema de compensaciones establecido en la citada Orden y las previsiones sobre equipamiento eléctrico contenidas en el Plan Energético Nacional 1991-2000, aconsejan que se modifique el tratamiento de diversos incentivos que actualmente resultan de escasa eficiencia para el sistema eléctrico, en lo relativo al margen de generación a efectos de compensaciones π_0 (coste compensado a través del coeficiente β).

Finalmente es necesario determinar los costes de combustible que tienen la consideración de compensables, de acuerdo con el apartado 2.4 de la citada Orden de 19 de febrero de 1988, así como otros costes que tendrán análogo tratamiento.

Por todo lo anterior, este Ministerio de Industria y Energía ha tenido a bien disponer:

Primero.—Son conceptos de costes compensables entre subsistemas, además de los considerados en el punto 2.4, de la Orden de 19 de febrero de 1988, por la que se regula la retribución de las Empresas eléctricas integrantes del sistema eléctrico peninsular, los siguientes:

- j) Los costes estándares de estructura de generación y distribución.
- k) Los costes relativos al contrato de importación entre «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima» y «EDF».

Segundo.—1. Tendrán la consideración de costes de combustible a efectos de compensaciones los siguientes:

a) Los costes de combustibles puestos en central y los costes de los fungibles para las instalaciones cuyo tipo de combustible principal es el carbón nacional o el fuel-gas, así como los costes de financiación de los stocks no compensados por OFICO.

b) El coste de la materia prima energética, antes de su descarga, para el carbón de importación, los costes de descarga y la financiación de los stocks no compensados por OFICO. Cuando la descarga del carbón de importación se realice en puertos privados, cuya propiedad sea de las Empresas eléctricas, directamente o a través de filiales, éstos se establecerán de tal forma que tengan en cuenta las inversiones realizadas en dichas instalaciones y su grado de utilización.

c) El coste del combustible nuclear tendrá en cuenta el coste del uranio enriquecido, estipulado en los contratos a que se refiere el Real Decreto 1611/1985, entre ENUSA y las Empresas eléctricas, y los costes de conversión, fabricación y transporte, debiendo incluir el coste de la financiación de dichos combustibles.

2. Serán considerados costes compensables los cánones y contraprestaciones energéticas, derivados del régimen económico-financiero de la utilización del dominio público hidráulico, previstos en la Ley de Aguas, en lo que hace referencia a la producción hidroeléctrica,

si han sido computados en el cálculo de la tarifa eléctrica del año correspondiente.

Tercero.—Los puntos 1.2, 1.3, 1.4 e 1.5 del anexo I de la Orden de 19 de febrero de 1988, se sustituyen por los correspondientes que se recogen en el anexo I de la presente Orden. Igualmente se sustituye el anexo II de la Orden de 19 de febrero de 1988 por el anexo II de la presente Orden.

Cuarto.—La forma de pago y determinación del coste reconocido y coste compensable relativos al contrato de importación de energía entre «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima», y EDF se establecen en el anexo III de la presente Orden.

Quinto.—El anexo IV de la presente Orden con las nuevas abreviaturas introducidas, sustituye al anexo III de la Orden de 19 de febrero de 1988.

Sexto.—El margen de generación a efectos de compensaciones π_g (coste compensado a través del coeficiente β), no podrá ser superior al 3 por 100, estableciéndose su cuantía para cada año por resolución de la Dirección General de la Energía.

Séptimo.—La Dirección General de la Energía queda facultada para dictar las Resoluciones que sean precisas para la aplicación de la presente Orden.

Octavo.—La presente Orden será de aplicación para todo el ejercicio 1993 y siguientes.

DISPOSICION DEROGATORIA

Primero.—Quedan derogados los puntos 1.2, 1.3, 1.4 e 1.5 del anexo I, así como el anexo II de la Orden de 19 de febrero de 1988 por la que se regula la retribución de las Empresas eléctricas integrantes del sistema eléctrico peninsular.

Segundo.—Quedan derogadas cualquiera otras disposiciones de igual o menor rango en cuanto se opongan a lo dispuesto en la presente Orden.

Lo que comunico a V. I. para su conocimiento y efectos.

Madrid, 17 de diciembre de 1993.

EGUIAGARAY UCELAY

Ilma. Sra. Directora general de la Energía.

