T-2921
1992

UNIVERSIDAD POLITECNICA DE MADRID
ESCUELA TECNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES

**ANALISIS PROSPECTIVO COMPARADO DEL
IMPACTO DEL MERCADO UNICO COMUNITARIO
EN EL SECTOR DE LA ENERGIA ELECTRICA: LOS
CASOS DE ESPAÑA, FRANCIA Y PORTUGAL**

TESIS DOCTORAL

ANTONIO HIDALGO NUCHERA

*Ingeniero Industrial por la E.T.S. de
Ingenieros Industriales de Sevilla*

R. 556

1992

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE ORGANIZACION, ADMINISTRACION DE
EMPRESAS Y ESTADISTICA

ESCUELA TECNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES

UNIVERSIDAD POLITECNICA DE MADRID

ANALISIS PROSPECTIVO COMPARADO
DEL IMPACTO DEL MERCADO UNICO
COMUNITARIO EN EL SECTOR DE LA
ENERGIA ELECTRICA: LOS CASOS DE
ESPAÑA, FRANCIA Y PORTUGAL

TESIS DOCTORAL

AUTOR : ANTONIO HIDALGO NUCHERA, *Ingeniero Industrial por la E.T.S. de Ingenieros Industriales de Sevilla (Especialidad: Electricidad). Master en Comunidades Europeas por la U.P.M.*

DIRECTOR : JULIAN PAVON MOROTE, *Doctor Ingeniero Industrial por la U.P.M.. Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales por la Universidad Complutense de Madrid. Licenciado en Ciencias Sociales por la Universidad Pontificia de Salamanca.*

1992

TRIBUNAL ENCARGADO DE JUZGAR LA TESIS DOCTORAL

Presidente : D. Carlos Agulló Campos Herrero (UPM)

Vocales : D. José Luis Rovira Astorga (UPM)
D. José Molero Zayas (UCM)
D. Juan del Hoyo Bernat (UAM)

Vocal-Secretario : D. Andrés Muñoz Machado (UPM)

CALIFICACION :

A Raquel, Jaime y Pablo

RECONOCIMIENTOS

Son numerosas las personas y las instituciones que han hecho posible la realización de este estudio. En primer lugar, tengo que agradecer al profesor Julián Pavón Morote, director de esta Tesis, cuyos consejos, sugerencias y comentarios han servido de especial contribución a la conclusión de esta investigación.

Quiero expresar mi gratitud a Eduardo Insunza y Eduardo Arteta por su especial ayuda en el planteamiento inicial del estudio y por su contribución en la interpretación de aspectos relevantes, así como a Fernando Díez Moreno por su contribución a la interpretación de los aspectos jurídicos que afectan a la energía eléctrica en el nuevo marco comunitario.

Debo resaltar la inestimable ayuda prestada por las empresas Red Eléctrica de España, S.A. (REE) y Unidad Eléctrica, S.A. (UNESA) al facilitarme información relevante de los sectores eléctricos de España, Francia y Portugal, además de información relativa a las directrices que la Comunidad Europea está adoptando en el marco del mercado único, y a las actuaciones de diversos organismos internacionales.

En especial quiero agradecer la infinita paciencia y el extraordinario cuidado y entusiasmo que han demostrado mi esposa Raquel González y Lola Boronat en la mecanografía y correcciones de este trabajo. A ellas mi más sincera admiración.

RESUMEN

En esta Tesis se analizan de forma comparada las previsiones de impacto que la realización del mercado único comunitario introducirá en los sistemas eléctricos de España, Francia y Portugal, desde una perspectiva organizativo-institucional.

Uno de los aspectos fundamentales que se introduce al evaluar el diseño del nuevo marco de actuación de los sistemas eléctricos es la consideración de que cualquier planteamiento que pretenda modificar la actual estructura organizativa y su marco institucional debe tener en cuenta el desarrollo que han experimentado estos sistemas a lo largo de su historia y la influencia de los respectivos contextos económicos, sociales y políticos. En este sentido se efectúa un análisis de la evolución de la organización y de la regulación administrativa de los sistemas eléctricos objeto de estudio.

Adicionalmente, la Tesis profundiza en la consideración de las limitaciones que introducen las especificidades de la energía eléctrica y que condicionan que el mercado eléctrico pueda alcanzar niveles aceptables de economía y seguridad en ausencia de restricciones inaceptables de la competencia.

Se diseñan tres modelos diferentes de funcionamiento de los sistemas eléctricos en el marco del mercado único y se fundamentan en el análisis de teorías justificativas. Al determinar cada modelo el cuadro institucional que condiciona la regulación y la organización del sistema eléctrico, se analizan en detalle sus implicaciones en la situación actual desde las perspectivas de las fases de la actividad eléctrica y de las funciones que se desarrollan: política energética, planificación, política de combustibles, operación y retribución.

Ante el planteamiento que se realiza de la dificultad que presenta un funcionamiento eficiente de un sistema eléctrico sin contar con un equilibrio entre los aspectos de regulación y competencia, se propone que el modelo bajo el que se consiguen mayores niveles de eficacia económica es el de acceso de terceros a la red.

SUMMARY

This thesis analyses, by comparative means, the estimated impact that the realisation of the single common market will have on the electrical systems of Spain, France and Portugal.

One of the fundamental aspects introduced when evaluating the design of the new framework of action of these electrical systems is the consideration that any lay out which attempts to modify the existing organising structure and its institutional framework must take into account the development which these systems have undergone in their lifetime and the influence of the respective economical, social and political contexts. In this sense an analysis of the evolution of the organisation and administrative regulation of the electrical systems is carried out.

In addition the thesis deals in depth with the consideration of the limitations that the specifications of electrical energy introduce and which condition that the electrical market can achieve acceptable levels of economy and security in the absence of unacceptable restrictions from competition.

Three different models of function of electrical systems within the framework of the common market are designed and based on the analysis of justifiant theories. In determining each model the institutional framework which conditions the regulation and organisation of the electrical systems, the implications of the present situation from the perspective of the phases of electrical activity and the functions being developed are analysed in detail: energy policies, planning, combustible policy, operation and retribution.

Due to the difficulty caused by efficient functioning of an electrical system which lacks equilibrium between aspects of regulation and competition, a model is proposed whereby higher levels of economic efficiency are achieved by the access of third-parties to the network.

INDICE

Pág.

CAPITULO 1. INTRODUCCION.

1.1	Panorámica de los antecedentes históricos de la industria eléctrica.	1
1.2.	Situación actual: interés de la historia de la electricidad.	4
1.3.	La regulación de los sistemas eléctricos.	7
1.4.	Hacia un nuevo sistema eléctrico en Europa.	11
1.5.	Planteamiento y objetivos de la Tesis.	12

CAPITULO 2. ESPECIFICIDADES DE LA ENERGIA ELECTRICA.

2.1.	Características de la energía eléctrica.	17
2.1.1.	Característica específicas.	17
2.1.2.	Conceptos fundamentales.	19
2.2.	La carga eléctrica y sus características.	20
2.2.1.	Carga instalada.	21
2.2.2.	Perfil diario de carga.	21
2.2.3.	Monótona de carga.	22
2.3.	Nociones esenciales relativas a la potencia en corriente alterna.	24
2.3.1.	Potencia en un receptor monofásico.	24
2.3.2.	Potencia en un receptor trifásico equilibrado.	28
2.3.3.	Factor de potencia.	29
2.3.4.	Inconvenientes debidos a la circulación de potencia reactiva.	29
2.3.5.	Cómo afecta la energía reactiva en las redes de suministro.	32
2.3.6.	Causas que originan valores bajos del factor de potencia.	35

2.4.	Generalidades sobre la producción de energía eléctrica.	36
2.4.1.	Las centrales hidroeléctricas.	36
2.4.2.	Las centrales termoeléctricas convencionales.	38
2.4.3.	Las centrales nucleares.	39
2.5.	Redes de suministro.	40
2.5.1.	Líneas.	41
2.5.2.	Subestaciones.	42
2.6.	Generalidades sobre el transporte de energía eléctrica.	43
2.6.1.	Funciones de transporte e interconexión.	43
2.6.2.	Elección del nivel de tensión.	43
2.6.3.	Potencia transmitida por circuito.	45
2.6.4.	Problemas técnicos propios.	45
2.6.5.	Regulación de la red.	49
2.6.6.	Gestión óptima de los medios de producción.	51
2.7.	Seguridad de suministro en un sistema eléctrico.	51
2.7.1.	Otros aspectos de la cobertura de la demanda.	53
2.7.2.	Noción de fallo.	54
2.7.3.	Consecuencias económicas del fallo.	56

CAPITULO 3. CALIDAD DE SUMINISTRO Y SERVICIO PUBLICO.