ANEXO I

1.2. Intercambio de energía entre subsistemas eléctricos con fines de optimización del sistema a los efectos de compensaciones:

2.1. Los ingresos compensables por venta de energía que obtendrá el subsistema eléctrico i son:

$$E_x^i = \sum_{h=1}^h [ecv^i(h) + (D^i(h) - \sum_{p=1}^c G_p^i(c,h))]$$

Si el coste horario estándar de combustible y operación y mantenimiento variable de alguna de las energías imputadas al subsistema eléctrico i es igual o superior al coste horario estándar medio ponderado de los combustibles y costes de operación y mantenimiento variables de la energía que a los efectos de compensaciones compra cualquier subsistema eléctrico [ecv (h)], esta energía será vendida, a los efectos de compensaciones, por el subsistema eléctrico i, pasando a ponderar y, por tanto, modificando el coste ecv (h).

2.2. Los costes compensables por compra de energía en que incurrirá el subsistema eléctrico i son:

$$E_d^i = \sum_{h=1}^h [ecv(h) + (D^i(h) - \sum_{p=1}^c G_p^i(c,h))]$$

2.3 La energía suministrada por cada empresa productora no integrada en ningún subsistema al conjunto de subsistemas como consecuencia del proceso de optimización se considerará, a los efectos de los mecanismos de intercambio de energía entre subsistemas, como un conjunto valorado al coste medio ponderado de los costes estándares variables (Combustible y costes de operación y mantenimiento variables).

2.4 La energía procedente del contrato de suministro entre Red Eléctrica de España S.A. y E.D.F., de acuerdo con el punto 7 de la Orden de 3 de diciembre de 1993, se considerará asignada a los subsistemas a los efectos de compensaciones y de intercambio de energía entre los mismos.

A los efectos de los mecanismos de intercambio de energía se valorará a su coste variable.

1.3 Compensaciones por generación entre subsistemas eléctricos:

3.1 El coste estándar por las inversiones realizadas en instalaciones complejas especializadas de generación del subsistema eléctrico i es:

$$F_g^i = \sum C_{fg}^i(c) + CI_{fg}^i$$

CI_{fg}ⁱ es el coste fijo de las instalaciones compradas por el subsistema i en el intercambio de activos previsto en la Ley 49/1984 de 26 de Diciembre sobre Explotación Unificada del Sistema Eléctrico Nacional. Para el año t el coste sería:

$$CI_{fg}^i(t) = P_{fg} \cdot E_t + E_{t-1} \cdot P_{t-1} + \frac{C_{fg}}{C_{t-1}}$$

Donde P_{fg}, E_t, P_{t-1}, E_{t-1}, C_{fg} y C_{t-1} son los valores definidos en el punto 3 de la Orden Ministerial de 3 diciembre de 1993.

3.2 El coste estándar fijo por operación y mantenimiento de las instalaciones de generación del subsistema eléctrico i es:

$$C_{fmg}^i = \sum_{c=1}^c K_j(c) [U_j P^i(c) + (1-j) P_d^i(c)]$$

$$P_d^i(c) = P^i(c) \cdot K_o(c)$$

3.3 El coste estándar variable por operación y mantenimiento de las instalaciones de generación del subsistema eléctrico i es:

$$C_{vmg}^i = \sum_{c=1}^c \sum_{h=1}^h K_j(c) [a(c) P_{da}^i(c,h) (1 + \frac{P_{da}^i(c,h) - M^i(c)}{r(c) P_{da}^i(c,h)}) + b(c) G^i(c,h)]$$

3.4 El coste estándar de los combustibles utilizados en la generación de energía por el subsistema eléctrico i es:

$$V_g^i = \sum_{c=1}^c \sum_{h=1}^h [E^i(c,h) G^i(c,h)]$$

3.5 El coste reconocido a la potencia y energía adquirida a las Empresas productoras no incluidas en ningún subsistema, del subsistema eléctrico i es:

$$A^i_p = A^i_{pr} + A^i_{pv}$$

donde:

$$A^i_{pr} = \sum_{n=1}^n A^i_{pr}(n); A^i_{pv} = \sum_{n=1}^n A^i_{pv}(n)$$

$$A^i_{pr}(n) = A_{pr}(n) \cdot X^i$$

$$A^i_{pv}(n) = A_{pv}(n) \cdot X^i$$

donde:

$$A_{pr}(n) = A_p(n) - (V_g^n + C_{vmg}^n)$$

$$A_{pv}(n) = V_g^n + C_{vmg}^n$$

Xⁱ = relación entre la demanda en barras de central del Subsistema i y la del Sistema, correspondiente al período de 1 de Enero a 31 de Diciembre del año inmediato anterior.