3.1.	La calidad del suministro de energía eléctrica.	59
3.1.1.	Constancia de la frecuencia.	60
3.1.2.	Pureza de la onda.	61
3.1.3.	Desequilibrio de la tensión.	62
3.1.4.	Constancia de la tensión.	63
3.1.5.	Continuidad del servicio.	68
3.2.	Características del servicio público de la electricidad.	69
3.2.1.	Concepto de servicio público	69
3.2.2.	Evolución del servicio público.	70
3.2.3.	La electricidad como servicio público.	72
3.2.4.	Principales características del servicio público de la electricidad.	73
3.2.5.	Noción de óptimo en el servicio público.	76
3.3.	Estructura económica de una empresa de servicio público.	80
3.3.1.	Monopolio natural.	80
3.3.2.	Demanda.	81
3.3.3.	Precios.	82

CAPITULO 4. DESARROLLO ESTRUCTURAL Y EVOLUCION DEL SECTOR ELECTRICO EN ESPAÑA. PRINCIPALES ASPECTOS TECNICOS, ECONOMICOS Y DE REGULACION.

4.1.	Evolución de la organización del sistema eléctrico.	85
4.1.1.	Introducción.	85
4.1.2.	El período 1873-1910: la competencia entre sistemas locales.	86
4.1.3.	El período 1911-1935: la concentración empresarial y las economías de escala en la producción.	88
4.1.4.	El período 1940-1960: la intervención estatal a través del INI.	92
4.1.5.	El período 1961-1983: la expansión eléctrica.	93
4.1.6.	La situación a partir de 1984: la nacionalización de la red de transporte y la explotación unificada del sistema eléctrico.	95
4.1.7.	La situación a partir de 1991: la reordenación del sector eléctrico.	98
4.2.	Regulación administrativa del sector eléctrico.	100
4.2.1.	Aparición de la normativa que regula al sector eléctrico.	100
4.2.2.	La sistematización de la regulación en el sector eléctrico.	103
4.2.3.	La regulación de la tarifa en el Marco Legal Estable.	112
4.2.4.	La planificación energética.	121
4.2.5.	La explotación unificada del Sistema Eléctrico Nacional.	126
4.2.6.	El régimen de regulación de la autoproducción.	127
4.3.	Principales características técnicas del sistema eléctrico.	132
4.3.1.	Evolución de la producción de energía eléctrica.	132
4.3.2.	Evolución del consumo de energía eléctrica.	137
4.3.3.	Evolución de la potencia instalada.	142

4.4.	Normas que rigen la explotación y la regulación de intercambios.	147
4.4.1.	Dirección de la Explotación.	148
4.4.2.	Normativa de la explotación del Sistema Eléctrico Peninsular.	148
4.4.3.	Intercambios con el exterior.	151
ANEXO 4.1.	Principales sociedades de producción y distribución de energía eléctrica existentes en 1930.	152

CAPITULO 5. DESARROLLO ESTRUCTURAL Y EVOLUCION DEL SECTOR ELECTRICO EN FRANCIA. PRINCIPALES ASPECTOS TECNICOS, ECONOMICOS Y DE REGULACION.

5.1.	Panorama de la organización del sistema eléctrico.	157
5.1.1.	Introducción.	157
5.1.2.	El período 1881-1914: la libertad de emprender.	158
5.1.3.	El período 1917-1945: concentración y reorganización técnico-económica.	161
5.1.4.	El por qué de la nacionalización de la industria eléctrica.	166
5.1.5.	El período posterior a la nacionalización de 1946.	168
5.2.	Regulación administrativa del sector eléctrico.	173
5.2.1.	Aparición de la normativa que regula al sector eléctrico.	173
5.2.2.	La organización de la gestión eléctrica.	175
5.2.3.	La organización del servicio nacional.	177
5.2.4.	La regulación de la política tarifaria.	183
5.2.5.	Contrato de Plan entre el Estado y EDF.	191
5.2.6.	El régimen de regulación de la autoproducción.	194

5.3.	Principales características técnicas del sistema eléctrico.	196
5.3.1.	Evolución de la producción de energía eléctrica.	196
5.3.2.	Evolución del consumo de energía eléctrica.	199
5.3.3.	Evolución de la potencia instalada.	203
5.4.	Coordinación de la explotación y regulación de intercambios.	207
5.4.1.	Servicio de Movimientos de Energía.	207
5.4.2.	Actividades del CNME.	208
5.4.3.	Intercambios con el exterior.	209
ANEXO 5.1.	Compañías especializadas en transporte que emergen entre 1920 y 1946.	212

CAPITULO 6. DESARROLLO ESTRUCTURAL Y EVOLUCION DEL SECTOR ELECTRICO EN PORTUGAL. PRINCIPALES ASPECTOS TECNICOS, ECONOMICOS Y DE REGULACION.

6.1.	Evolución de la organización del sistema eléctrico.	217
6.1.1.	Introducción.	217
6.1.2.	El período 1878-1919: el dominio de la iluminación.	218
6.1.3.	El período 1920-1944: el desarrollo regional.	218
6.1.4.	El período 1945-1975: unificación en la explotación de la red nacional.	220
6.1.5.	La nacionalización de 1975: constitución de una única empresa verticalmente integrada.	222
6.1.6	La reestructuración del sector eléctrico.	226

6.2.	Regulación administrativa del sector eléctrico.	227
6.2.1.	Principales directrices reguladoras anteriores a la nacionalización.	227
6.2.2.	Régimen reglamentario de las actividades eléctricas.	228
6.2.3.	Gestión del sistema eléctrico de suministro público. (SEP).	231
6.2.4.	La regulación de la tarifa.	234
6.2.5.	El régimen de regulación de la autoproducción.	237
6.3.	Principales características técnicas del sistema eléctrico.	238
6.3.1.	Evolución de la producción de energía eléctrica.	238
6.3.2.	Evolución del consumo de energía eléctrica.	240
6.3.3.	Evolución de la potencia instalada.	241
6.4.	Coordinación de la explotación y la regulación de intercambios.	243
6.4.1.	Departamento de Movimientos de Energía.	243
6.4.2.	Actividades del CCN.	244
6.4.3.	Intercambios con el exterior.	245

CAPITULO 7. LA ENERGIA ELECTRICA EN EL DERECHO COMUNITARIO.

7.1.	La electricidad y los Tratados Europeos.	247
7.1.1.	El sector eléctrico y el derecho de la competencia.	249
7.1.2.	Valoración de la compatibilidad de las legislaciones del sector eléctrico en relación con las reglas de la competencia de la CE.	250
7.1.3.	Análisis de la situación en España.	253
7.1.4.	Análisis de la situación en Francia.	254
7.1.5.	Análisis de la situación en Portugal.	256

7.2.	La electricidad y el Acta Unica Europea.	257
7.2.1.	Las reformas institucionales de la CE.	258
7.2.2.	La redefinición de las políticas comunitarias.	259
7.2.3.	Los intercambios de energía eléctrica.	262
7.3.	Disposiciones específicas del Acta Unica Europea y sus implicaciones para el sector eléctrico.	264
7.3.1.	Libre circulación de personas.	265
7.3.2.	Libre circulación de mercancías.	266
7.3.3.	Mercado común de servicios.	266
7.3.4.	Protección de los consumidores.	267
7.3.5.	Libre circulación de capitales.	268
7.3.6.	Medidas destinadas a favorecer la cooperación industrial.	269
7.4.	El Libro Blanco para la realización del Mercado Interior.	270
7.4.1.	La apertura de los mercados públicos.	272
7.4.2.	Consideraciones generales de las Directivas de 1971 y 1976 sobre mercados públicos.	273
7.4.3.	La directiva de 1990 relativa a la inclusión en los procedimientos de contratación pública a los sectores excluidos.	275
7.4.4.	Consideraciones sobre la aplicación de la Directiva 90/531/CEE al sector eléctrico.	270

CAPITULO 8. EL MERCADO INTERIOR DE LA ENERGIA. IMPLICACIONES PARA EL SECTOR ELECTRICO.

8.1.	Intentos de definir una política energética.	283
8.1.1.	Período 1957-1973.	284
8.1.2.	Período 1974-1980.	288
8.1.3.	Período 1981-1991.	291
8.2.	Orientaciones generales para el sector eléctrico: 1974-1989.	293
8.3.	El mercado interior de la energía.	296
8.3.1.	Antecedentes que influyen en la concepción del mercado interior de la energía.	296
8.3.2.	La integración de la energía en el concepto de mercado único.	297
8.3.3.	Marcos de actuación para el establecimiento del mercado interior de la energía.	298
8.4.	El mercado interior de la energía eléctrica.	301
8.4.1.	Concepción y objetivos.	301
8.4.2.	Obstáculos en el sector de la electricidad.	303
8.4.3.	Principales aspectos del sector eléctrico.	304
8.5.	Las acciones emprendidas en la construcción del mercado interior de la energía eléctrica.	322
8.5.1.	El proceso de liberalización.	322
8.5.2.	Acciones específicas de la Comisión.	324
8.5.3.	Acciones inmediatas de la Comisión.	331
8.5.4.	Orientaciones tendentes a la realización progresiva del mercado unificado de la electricidad.	339

ANEXO 8.1.	Medidas legislativas de política energética aprobadas en el período 1957-1973.	341
ANEXO 8.2.	Medidas legislativas de política energética aprobadas en el período 1974-1980.	344
ANEXO 8.3.	Medidas legislativas de política energética aprobadas en el período 1981-1991.	352

CAPITULO 9. ORGANIZACION OPTIMA DE LA INDUSTRIA ELECTRICA: ANALISIS DE MODELOS.

9.1.	Introducción.	359
9.2.	Regulación versus liberalización.	360
9.2.1.	Planteamiento del binomio.	360
9.2.2.	Aspectos técnico-económicos que limitan la competencia.	362
9.3.	La teoría del monopolio natural.	364
9.3.1.	Desarrollo de la teoría.	364
9.3.2.	Efectos perversos originados por ineficacias de comportamiento.	366
9.3.3.	Efectos perversos originados por subvenciones cruzadas.	366

9.4.	El modelo industrial.	367
9.4.1.	Introducción.	367
9.4.2.	Principales características, riesgos y beneficios.	368
9.4.3.	Planificación y explotación de sistemas integrados.	370
9.4.4.	La regulación en el modelo industrial.	371
9.4.5.	Consecución de mayor eficacia económica y seguridad.	372
9.5.	Modelo de integración de los sistemas eléctricos.	373
9.5.1.	Introducción.	373
9.5.2.	Definición del modelo.	374
9.5.3.	La explotación de los sistemas eléctricos.	375
9.5.4.	El pool de energía eléctrica.	377
9.5.5.	La regulación tarifaria.	383
9.5.6.	Elementos de eficiencia.	398
9.6.	Las nuevas propuestas basadas en la liberalización.	399
9.6.1.	La dificultad de la regulación.	399
9.6.2.	La licitación de concesiones.	400
9.6.3.	La teoría de los mercados contestables.	401
9.6.4.	La desintegración horizontal y vertical.	405
9.6.5.	La experiencia de Estados Unidos.	407
9.7.	El acceso de terceros a la red.	408
9.7.1.	Introducción.	408
9.7.2.	Diferentes formas de apertura de las redes.	410
9.7.3.	Aspectos fundamentales a considerar en al apertura de las redes.	414
9.7.4.	La regulación de la distribución.	415
9.7.5.	La regulación del acceso a la red de transporte y de los precios.	417

9.7.6.	Efectos sobre la generación de electricidad.	418
9.7.7.	Efectos sobre el transporte de electricidad.	420
9.7.8.	Efectos sobre los costes.	422
9.7.9.	Principios estratégicos del modelo.	423
9.7.10.	Remuneración de los servicios de la red de transporte: tarificación a largo plazo.	427
9.7.11.	Remuneración de los servicios de la red de transporte: tarificación a corto plazo.	428
9.7.12.	Consideraciones jurídicas del acceso de terceros a la red.	434

CAPITULO 10. PERSPECTIVAS DE EVOLUCION DE LA SITUACION ACTUAL ANTE LAS ESTRATEGIAS DEL MERCADO INTERIOR DE LA ENERGIA.

10.1.	Introducción.	437
10.2.	Planteamiento general del análisis.	438
10.2.1.	Fases de la actividad eléctrica.	439
10.2.2.	Características de los agentes que integran el sistema eléctrico.	440
10.2.3.	Funciones que se desarrollan en un sistema eléctrico.	443
10.3.	Estrategia basada en el modelo industrial.	444
10.3.1.	Principales líneas de actuación.	444
10.3.2.	Medidas de carácter horizontal.	445
10.3.3.	Desarrollo de la competencia en la fase de producción.	450
10.3.4.	Incremento de la transparencia en la gestión de los sistemas eléctricos.	454

10.4.	Estrategia basada en el modelo de integración.	456
10.4.1.	Impacto en las fases de actividad eléctrica de los sistemas.	456
10.4.2.	Impacto en el desarrollo de la planificación energética.	458
10.4.3.	Impacto en la política de combustibles.	462
10.4.4.	Impacto en la operación de los sistemas eléctricos.	465
10.4.5.	Impacto en los sistemas retributivos.	469
10.5.	Estrategia basada en el modelo de acceso de terceros a la red.	474
10.5.1.	Impacto en las fases de actividad eléctrica de los sistemas.	475
10.5.2.	Impacto en la política energética.	478
10.5.3.	Impacto en la planificación energética.	479
10.5.4.	Impacto en la política de combustibles.	481
10.5.5.	Impacto en la operación de los sistemas eléctricos.	483
10.5.6.	Impacto en los sistemas retributivos.	489

CAPITULO 11. CONCLUSIONES Y APORTACIONES DE LA TESIS. 493

BIBLIOGRAFIA.	505
----------------------	------------

CAPITULO 1.INTRODUCCION.

1.1. Panorama de los antecedentes históricos de la industria eléctrica.

Es innegable reconocer la eficacia de la contribución que sobre el nivel de riqueza y prosperidad de un país tiene el consumo de la energía eléctrica.

Desde esta perspectiva, es necesario resaltar que los mayores acontecimientos que han ido configurando la situación actual de los distintos sistemas eléctricos han constituido avances científicos y tecnológicos de singular excepción que han contribuido de una manera muy directa al grado de desarrollo de nuestra civilización. Por tanto, estos acontecimientos precursores de la actualidad no deben tener un interés restringido al área delimitada por el sector eléctrico.

Las primeras manifestaciones que se conocen acerca de la existencia de la electricidad datan de alrededor de 600 años A.J. y se atribuyen a Thales de Mileto, el cual al estudiar las propiedades del ámbar o "succino" descubrió que éste atraía ciertos cuerpos ligeros cuando se frotaba con una tela. Más tarde estos mismos hechos fueron experimentados y corroborados por Plinio.

Después de un largo período de tiempo que abarcó casi 1600 años y en el que no existieron estudios relacionados con este fenómeno, en el siglo XIII Roger Bacon y Pierre Peregrín, y en el siglo XIV Jerome Cardan, se ocupan de estudiar las diferencias entre el ámbar y el óxido de hierro e incluso llevan a cabo la postulación de hipótesis.