3.6 El coste reconocido a la potencia y energía adquirida a los autogeneradores y centrales a que se refiere el punto cuarto de la Orden de 19 de febrero de 1988, del subsistema eléctrico i será:

$$A_a^i = \sum_{n=1}^n A_a^i(n)$$

3.7 El coste reconocido al subsistema i por la adquisición de energía procedente del contrato de importación entre Red Eléctrica de España y EDF será:

$$CC_a^i = CC_{af}^i + CC_{av}^i$$

donde:

$$CC_{af}^i = CC_{af} \cdot X^i$$

$$CC_{av}^i = CC_{av} \cdot X^i$$

3.8 Los costes de estructura reconocida al subsistema eléctrico i se desagregarán, de acuerdo con el punto 4 de la Orden Ministerial de 3 de diciembre de 1993, de la siguiente forma:

$$S^i = S^i_g + S^i_d$$

Costes de estructura en generación:

$$S^i_g = G^i_g \cdot CSG_g + P^i(c) \cdot CSP_g$$

Costes de estructura en distribución:

$$S^i_d = D^i_d \cdot CSD_d$$

3.9 El coste estándar total de generación compensable correspondiente al subsistema eléctrico i es:

$$C^i_g = CF^i_g + CV^i_g$$

donde:

$$CF^i_g = F^i_g + C^i_{fmg} + A^i_{pf} + A^i_a \sigma + CC^i_{af} + S^i_g$$

$$CV^i_g = V^i_g + C^i_{vmg} + A^i_{pv} + A^i_a(1-\sigma) + E^i_x + E^i_d + CC^i_{v}$$

3.10 La compensación por generación correspondiente al subsistema eléctrico i es:

$$Z^i_g = [CF^i_g + CV^i_g - C^i_g] \cdot D^i_g + \beta^i \cdot \pi_g \cdot CV^i_g$$

donde:

$$\beta^i = [D^i_g / CT^i_g] / \sum [D^i_g / CT^i_g]$$

$$CT^i_g = [(\sum CF^i_g) \cdot D^i_g / D_g + CV^i_g] / D^i_g$$

$$D_g = \sum D^i_g$$

I.4 Compensación por mercado entre subsistemas eléctricos.

La compensación por mercado correspondiente al subsistema eléctrico i es:

$$Z^i_m = [(I^* - I^i) - (C^i_d - C^i_d)] \cdot D^i_d$$

donde:

$$C^i_d = C^i_{fd} + C^i_{vd} + C^i_{gcd} + S^i_d$$

$$C^i_d = C^i_d / D^i_d$$

$$C^i_{gcd} = Y \cdot N^i_a \cdot CN^i_a + (1-Y) \cdot P^i_c \cdot CP_c$$

I.5 Forma de pago de las compensaciones e intercambios de energía con fines de optimización entre subsistemas.

1. La compensación total correspondiente a cada subsistema eléctrico es la suma algebraica de las compensaciones por generación y por mercado que le corresponden.

2. La compensación total, positiva o negativa, correspondiente a cada subsistema eléctrico, dará lugar a una cantidad a percibir o a pagar, respectivamente, antes del día 31 de marzo del año siguiente a aquel para el que se han determinado las compensaciones, sin perjuicio del sistema de pagos e ingresos a cuenta que se desarrolla en los apartados 4,5,6,7 y 8 del punto I.5. del presente Anexo I.

3. El día 31 de marzo las cantidades pendientes de pago, correspondientes a compensaciones totales del año anterior, empezarán a devengar intereses a un tipo dos puntos superior al tipo de interés preferencial medio de la Banca para préstamos y créditos a tres meses que publica el "Boletín Estadístico del Banco de España". Los intereses serán acreditados a los subsistemas eléctricos que, en la misma fecha, tengan cantidades correspondientes a compensaciones pendientes de cobro y proporcionalmente a las mismas.

4. Los subsistemas eléctricos efectuarán pagos y recibirán ingresos a cuenta de la compensación total a que se refiere el apartado 1 del punto 1.4 del presente anexo.

5. Antes del día 15 de cada mes se contabilizará, para cada subsistema eléctrico, los ingresos y los costes compensables por intercambio de energía a efectos de optimización entre los mismos, correspondientes a todos los bloques horarios comprendidos entre el día 1 de enero y el último día del mes anterior, a los que se refiere el punto I.2 de este Anexo I.

6. Antes del día 15 del mes n la Dirección General de la Energía establecerá mediante resolución, para cada subsistema eléctrico, la compensación por generación correspondiente a los períodos que van desde el 1 de enero hasta el último día del mes n-1.

Para ello se utilizarán las partes proporcionales de los valores F^i_g , C^i_{fmg} , CC^i_{af} y S^i_g y los valores acumulados de V^i_g , C^i_{vmg} , A^i_{pv} , A^i_a , E^i_x , E^i_d , D^i_g y CC^i_{v} .

7. Antes del día 15 del mes n la Dirección General de la Energía establecerá mediante resolución, para cada subsistema eléctrico, la compensación por mercado correspondiente a los períodos que van desde el 1 de enero hasta el último día del mes n-2.

Para ello se utilizarán los valores acumulados de los ingresos de los subsistemas y el sistema I^* e I^i , respectivamente y la demanda D^i_d y los costes de estructura S^i_d , así como las partes proporcionales de C^i_{fd} , C^i_{vd} y C^i_{gcd} .

8. Antes del día 15 de cada mes (excepto enero), del año para el que se realizan las compensaciones, y del día 15 de enero y febrero del año siguiente, se establecerá mediante resolución de la Dirección General de la Energía, para cada Subsistema eléctrico, la compensación parcial acumulada correspondiente a los períodos que van desde el 1 de enero hasta el último día del mes anterior, por la suma algebraica de las contabilizaciones acumuladas previstas en los apartados 6 y 7.

9. Los subsistemas eléctricos a los que corresponda efectuar pagos por compensaciones o los intercambios señalados en el apartado 5, los realizarán a los subsistemas acreedores antes de transcurridos quince días desde que dichos pagos hayan sido establecidos.

En caso de que los pagos no se realicen en el plazo concedido, los subsistemas acreedores podrán devengar intereses, del subsistema deudor, a un tipo dos puntos superior al tipo de interés preferencial medio de la Banca para préstamos y créditos a tres meses que publica el "Boletín Estadístico del Banco de España".

ANEXO II

II.1 Empresas productoras no incluidas en algún subsistema eléctrico, consideradas a efectos de lo dispuesto en la presente Orden.

"Empresa Nacional de Electricidad, Sociedad Anónima".

II.2 Retribución a las Empresas productoras no incluidas en ningún subsistema, considerado a los efectos de esta Orden.

1. "Empresa Nacional de Electricidad, S.A."

a) Coste integrante del precio unitario fijo para el ejercicio económico t:

$$FA(t) = \sum C^E_{fg}(c) + CI^E_{fg} + C^E_{fd}$$

Donde el superíndice E indica "Empresa Nacional de Electricidad, Sociedad Anónima".

b) Coste integrante del precio unitario variable para el ejercicio económico t:

$$VA(t) = V_g^E + C_{\text{ing}}^E + C_{\text{vmg}}^E + C_{\text{vd}}^E + S_g^E + C_{\text{ir}}^E + R^E$$

$$VA(t) = VA1(t) + VA2(t)$$

Donde VA1 (t) y VA2 (t) se definen a continuación:

b.1) Coste variable independiente de la producción: C_{ing}^E , C_{vd}^E , R^E , C_{ir}^E y S_g^E

Se determinarán de la siguiente forma:

$$VA1(t) = C_{\text{ing}}^E + C_{\text{vd}}^E + R^E + C_{\text{ir}}^E + S_g^E$$

donde:

- C_{ing}^E tal como se define en el apartado 2.2 del punto I.2 del anexo I a esta Orden.
- C_{vd}^E tal como se define en el punto I.3 del anexo I a esta Orden.
- S_g^E tal como se define en el apartado 2.8 del punto I.2 del anexo I a esta Orden.
- R^E se corresponde con los costes que, aunque no estandarizados, se han tenido en cuenta para la determinación de la tarifa eléctrica. Será determinado en base al expediente administrativo de modificación de tarifa eléctrica y comunicado mediante Resolución por la Dirección General de la Energía.
- C_{ir}^E es el coste de capital circulante independiente de la producción.