En el siglo XVII, el británico William Gilbert, médico privado de la reina Isabel de Inglaterra, es el autor del primer tratado sobre el magnetismo y las propiedades de atracción del ámbar a través de su obra titulada "De

Magnete" escrita en latín. Esta obra generó que numerosos investigadores, entre los que hay que destacar a Otto von Guericke y Nicola Cabeo, llevaran a cabo ciertos experimentos en este campo.

Pero no fue hasta el siglo XVIII que se produjo un verdadero interés por los fenómenos de la electricidad, que hicieron que se convirtiera por primera vez en un vasto campo de investigación. Alrededor del año 1730 Stephen Gray descubre la conducción de ciertos cuerpos y completa la lista de conductores y aislantes de W. Gilbert.

Benjamín Franklin (1707 - 1790) propuso como causa de la electricidad a un único fluido que, existiendo en todos los cuerpos en unas cantidades determinadas, actuaba por repulsión sobre sus propias moléculas y por atracción sobre las de la materia. Cuando aumentaba la cantidad de ese fluido, el cuerpo quedaba electrizado positivamente, y cuando disminuía esa cantidad el cuerpo se electrizaba negativamente.

En 1746 el científico holandés Mosschenbroek, con la ayuda de su discípulo Cuneus, descubrió la llamada "Botella de Leyden", que debe su nombre a la ciudad en que fue descubierta, tratando de electrizar el agua contenida en una botella de vidrio parcialmente llena y cuyo tapón estaba atravesado por una varilla metálica a la que se aplicó una corriente eléctrica. El hallazgo del fenómeno de acumulación abrió nuevos horizontes que sugirieron las primeras ideas de la transmisión por medio de hilos conductores (telégrafo eléctrico).

A finales del prolijo siglo XVIII, Luis Galvani, médico y catedrático de anatomía de la Universidad de Bolonia, da en 1786 con sus experimentos un importante avance en el campo de la electricidad. Un poco más tarde en 1796, Alejandro Volta, profesor titular de Física de la Universidad de Pavía, creó la primera pila generadora de electricidad sobre los fundamentos ya expuestos por él mismo en 1780. Esta invención marcó un hito en el desarrollo de la electricidad al permitir desarrollar un gran número de

experimentos que estaban fuera del alcance de lo que hasta entonces se denominaba electricidad estática:

- . Sir Humphrey Davy, químico inglés, descubre en 1813 el arco voltaico, origen de la luz eléctrica.
- . Carlisle y Nicholson, científicos ingleses, logran la primera descomposición del agua por medio de una pila de columna.
- . Jacobi inicia en Rusia en el año 1838 la galvanoplastia.

El año 1820 recoge el descubrimiento por Oersted, profesor de Física de la Universidad de Copenhague, de que toda corriente eléctrica genera un campo magnético. Este descubrimiento hizo posible la posterior obtención del electroimán y el desarrollo de otras aplicaciones en el telégrafo. Posteriormente, en el año 1831, Faraday demuestra el fenómeno inverso, es decir, que un campo magnético en movimiento induce una corriente eléctrica, abriendo así el camino para proporcionar más energía eléctrica que la proporcionada hasta entonces por las pilas.

En los años siguientes continuaron las investigaciones en esta materia para conseguir de una forma regular las pequeñas corrientes experimentales, apareciendo las primeras máquinas generadoras de electricidad gracias a Pixxi y Clarke. Estas máquinas fueron el origen de la idea relativa a que si se construían en mayores dimensiones y se accionaban por medio de un motor de vapor, sería posible obtener energía eléctrica en mayor cantidad, dando lugar a que en 1849 el profesor de Física de la Escuela Militar de Bruselas, M. Nollet, intentara llevarla a la práctica.

Los trabajos continuaron y la máquina siguió perfeccionándose hasta que Siemens y Wheatstone presentaron en 1867 una dinamo autoexcitada que podía aplicarse en la práctica. Pero el científico belga Z. Gramme, quien en 1873 presentó su dinamo en la Exposición de Viena, fue el verdadero artífice de su perfeccionamiento para hacerla realmente apta para su

empleo en las diversas aplicaciones conocidas hasta entonces. Su utilización estaba condicionada a que fueran movidas por máquinas de vapor, por motores de gas del alumbrado (motores de explosión alimentados por una mezcla de gas y aire en la proporción 7/93) o por turbinas hidráulicas.

El descubrimiento de Faraday constituye el fundamento de la generación actual de energía eléctrica en las centrales productoras. En estas instalaciones se consigue que grandes bobinas de hilo metálico se muevan en la proximidad de grandes imanes, induciendo la energía eléctrica.

Pero hasta este momento la utilización de la electricidad como fuerza motriz estaba limitada a instalaciones fabriles muy próximas al lugar de ubicación de la máquina generadora.

Con el invento de la lámpara eléctrica por T. A. Edison en el año 1879 se abre un nuevo campo para el desarrollo de las aplicaciones de la energía eléctrica, pero por igual motivo, estaba limitado a la existencia próxima de una máquina generadora de electricidad.

Sin embargo, con el invento en el año 1885 del transformador estático de núcleo magnético cerrado, se inicia la distribución de la energía eléctrica de corriente alterna a tensiones más elevadas. Es en esta época cuando empieza el desarrollo de la energía eléctrica a nivel industrial.

1.2. Situación actual: interés de la historia de la electricidad.

Ante el interesante planteamiento sobre el por qué de la organización y el modo de regulación actual de los sistemas eléctricos, no existe otra respuesta que examinar la evolución de la articulación de las características técnico - económicas de la electricidad y el juego de los agentes implicados en sus contextos económico, político e institucional, correspondientes a algunos países europeos.

Si se realiza un breve recorrido histórico sobre el período 1890-1960, se pone de manifiesto la emergencia en Francia, España, Alemania, Gran Bretaña y Estado Unidos de una misma lógica de funcionamiento que se ha denominado modelo industrial del sector eléctrico. Este modelo se caracteriza por:

- . fuerte coordinación del sistema producción-transporte sobre grandes áreas, regiones o incluso países, y estrecha relación con los distribuidores. Estas relaciones están acompañadas del monopolio de suministro y de la obligación de suministro de hecho o de derecho.
- . relaciones privilegiadas con los suministradores de material eléctrico y el sector financiero.
- . un modo de regulación en el que sobresale la intervención dominante de los poderes del Estado que controlan el uso del dominio público, la elección de inversiones y los niveles tarifarios.

Este modelo, afectado por las características técnico - económicas del sector, ha adoptado diversas formas institucionales según el país:

- . sistemas donde el Estado asume la regulación del conjunto del sistema producción-transporte-distribución.
- . sistemas en los que los municipios o colectividades locales tienen un importante control de la distribución.
- . empresas integradas verticalmente, formas de participación cruzadas o contratos a largo plazo.

En cualquier caso, esta regulación actúa bien sobre las empresas privadas o bien a través de empresas públicas o mixtas.

A través de la historia es posible también comprender las variaciones significativas que se han sucedido en los diversos países en relación a los sistemas eléctricos:

- . grado de integración vertical (producción-transporte-distribución) y horizontal (producción-transporte), y sus formas jurídicas.
- . nivel de regulación del sector eléctrico. Las regiones en primer lugar, y posteriormente los Estados pasan a regular las grandes empresas de producción y transporte, mientras que la distribución permanece como una actividad local que puede encontrar algunas sinergias con la distribución de otros elementos como el gas, agua y calefacción urbana. Ello es la causa de que los municipios se interesen en el control de esta actividad.

Por su parte, las características específicas de la energía eléctrica constituyen la causa de que el mercado de la electricidad tenga unas particularidades propias que le distingue del resto de los mercados, y que obliga a realizar una serie de tareas de carácter permanente: la vigilancia del funcionamiento y el control de la red.

La evolución del funcionamiento y control de los modernos sistemas eléctricos se remonta a sus orígenes con el crecimiento del sistema, el desarrollo de la teoría de control y las innovaciones tecnológicas en los equipos. Mientras que consideraciones económicas y de fiabilidad fueron el origen del desarrollo de las interconexiones entre subsistemas eléctricos, las nuevas complejidades que surgieron requirieron el diseño de nuevas filosofías de funcionamiento y de los centros de control de energía eléctrica.