$$C_{\text{ir}}^E = [FA(t) + C_{\text{ing}}^E + C_{\text{vd}}^E + S_g^E + R^E] \cdot R_t \cdot 0,1263$$

b.2) Coste variable dependiente de la producción: V_g^E , C_{vmg}^E y C_{iv}^E

Se determinarán de la siguiente forma:

$$VA2(t) = V_g^E + C_{\text{vmg}}^E + C_{\text{iv}}^E$$

Donde:

- V_g^E tal como se define en el apartado 2.4 del punto I.2 del anexo I a esta Orden.
- C_{vmg}^E tal como se define en el apartado 2.3 del punto I.2 del anexo I de esta Orden.
- C_{iv}^E es el coste del capital circulante dependiente de la producción.

$$C_{\text{iv}}^E = (V_g^E + C_{\text{vmg}}^E) \cdot R_t \cdot 0,1263$$

c) El coste total integrante de la retribución de la "Empresa Nacional de Electricidad, Sociedad Anónima", es:

$$A_p(E) = FA(t) + VA(t)$$

La retribución correspondiente al coste integrante del precio unitario fijo, FA (t), es fija y garantizada, en razón de las normas generales del sistema de retribución a las Empresas gestoras del servicio, independientemente de la producción sin perjuicio de la aplicación de los sistemas de incentivos y corrección de desviaciones que procedan, por lo que se realizará proporcionalmente al período transcurrido para el cual se ha determinado el citado coste.

La retribución correspondiente al coste integrante del precio unitario variable VA (t), se efectuará de acuerdo con los valores acumulados al último día del mes que corresponda.

Si no se dispusiera del valor de algunos de los costes integrantes del precio, la Dirección General de la Energía, establecerá una cantidad provisional, que será la parte proporcional correspondiente del valor utilizado del citado coste en el cálculo de la tarifa eléctrica.

VA1 (t), aunque variable, es independiente de la producción por lo que la retribución resultante de los costes en ella recogidos será fija, sin perjuicio del sistema de incentivos y corrección de desviaciones que procedan.

La retribución se realizará proporcionalmente al período transcurrido para el cual se ha determinado el coste.

VA2 (t) depende de la producción, por lo que la retribución resultante de los costes en ella recogidos será función de la producción; todo ello sin perjuicio del sistema de incentivos y corrección de desviaciones que procedan.

II.3 Forma de pago de la aportación de potencia y suministro de energía de las Empresas productoras a los subsistemas eléctricos.

1. Las Empresas productoras, de acuerdo con lo indicado en el punto II.2 del presente anexo II, presentarán a la Dirección General de la Energía, antes del día 10 de cada mes, la retribución provisional correspondiente a la aportación de su potencia y suministro de energía.

2. Antes del día 15 de cada mes (excepto enero) del año para el que se determina la retribución, y del día 15 de enero del año siguiente la Dirección General de la Energía, de acuerdo con el citado punto II.2 del presente anexo II, determinará los costes imputados a cada subsistema eléctrico por la potencia y energía adquirida a cada Empresa productora correspondiente al período que va desde el 1 de enero hasta el último día del mes anterior.

3. Los subsistemas eléctricos efectuarán el pago que les corresponda a las Empresas productoras acreedoras antes de transcurridos quince días desde que dichos pagos hayan sido establecidos por la Dirección General de la Energía, de acuerdo con lo indicado en el punto anterior.

En el caso de que por cualquier circunstancia no hayan sido establecidos dichos pagos antes del día 15 de cada mes, las Empresas productoras pasarán el cobro a los subsistemas la retribución provisional correspondiente a la aportación de su potencia y suministro de energía presentada por éstas a la Dirección General de la Energía.

4. En caso de que los pagos no se realicen en el plazo establecido en el apartado 3 anterior se devengarán intereses a favor de las Empresas productoras acreedoras, y a cargo

del subsistema o subsistemas deudores, a un tipo dos puntos superior al tipo de interés preferencial medio de la Banca para préstamos y créditos a tres meses que publica el "Boletín Estadístico del Banco de España".

ANEXO III

Forma de pago a Red Eléctrica de España, S.A. por la aportación de potencia y energía procedente del contrato de importación entre Red Eléctrica de España, S.A. y EDF por parte de los subsistemas eléctricos.

1. Red Eléctrica de España, S.A. presentará a la Dirección General de la Energía, antes del día 10 de cada mes, el cálculo de la retribución por la potencia y energía correspondiente al contrato de suministro de energía. La Dirección General de la Energía establecerá antes del día 15 de cada mes mediante resolución, los costes imputados a cada subsistema por dicha potencia y energía, correspondiente al período que va desde el 1 de Enero hasta el último día del mes anterior.

2. Antes del día 15 del mes n Red Eléctrica de España, S.A., remitirá a los subsistemas eléctricos una factura por la parte correspondiente al mes $n-1$ del coste fijo del contrato debido a la potencia comprometida en el año.

3. Antes del día 15 del mes n Red Eléctrica de España, S.A. remitirá a los subsistemas eléctricos una factura por el coste variable de la energía realmente suministrada durante el mes $n-1$.

4. Los subsistemas eléctricos harán efectivos los pagos que les correspondan a Red Eléctrica de España, S.A. antes del último día del mes en que se presentan las facturas.

5. En el caso de que los pagos no se realicen en el plazo establecido en el apartado 4 anterior se devengarán intereses a favor de Red Eléctrica de España, S.A. y a cargo del subsistema o subsistemas deudores, a un tipo dos puntos superior al tipo de interés preferencial medio de la Banca para préstamos y créditos a tres meses que publica el "Boletín Estadístico del Banco de España."

ANEXO IV

Definición de símbolos.

CC_i = Coste reconocido a efectos de compensaciones al subsistema eléctrico i por las adquisiciones procedentes del contrato de importación entre Red Eléctrica de España y EDF.

CC_{ir} = Coste fijo a efectos de compensaciones reconocidos al subsistema eléctrico i por las adquisiciones procedentes del contrato de importación entre Red Eléctrica de España, S.A. y EDF.

CC_{iv} = Coste variable a efectos de compensaciones reconocido al subsistema eléctrico i por las adquisiciones procedentes del contrato de importación entre Red Eléctrica de España, S.A. y EDF.

CC_r = Coste fijo reconocido al contrato de importación entre Red Eléctrica de España, S.A. y EDF.

CC_v = Coste variable reconocido al contrato de importación entre Red Eléctrica de España, S.A. y EDF.

S^i = Costes de estructura del subsistema eléctrico i o Empresa productora no incluida en ningún subsistema.

S_g^i = Costes de estructura correspondiente a la generación del subsistema eléctrico i o Empresa productora no incluida en ningún subsistema.

S_d^i = Costes de estructura correspondientes a la distribución del subsistema eléctrico i .

A_g^i = Coste reconocido a las adquisiciones del subsistema eléctrico i a los autogeneradores y centrales a las que se refiere el punto cuarto de la Orden de 19 de febrero de 1988.

$A_{i(n)}$ = Coste reconocido a las adquisiciones del subsistema eléctrico i al autogenerador o central n al que se refiere el punto cuarto de la Orden de 19 de febrero de 1988.

A_p^i = Coste reconocido a las adquisiciones del subsistema eléctrico i a las Empresas productoras no incluidas en algún subsistema.

A_{pr}^i = Coste fijo a efectos de compensaciones reconocido a las adquisiciones del subsistema eléctrico i a las Empresas productoras no incluidas en algún subsistema.

A_{pv}^i = Coste variable a efectos de compensaciones reconocido a las adquisiciones del subsistema eléctrico i a las Empresas productoras no incluidas en algún subsistema.

$A_p^i(n)$ = Coste reconocido a las adquisiciones del subsistema eléctrico i a las Empresas productoras no incluidas en algún subsistema.

$A_{pr}^i(n)$ = Coste fijo a efectos de compensaciones reconocido a la adquisición del subsistema eléctrico i a la Empresa productora no incluida en algún subsistema.

$A_{pv}^i(n)$ = Coste variable a efectos de compensaciones reconocido a la adquisición del subsistema eléctrico i a la Empresa productora no incluida en algún subsistema.