En el conjunto de las tendencias más significativas es preciso citar a las siguientes:

- . la estrecha correlación entre el uso de la electricidad y el desarrollo económico, como lo demuestra que la variación de la actividad económica es paralela al consumo de energía eléctrica ¹
- . la tendencia a la utilización de la energía eléctrica por los sectores residencial, comercial e industrial.
- . la tendencia a la interconexión entre empresas eléctricas, para hacer frente a riesgos derivados de cualquier incidente fortuito y de los errores cometidos en la planificación.

Estas tendencias unidas a una serie de acontecimientos que provocaron importantes desviaciones de las mismas, y entre las que pueden citarse a la crisis del petróleo de 1973 y a los apagones ocurridos en Estados Unidos (1965 y 1977) y Francia (1978), dieron lugar a una importante serie de innovaciones. Entre estas innovaciones destacan por su relevancia:

- . Coordinación de las interconexiones.
- . Despacho económico.
- . Monitorización de la seguridad.
- . Centros de control de energía.
- . Jerarquías de control.

1.3. La regulación de los sistemas eléctricos.

La regulación de la industria eléctrica por los poderes públicos es un elemento clave del modelo industrial. La existencia de grandes monopolios con obligación de suministro sobre una zona geográfica y el

¹ Proyecto INDEL (Investigación de la demanda de energía eléctrica), dirigido por Red Eléctrica de España, S.A.

establecimiento sobre grandes áreas de empresas productoras y de transporte únicas o dominantes, tienen como principal objetivo satisfacer la demanda repercutiendo al consumidor final los costes de producción, transporte y distribución a través de las tarifas. En esta economía de monopolio, la regulación ejercida por los poderes públicos está dirigida fundamentalmente a atribuir las concesiones, controlar las tarifas, los programas de inversiones y las condiciones de financiación de la industria.

Los fundamentos teóricos que justifican la intervención del Estado en los mercados están basados en las siguientes teorías:

- . Teoría Económica del Bienestar.
 - . Teorías Positivas.
 - . Teoría de la Elección Social Pública.
 - . Teoría de los Grupos de Presión.
- A. La Teoría Económica del Bienestar estipula que en un mercado de competencia perfecta se consigue la asignación óptima de recursos desde la perspectiva social, bajo determinadas condiciones. El incumplimiento de alguna de estas condiciones justifica la intervención del Estado para que garantice la obtención de ese óptimo. Esta teoría justifica la regulación en base a los siguientes motivos:
- . la existencia de los denominados monopolios naturales (empresas que producen con rendimientos crecientes de escala). La intervención de los poderes públicos se justifica para evitar abusos de poder por parte del monopolio.
 - . la existencia de estructuras de mercado no competitivas en las que las empresas establecen acuerdos e introducen barreras de entrada. La no eficiencia del mercado justifica la intervención estatal.

- . la existencia de bienes públicos que no pueden regularse a través de los precios.
 - . la generación de efectos externos positivos o negativos que pueden conducir a divergencias entre coste sociales y privados.
 - . la no existencia de información perfecta que originaría una asignación de recursos subóptima.
- B. Las Teorías Positivas de la regulación se basan en el hecho contrastable de que la regulación es un bien poseído por el poder del Estado que se distribuye entre los agentes económicos de acuerdo con un procedimiento de subastas. Cuando existe un fallo en el mercado, los consumidores reclaman una regulación que los poderes públicos intentan satisfacer. La regulación se considera como un bien que se ofrece y se demanda.
- C. La Teoría de la Elección Social Pública ² afirma que los grupos sociales y los propios individuos intentan aumentar su cuota de participación en la renta a través del Estado. Los intereses de los distintos sectores intentarán que la renta y el bienestar se movilicen favorablemente para ellos y para los miembros de los grupos políticos dominantes, a costa de los ciudadanos.
- D. La Teoría de los Grupos de Presión ³ afirma que los ciudadanos ofrecen sus votos en función del flujo de rendimientos futuros que estimen que les pueden proporcionar cada uno de los candidatos en caso de resultar elegido. Por su parte, los políticos se comportan como empresarios valorando la ganancia marginal neta de votos asociada a cada una de sus posibles acciones, comparando los ingresos (votos) que pueden derivarse de incorporar en sus programas las peticiones de los grupos de presión, con el coste de tales acciones.

² Buchanan, J.M. "The demand and supply of public goods" Rand McNally. 1968

³ Olson, M. "The logic of collective action" Harvard University Press. Cambridge. Massachussets. 1965.

De una manera específica, G. Stigler ⁴ basa su hipótesis en que la regulación es obtenida por la industria y diseñada para su propio beneficio. Cada industria que posea suficiente poder político para hacer uso del Estado, intentará controlar el acceso al mercado mediante regulaciones estatales. Esta teoría pone en entredicho la independencia de los poderes públicos en relación a los individuos o administrados, y afirma que el crecimiento del aparato del Estado es un instrumento de poder al servicio de intereses creados, por lo que la industria que busca poder político tendrá que acudir al vendedor adecuado: el partido político.

Al constituir la industria eléctrica un sector básico de cualquier economía nacional es obvio que resulta necesaria su regulación, pues su actividad se centra en el suministro de un bien considerado imprescindible en la actualidad. Ahora bien, este argumento no puede servir de excusa para establecer medidas reguladoras exageradas cuyas consecuencias negativas pueden perjudicar de forma irremediable a los agentes que intervienen mediante el fomento del desinterés y la ineficiencia. Este reto es aún mayor si coexisten empresas públicas y privadas, pues se contraponen intereses, objetivos, escalas de valores y principios de actuación que pueden entrar en colisión por las arbitrariedades de la propia regulación.

La regulación de la industria eléctrica debe limitarse a definir una serie de pautas de comportamiento en aquellos aspectos que tengan mayor repercusión en la propia sociedad. Por tanto, la influencia del regulador debe basarse en:

- . Garantizar el suministro de energía eléctrica presente y futuro.
- . Garantizar unos niveles de precio y calidad del suministro que satisfagan las demandas de los consumidores y las retribuciones de los suministradores.

⁴ Stigler, G. y Friedland, C. "What can regulators regulate? The case of electricity". Journal of Law and Economics Nº 5.

- Fomentar que la industria eléctrica funcione de acuerdo a pautas de eficiencia, competitividad y economicidad.

1.4. Hacia un nuevo sistema eléctrico en Europa.

Como se ha puesto de manifiesto, numerosos puntos comunes se encuentran en la organización de los sistemas eléctricos. No obstante, el marco institucional en que se ejerce la actividad de la industria eléctrica en Europa está comenzando a evolucionar bajo los efectos del Mercado Unico.

Una vez aprobada el Acta Unica, la Comisión de la CE apoyada por el Consejo de Energía emprendió el camino para extender los objetivos planteados para el mercado interior europeo al sector de la energía, reconociendo la problemática general que ello supone.

El mercado único constituye un medio eficaz para contribuir a la integración económica de la CE y aumentar su competitividad, siendo su finalidad la disminución del coste de acceso a la energía y la racionalización de las actividades de producción, transporte y distribución de energía.

En la perspectiva del mercado único europeo de la energía, la Comisión de la CE ha abierto el debate sobre la oportunidad de aplicar nuevas formas de competencia entre los agentes del sector eléctrico introduciendo la apertura de las redes eléctricas. Teniendo presente que el Tratado de Roma deja abierta la posibilidad de actuar en ciertos casos donde las medidas previstas irían en contra de la misión de servicio público confiada a una empresa o no fueran las más eficaces en relación al interés general, la Comisión persigue introducir un mayor desarrollo de la competencia con la finalidad de aumentar los niveles de eficacia.