$a(c)$ = Coeficiente de ponderación de la potencia disponible acoplada del tipo de instalación c a efectos de los costes de operación y mantenimiento variables.

$b(c)$ = Coeficiente de ponderación de la producción en barras de central del tipo de instalación c a efectos de los costes de operación y mantenimiento variables.

C_d^i = Coste estándar de distribución del subsistema eléctrico i , o Empresa productora no incluida en algún subsistema.

C_d^* = Costes estándar de distribución del sistema eléctrico por kWh vendido.

C_d^{*i} = Coste estándar de distribución del subsistema eléctrico i , o Empresa productora no incluida en algún subsistema, por kWh vendido.

C_{id}^i = Coste estándar por las inversiones realizadas en instalaciones complejas especializadas de distribución del subsistema eléctrico i , o Empresa productora no incluida en algún subsistema.

$C_{ig}(c)$ = Coste estándar de las inversiones realizadas en instalaciones complejas especializadas de generación (Kpta).

C_{img}^i = Coste estándar fijo por operación y mantenimiento de las instalaciones de generación del subsistema eléctrico i , o Empresa productora no incluida en algún subsistema.

C_g^i = Coste estándar total de generación (incluido el margen) del subsistema eléctrico i .

C_g^* = Coste estándar total de generación (incluido el margen) del sistema eléctrico por kWh vendido.

C_{gdc}^i = Coste estándar de gestión comercial del subsistema eléctrico i .

C_i = Coste estándar del capital circulante del subsistema eléctrico i , o Empresa productora no incluida en algún subsistema.

C_{vd}^i = Coste estándar variable de explotación de las instalaciones complejas especializadas de distribución del subsistema eléctrico i , o Empresa productora no incluida en algún subsistema.

C_{vng}^i = Coste estándar variable por operación y mantenimiento de las instalaciones de generación del subsistema eléctrico i , o Empresa productora no incluida en algún subsistema.

CF_g^i = Coste estándar fijo de generación (incluido el margen) del subsistema eléctrico i .

C_g^* = Coste estándar fijo de generación (incluido el margen) del subsistema eléctrico i por kWh vendido.

CN_p = Coste estándar en pesetas por póliza de abono.

CP_c = Coste estándar de la potencia facturada a abonado en pesetas/kWh.

CV_g^i = Coste estándar variable de generación (incluido el margen) del subsistema eléctrico i .

CV_g^{*i} = Coste estándar variable de generación (excluido el margen) del subsistema eléctrico $\{CV_g^i/(1+\pi_p)\}$.

CV_g^{**i} = Coste estándar variable de generación (excluido el margen) del subsistema eléctrico i por kWh $\{CV_g^{*i}/(1-\pi_p)\}$.

D_d^i = Demanda estandarizada en barras de central del subsistema i .

D_g^i = Demanda en barras de central del subsistema i .

D_{ho}^i = Demanda horaria de energía del subsistema eléctrico i .

E_d^i = Pago compensable del subsistema eléctrico i por intercambio de energía, a efectos de compensaciones, con el resto del sistema.

E^* = Ingreso compensable del subsistema eléctrico i por intercambio de energía, a efectos de compensaciones, con el resto del sistema.

$E^i(c,h)$ = Coste estándar por kWh generado de cada instalación de tipo c del subsistema eléctrico i , o Empresa productora no incluida en algún subsistema.

$ecv(h)$ = Coste horario estándar medio ponderado de los combustibles y costes de operación y mantenimiento variables de la energía que, a efectos de compensaciones, compran los subsistemas eléctricos (Kpta/MWh).

$ecv^i(h)$ = Coste horario estándar medio ponderado de los combustibles y costes de operación y mantenimiento variables de la energía que, a efectos de compensaciones, vende el subsistema eléctrico i (Kpta/MWh).

F_g^i = Coste estándar de las instalaciones de generación cuyo titular es el subsistema eléctrico i .

$G^i(c,h)$ = Generación horaria de energía del subsistema eléctrico i , o Empresa productora, según el balance óptimo, de cada tipo de instalación (MWh).

$G_p^i(c,h)$ = Generación horaria de energía imputada al subsistema eléctrico i , a los efectos de los intercambios de energía compensables entre subsistemas.