Las propias especificidades de la energía eléctrica unidas a consideraciones de economías de escala y de monopolios naturales han sido la causa de que el paradigma de la competencia perfecta no se haya

aplicado al sector eléctrico ⁵ . En los Estados Unidos, la regulación de los monopolios naturales se justificó en nombre de la eficacia económica, debiendo permitir simular la competencia "impracticable" en estos sectores, además de proteger a los pequeños consumidores contra los grandes clientes.

Los análisis económicos efectuados en los años ochenta han concluido en la posibilidad y, a veces, necesidad de introducir cierto grado de competencia en la industria eléctrica. Esta crítica a los monopolios naturales regulados contribuyó a que emergiesen movimientos desreguladores en los Estados Unidos, diferentes según las características técnico-económicas de la red a que se aplica (comunicaciones. transporte aéreo, sector eléctrico, etc.).

Del estudio de las recientes actuaciones llevadas a cabo en Estados Unidos se desprende que no es correcto plantear en términos excluyentes los conceptos de competencia y monopolio regulado, sino que debe tratarse de encontrar el marco donde ambos sean compatibles. De esta forma puede hablarse de "monopolios en cuasi-competencia o mercado regulado" según N. Curien y M. Gensellen, o de "regulación incitada o competencia organizada" según J. P. Bouttes y P. Lederer.

Ante estas perspectivas un nuevo sistema eléctrico se está diseñando en Europa y en el que, además de las ideas de la Comisión, es preciso tener en cuenta las características y motivaciones de los diversos agentes implicados.

1.5. Planteamiento y objetivos de la Tesis.

El desarrollo del mercado único europeo va a introducir en el sector eléctrico un conjunto de actuaciones que pueden suponer cambios estructurales e institucionales de especial importancia que podrán no tener comparación con los hechos más relevantes acaecidos hasta hoy en la historia de la industria eléctrica europea.

⁵ Joskow, P.L. "Markets for power" MIT Press. 1983.

Ante la actual incertidumbre en relación al modelo idóneo que se alcanzará en el mercado interior de la energía eléctrica, en la Tesis se especifican y analizan en profundidad tres modelos que obedecen a las dos opciones que pueden aplicarse al contexto estructural, técnico y económico que caracteriza al sector eléctrico: la integración y la liberalización.

Partiendo del estado actual, la Tesis analiza las situaciones que se derivarán de cada una de estas alternativas y las consecuencias que, desde las perspectivas institucionales y reguladoras, condicionarán las estructuras organizativas actuales de los sistemas eléctricos de España, Francia y Portugal.

La energía eléctrica presenta unas características muy particulares que la diferencian de la mayor parte de los bienes de consumo. En el Capítulo 2 se analizan todos aquellos conceptos que son necesarios para comprender que la seguridad y la economía del suministro de electricidad requieren de unas condiciones específicas cuya no consideración introduce niveles de riesgo muy elevados con un reflejo en las inversiones que elevaría los precios finales a cotas inadmisibles.

La evolución de los usos de la energía eléctrica y su extensión a una más amplia gama de aplicaciones es la causa de que exista una diferencia cada vez más estrecha entre la calidad de la energía eléctrica suministrada y las necesidades de los abonados. El valor de la imperfección de la calidad del servicio se analiza en el Capítulo 3, donde se relaciona con el concepto de utilidad económica que es función de la tensión que llega al abonado.

El desarrollo de las aplicaciones de la energía eléctrica y sus propias características han justificado en cualquier país que el legislador intervenga para regular las relaciones entre los agentes implicados y proteger y garantizar sus intereses. Su justificación se ha realizado en base a numerosas razones que se desarrollan en el Capítulo 3, que recoge además las nociones de óptimo en el servicio público y las características

económicas más relevantes de las empresas encargadas de gestionar un servicio público.

La herramienta básica que permitirá entender con mayor claridad el perfil institucional-regulador que condiciona la organización y los aspectos técnico-económicos actuales del sector eléctrico en un país determinado, se fundamenta en la consideración de que la configuración actual de cualquier sistema eléctrico es el resultado de la destilación de los numerosos hechos que han acontecido a lo largo de su breve historia desde los diferentes contextos político, social, económico e institucional.

La puesta en marcha de planes nacionales que, a través de la regulación de los medios de producción, transporte y distribución, ofrecieran a los consumidores electricidad a un precio capaz de competir de forma ventajosa con otras fuentes de energía como el gas, el carbón y el petróleo, y la concreción de esos planes en función de los condicionantes de cada país (fuentes propias de energía, nivel de industrialización, densidad de población, etc.), han dado origen a una notable diversidad como consecuencia de las diferencias de un país a otro.

Los Capítulos 4,5 y 6 intentan articular para España, Francia y Portugal respectivamente, los aspectos que han definido la evolución de la organización del sistema eléctrico, la regulación administrativa a que se encuentran sometidos, sus principales características técnicas y las normas que rigen la explotación y la regulación de los intercambios. Con este análisis se estará en condiciones de estudiar en profundidad las modificaciones que para estos sistemas eléctricos implicarán la puesta en marcha del mercado interior de la energía.

Como base de partida para analizar los instrumentos de acción que la Comunidad Europea dispone para realizar el mercado interior de la energía en el sector eléctrico, la Tesis profundiza en el tratamiento que los distintos Tratados constitutivos de la CE otorgan a la energía eléctrica (Capítulo 7).

Entre otras actuaciones se analizan las implicaciones que para el sector eléctrico presentan las reglas de la competencia, las disposiciones específicas del Acta Unica Europea y la apertura de los mercados públicos contenida en el Libro Blanco para la realización del mercado interior.

El Capítulo 8 describe los progresos realizados desde 1957 por la Comunidad Europea para construir un mercado común de la energía y las dificultades encontradas, la concepción del mercado interior de la electricidad, las acciones que se han emprendido para su construcción y las orientaciones a desarrollar en un próximo futuro.

El Capítulo 9 recoge el planteamiento del binomio regulación-liberalización y las principales teorías que conceptualizan los diferentes modelos de organización óptima de la industria eléctrica que se prevén pueden aplicarse en el marco del mercado interior de la electricidad. Aunque la Comisión de la CE apuesta por el modelo aperturista basado en el acceso de terceros a las redes, del que se analizan sus principios estratégicos, las necesidades de regulación y la remuneración de los servicios de la red de transporte, se describe también el modelo de integración de los sistemas eléctricos y los elementos de eficiencia que introduce.

El modelo industrial es analizado como un posible escenario a considerar y se justifica su elección en base a la posibilidad de ser mejorado mediante la consecución de mayores niveles de eficacia económica y seguridad.

El Capítulo 10 describe las perspectivas de evolución de la situación actual y establece las modificaciones y los criterios de funcionamiento que se proponen para adaptar la organización actual de los sistemas eléctricos de España, Francia y Portugal a la situación planteada por los modelos analizados.

En el Capítulo 11 se establecen las conclusiones y los trabajos que pueden derivarse de esta Tesis.

CAPITULO 2. ESPECIFICIDADES DE LA ENERGIA ELECTRICA

2.1. Características de la Energía Eléctrica

2.1.1. Características específicas

Es preciso señalar que el suministro de energía eléctrica es absolutamente vital para el conjunto de la Sociedad. La permanencia de este servicio es considerada como una garantía, y es precisamente cuando se produce algún incidente, el momento en que uno se apercibe en qué gran medida su vida depende de un suministro seguro de la electricidad.

La energía eléctrica presenta una serie de características muy particulares entre el conjunto de los bienes de consumo. Estas características son las siguientes:

- A. Casi-imposibilidad de almacenamiento. En la actualidad, únicamente los condensadores permiten almacenar energía eléctrica en pequeñas cantidades: es un medio reservado a aplicaciones muy especiales, de débil potencia y de muy corta duración.

Esta singularidad es la causa de que en todo instante la producción deba ser ajustada a la demanda, pues cada consumidor utiliza su suministro en cantidades y momentos de su libre elección, y le interesa que su demanda le sea asegurada sin retardos por una estructura de suministro capaz de responder a variaciones erráticas e imprevistas.

- B. La forma de transportarla es única. Ello se realiza por medio de hilos conductores organizados en redes especiales constituidas al efecto. No obstante, imperativos de orden económico limitan las distancias de transporte.

La manera en que la electricidad circula en las redes no es al azar, sino que obedece a leyes físicas muy conocidas. Ellas son la causa de que aparezcan dificultades específicas:

- . toda energía eléctrica complementaria a transportar tomará simultáneamente, para llegar a su destino, todos los caminos en paralelo que encuentre.
 - . La organización de la red, la apertura o cierre de una línea, la distribución geográfica de los medios de producción y de las zonas de consumo juegan un papel fundamental en el reparto de la energía a transportar entre todos los trayectos que le son ofrecidos.
 - . No es posible canalizar un transporte de electricidad entre dos puntos A y B por la línea directa que una ambos puntos de la misma red.
- C. La electricidad circula a la velocidad de la luz, lo que obliga a un control exhaustivo, pues cualquier defecto se propaga muy rápidamente y puede ocasionar graves daños al conjunto de la red y a las personas.

Por tanto, son tareas permanentemente necesarias la vigilancia de la red, el reparto de la producción entre las centrales y las medidas de las potencias transportadas por cada línea de la red. Estas tareas únicamente pueden ser realizadas por los centros de control que están equipados con medios muy sofisticados de recogida y tratamiento de datos que, además, deben controlar los flujos de potencia reactiva y la tensión en la red.

También es necesario tener presente que el reparto de una carga suplementaria entre las diversas líneas de una red es función de la carga previa de dichas líneas, y cambiará de un momento a otro al

mismo tiempo que cambia el reparto de la producción y el consumo. Por tanto, es imposible utilizar una línea a su plena capacidad pues debe ante todo cambio de situación, poder aceptar una carga suplementaria.

Las especificidades de la energía eléctrica son la causa de que el mercado de la electricidad sea un mercado muy particular, que no puede ser comparado en igualdad de condiciones con cualquier otro mercado de bienes o de servicios, y si se extrema un poco, a ningún otro mercado de la energía: carbón, gas, petróleo, etc.

Como conclusión, es preciso destacar que la seguridad y la economía del suministro de energía eléctrica requieren de una red interconectada de alta tensión, perfectamente integrada y alimentada por grandes unidades productoras de electricidad. Tanto las redes de alta, media y baja tensión, como las centrales eléctricas necesitan inversiones elevadas y exigen que las decisiones que les afectan sean cuidadosamente estudiadas y con antelación suficiente.

2.1.2. Conceptos fundamentales

Al hablar de energía eléctrica, y en general de cualquier tipo de energía, hay que distinguir fundamentalmente dos conceptos: energía y potencia.

- . Energía: es la capacidad de producir trabajo. Su medición estará determinada por la cantidad de trabajo realizado. En el caso de la energía eléctrica la unidad más común es el kilovatio-hora (kWh).
- . Potencia: es la energía desarrollada o consumida por unidad de tiempo. La unidad de potencia eléctrica es el kilovatio (kW) y todos sus múltiplos y divisores.

La diferencia fundamental entre ambos conceptos está en la incorporación del tiempo en el caso de la potencia. Por tanto, con doble potencia se podrá realizar el mismo trabajo en la mitad de tiempo o, de manera equivalente, la energía consumida por una potencia P en un tiempo t es igual que la energía consumida por una potencia $2P$ en un tiempo $t/2$.

Las relaciones entre ambas son las siguientes:

$$. \text{Potencia media} = \frac{E}{t}$$

$$. \text{Potencia instantánea} = \frac{dE}{dt}$$

2.2. La carga eléctrica y sus características

El término carga se refiere a cualquier aparato que transforma la energía eléctrica en otras formas de energía. Esta carga puede ser muy variada desde una batería que transforma la energía eléctrica en química, a un motor que la transforma en energía mecánica, pasando por una bombilla que la transforma en lumínica o una calefacción que la transforma en energía térmica.

Desde el punto de vista de la red eléctrica es indiferente qué transformación energética realice cada carga. El único aspecto interesante es que dicha carga absorbe de la red una potencia durante un cierto tiempo, es decir, una energía eléctrica. Un diagrama general de una carga puede ser el recogido en la Figura 2.1.

Figura 2.1. Esquema de una carga eléctrica

Unicamente la parte no rayada es la que interesa desde el punto de vista eléctrico.

El factor clave de la carga desde el punto de vista eléctrico es su potencia nominal, es decir, su capacidad de consumir una cierta cantidad de energía por unidad de tiempo. En otros términos, la potencia nominal de la carga da idea de su tamaño.

En un sistema eléctrico las cargas individuales se agrupan para formar lo que se denomina la carga total del sistema. Sobre este valor se pueden distinguir los conceptos que se exponen a continuación.

2.2.1.Carga Instalada

Se denomina así a la suma de las potencias máximas de las cargas que gravitan sobre una misma red.

Realmente es poco probable que todas las cargas del sistema estén simultáneamente conectadas a la red en un momento determinado, por lo que se denominará factor de diversidad a la relación entre la potencia demandada en un instante dado y la carga instalada. Este factor será, por tanto, normalmente inferior a la unidad.

2.2.2.Perfil diario de carga

Si en un sistema eléctrico se representan gráficamente las potencias totales demandadas durante un día cualquiera se pueden observar los siguientes hechos:

- . La curva pasa por valores muy distintos a lo largo del día presentando unos valores máximos, denominados puntas, y otros mínimos denominados valles.

- . La curva de todos los días laborables es de forma muy similar, variando el valor de las puntas y los valles.
- . La curva de los días festivos es similar a la de los días laborables pero sensiblemente más homogénea, es decir, los valores de punta no son tan elevados en relación con los de valle y en ambos casos los valores son inferiores a los días laborables.
- . El área comprendida entre la curva y el eje de abcisas representa la energía consumida en dicho día.

Figura 2.2. Perfil diario de carga de un día laborable medio

2.2.3. Monótona de carga

Del perfil diario de carga se puede pasar a otro tipo de curva denominada monótona, o monótona de duración, en que en abcisas están los tiempos y en ordenadas las potencias. Cada punto de la curva, de coordenadas (t_1, P_1) , representa que la demanda real ha sido superior a P_1 durante un tiempo t_1 .

Esta monótona puede hacerse para cada día y la integración de las curvas correspondientes a los 365 días del año representan la monótona anual, que es una curva fundamental en los estudios de planificación y explotación de un sistema eléctrico.

Un ejemplo de esta curva se recoge en la Figura 2.3. Sobre esta curva es importante hacer otra serie de consideraciones:

- . El valor de la demanda máxima de potencia es sensiblemente superior a la demanda mínima, lo que significa que algunos equipos, que necesariamente habrán de tenerse en la red para atender a los valores de punta, no son necesarios en los momentos de valle.
- . La duración de la punta es de unas pocas decenas de horas, siendo, por tanto, el equipo superfluo durante gran parte del año.
- . El área encerrada por la curva es, otra vez, la energía consumida en el año. El cociente de la energía anual consumida entre la potencia de punta del sistema se denomina tiempo de utilización y representa el tiempo en que debiera funcionar el sistema demandando la potencia máxima para consumir la energía real consumida. El porcentaje entre el total del año de este tiempo de utilización se denomina factor de utilización.

Figura 2.3. Curvas monótonas de duración correspondientes a 1989 y 1990

2.3. Nociones esenciales relativas a la potencia en corriente alterna

2.3.1. Potencia en un receptor monofásico

Sea un receptor de energía eléctrica monofásico alimentado por una tensión sinusoidal de la forma:

$$v = \sqrt{2} V \text{ sen } \omega t$$

Este receptor será atravesado por una corriente sinusoidal i de igual pulsación que la tensión y de valor:

$$i = \sqrt{2} I \text{ sen } (\omega t - \varphi)$$

siendo φ el desfase de la intensidad en relación a la tensión.