- Γ = Ingreso a efectos de compensaciones del sistema eléctrico por kWh vendido.
- Γ' = Ingreso a efectos de compensaciones del subsistema eléctrico i por kWh vendido.
- J_c = Coeficiente de ponderación de la potencia instalada y disponible a efectos de los costes fijos de operación y mantenimiento de generación ($0 < J_c < 1$).
- $K_d(c)$ = Coeficiente estándar de disponibilidad de las instalaciones de generación.
- $K_f(c)$ = Coste estándar unitario fijo de operación y mantenimiento de cada instalación de generación (Kpta/MW).
- $K_v(c)$ = Coste estándar unitario variable por operación y mantenimiento para el tipo de instalación c (Kpta/MW).
- $M'(c)$ = Mínimo técnico de cada instalación de generación del tipo c del subsistema eléctrico i o Empresa productora no incluida en algún subsistema (MW).
- N^i = Número de pólizas de abono estándar del subsistema i.
- P_c^i = Potencia estándar facturada a abonado en niveles de tensión iguales o superiores a 1 Kv, en Kw del subsistema i.
- $P^i(c)$ = Potencia instalada en barras de central para el tipo de instalación de generación c del subsistema eléctrico i, o Empresa productora no incluida en algún subsistema (MW).
- $P_d^i(c)$ = Potencia disponible en barras de central para el tipo de instalación de generación c del subsistema eléctrico i o empresa productora no incluida en ningún subsistema.
- $P_{a,c,h}^i$ = Potencia disponible acoplada y en horas de arranque de cada instalación de generación del tipo c (MW).
- R^i = Costes no estandarizados incluidos en el cálculo de la tarifa eléctrica del subsistema eléctrico i o Empresa productora no incluida en algún subsistema.
- R_t = Tasa de retribución del capital circulante considerada para la determinación de la tarifa del año t.
- $r(c)$ = Coeficiente de ponderación de la potencia disponible acoplada y en horas de arranque $P_{a,c,h}^i$.
- V_g^i = Coste estándar de los combustibles utilizados en la generación de energía por el subsistema eléctrico i, o Empresa productora no incluida en algún subsistema.
- Y = Coeficiente unitario de ponderación del número de pólizas de abono.
- Z_g^i = Compensación por generación correspondiente al subsistema eléctrico i.
- Z_m^i = Compensación por mercado correspondiente al subsistema eléctrico i.
- β^i = Coeficiente de reparto del margen en generación, a los efectos de compensaciones del subsistema eléctrico i.
- π_g = Margen de generación a efectos de compensaciones (coste compensado a través del coeficiente β).

σ = Porcentaje de coste fijo imputado a las adquisiciones del subsistema eléctrico i a los autogeneradores y centrales a las que se refiere el punto cuarto de la Orden de 19 de febrero de 1988.

30396 RESOLUCION de 17 de diciembre de 1993, de la Dirección General de la Energía, por la que se fija, para el año 1994, el calendario aplicable al sistema estacional tipo 5 de discriminación horaria en el sistema integrado peninsular y en los sistemas extrapeninsulares de Ceuta, Melilla, archipiélago balear y archipiélago canario.

La Orden de 7 de enero de 1991 por la que se establecen las tarifas eléctricas para 1991 dispone, en el punto 6.1.4 del título I de su anexo I, al regular el complemento por discriminación horaria tipo 5, que la Dirección General de la Energía fijará para cada año los días concretos asignados a cada categoría, tanto para el sistema integrado peninsular, como para cada uno de los sistemas aislados o extrapeninsulares.

En su virtud, y en uso de las facultades conferidas por la citada Orden por la que se desarrolla el Real Decreto 1678/1990, de 28 de diciembre,

Esta Dirección General ha resuelto:

Primero.—Se aprueban los días concretos asignados a cada categoría aplicables durante 1994 para el sistema tipo 5 de discriminación horaria en el sistema integrado peninsular y en los sistemas extrapeninsulares de Ceuta, Melilla, archipiélago balear y archipiélago canario, que figuran en la presente Resolución.

Segundo.—Los calendarios de aplicación para cada uno de los sistemas eléctricos mencionados en el punto primero, serán los que se indican en el anexo a la presente Resolución.

Madrid, 17 de diciembre de 1993.—La Directora general, María Luisa Huidobro y Arriba.

Ilmo. Sr. Subdirector general de Energía Eléctrica.