A. Potencia activa

La potencia utilizable en el receptor en forma de calor o mecánica, despreciando sus pérdidas internas, se representa por la expresión:

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T v i dt = \frac{1}{T} \int_0^T 2 V I \text{ sen } \omega t \times \text{sen } (\omega t - \varphi) = VI \cos \varphi$$

donde:

$$T = \frac{2\pi}{\omega}$$

A esta expresión se denomina potencia activa y se expresa en vatios (W). Para un receptor es positiva, lo que significa que φ está comprendido entre $-\pi/2$ y $\pi/2$.

Figura 2.4. Representación de la forma de onda de la tensión, intensidad y potencia activa en el caso de un receptor monofásico

B. Potencia reactiva

Por analogía con la expresión anterior se define la expresión:

$$Q = VI \sin \varphi$$

A esta expresión se denomina potencia reactiva y se expresa en var (voltamperios reactivos).

Por convención, una inductancia absorbe energía reactiva de la red (positiva) y un condensador la suministra a la red (negativa).

Figura 2.5. Potencias activa y reactiva para un circuito inductivo, y diagrama de Fresnel correspondiente

$$\vec{I} = \vec{V} \frac{e^{-j\omega}}{\sqrt{R^2 + L^2 \omega^2}}$$

$$P = VI \cos \varphi = RI^2 > 0$$

$$Q = VI \sen \varphi = L\omega I^2 > 0$$

C. Potencia aparente

Se define como el producto de los valores eficaces de la tensión y la intensidad, y se expresa en voltamperios:

$$S = V \cdot I$$

La relación entre P , Q y S es la siguiente:

$$P = VI \cos \varphi = S \cdot \cos \varphi$$

$$Q = VI \sen \varphi = S \cdot \sen \varphi$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

Estas relaciones se describen de forma gráfica en la Figura 2.6.

Figura 2.6. Representación gráfica de las potencias en corriente alterna

Zona I ($Q > 0$): receptor equivalente a resistencia e inductancia

Zona II ($Q < 0$): receptor equivalente a resistencia y condensador

D. Potencia instantánea

La potencia instantánea consumida por un receptor monofásico alimentado por una tensión sinusoidal se expresa:

$$P = \underbrace{VI \cos \phi (1 - \cos 2\omega t)}_{(1)} - \underbrace{VI \sin \phi \sin 2\omega t}_{(2)}$$

El valor medio de la componente (1) es la potencia activa (P), mientras que la componente (2) caracteriza un intercambio de potencia fluctuante entre el receptor y la red, de valor medio nulo, que se efectúa con la pulsación 2ω y que se caracteriza por su amplitud (potencia reactiva).

Figura 2.7. Descomposición de la potencia instantánea

2.3.2. Potencia en un receptor trifásico equilibrado

Las nociones expuestas para un receptor monofásico pueden extenderse al caso de un receptor trifásico equilibrado. Denominando U a la tensión compuesta o tensión entre fases y V a la tensión simple o tensión entre fase y neutro ($U = \sqrt{3} V$), se definen:

A. Potencia activa

$$P = \sqrt{3} UI \cos \varphi = 3 VI \cos \varphi$$

B. Potencia reactiva

$$Q = \sqrt{3} UI \sin \varphi = 3 VI \sin \varphi$$

C. Potencia aparente

$$S = \sqrt{3} UI = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

D. Potencia instantánea

$$P = 3 VI \cos \varphi = \sqrt{3} UI \cos \varphi$$

Esta potencia coincide con la suma de las potencias activas de las tres fases y es constante.

2.3.3. Factor de potencia

Suponiendo un receptor trifásico equilibrado que absorbe una potencia activa P y una potencia aparente S constantes, se define el factor de potencia por la relación:

$$K = \cos \varphi = \frac{P}{S}$$

En el caso que P y S no sean constantes se define un factor de potencia medio en un intervalo dado, obtenido por relación entre las energías medidas en dicho período de tiempo:

$$K_m = \cos \varphi_m = \frac{E_a}{\sqrt{E_a^2 + E_r^2}}$$

siendo E_a (energía activa) y E_r (energía reactiva).

2.3.4. Inconvenientes debidos a la circulación de potencia reactiva

La circulación de potencia reactiva en una red origina un aumento de las pérdidas por efecto Joule y de las caídas de tensión en diferentes puntos de la red.

A. Pérdidas por efecto Joule.

- Si se considera la red monofásica de la Figura 2.8, asimilable a una resistencia R en serie con una reactancia X , que alimenta a un receptor que consume una potencia activa P y una potencia reactiva Q , la intensidad que circula es:

$$I = \frac{S}{V_2}$$

con S (potencia aparente absorbida) y V_2 (tensión eficaz en los bornes del receptor).

Este transporte de energía se acompaña de unas pérdidas por efecto Joule:

$$P_j = RI^2 = \frac{R(P^2 + Q^2)}{V_2^2} = \frac{RP^2}{V_2^2} (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)$$

Figura 2.8. Red monofásica y diagrama de Fresnel correspondiente

- Si se considera la red trifásica simétrica de la Figura 2.9, el valor eficaz de la intensidad en cada fase viene dado por la expresión:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} U_2}$$

El valor de las pérdidas por efecto Joule es:

$$P_J = 3 R I^2 = \frac{R P^2}{U_2^2} (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)$$

En ambos casos, el término $(R P^2 / V_2^2) \operatorname{tg}^2 \varphi$ o $(R P^2 / U_2^2) \operatorname{tg}^2 \varphi$ representa el exceso de pérdidas Joule ocasionadas por el transporte de energía reactiva.

Figura 2.9. Red trifásica simétrica

B. Caída de tensión

- En el caso de la red monofásica de la Figura 2.8, la caída de tensión $V_1 - V_2$ puede aproximarse por la fórmula:

$$V_1 - V_2 \approx R I \cos \varphi + X I \operatorname{sen} \varphi = \frac{R I V_2 \cos \varphi + X I V_2 \operatorname{sen} \varphi}{V_2}$$

de donde:

$$V_1 - V_2 \approx \frac{RP + XQ}{V_2}$$

- . En el caso de la red trifásica de la Figura 2.9, la caída de tensión $U_1 - U_2$ puede aproximarse por la fórmula:

$$U_1 - U_2 \approx \frac{RP + XQ}{U_2}$$

2.3.5. Cómo afecta la energía reactiva en las redes de suministro

Para el distribuidor de electricidad, el transporte de importantes cantidades de energía reactiva en las redes se traduce en un incremento de la amplitud y del desfase de la intensidad, lo cual es el origen de diversos inconvenientes:

- . Potencia aparente más elevada, lo que influirá en el dimensionamiento de las redes.
- . Pérdidas por efecto Joule más elevadas, lo que influirá en el coste de la explotación.
- . Caídas de tensión más elevadas, lo que influirá en la calidad del servicio y en la seguridad de la explotación.

La resolución de estos inconvenientes puede afrontarse desde las siguientes acciones:

- . Un reparto apropiado en las redes de los diferentes medios de producción y absorción de energía reactiva. Estos medios deben instalarse lo más próximos posible a los centros de consumo para evitar, en la medida de lo posible, los transportes de energía reactiva.

Actualmente la medida más utilizada es la instalación de condensadores de media tensión en las subestaciones.

- La aplicación de medidas reglamentarias y tarifarias a los abonados para mantener los intercambios de energía reactiva entre éstos y la red en unos límites aceptables desde un punto de vista técnico y económico.

A un nivel más específico, y como ya se ha explicado anteriormente, la circulación de potencia reactiva en los conductores de las redes y en los transformadores provoca un incremento de las pérdidas por efecto Joule y en las caídas de tensión.

Si se hace la abstracción de no utilizar medidas para compensar la energía reactiva, es preciso sobredimensionar la sección de los conductores, los transformadores y los equipos de corte y control como se observa en los gráficos de las Figuras 2.10 y 2.11, donde se aprecia cómo disminuye la potencia activa disponible en una línea cualquiera a medida que decrece el valor del factor de potencia, y su influencia en las pérdidas por efecto Joule y en la caída de tensión.

Figura 2.10. Potencia activa disponible en una línea para una potencia aparente transportada de 100 kVA, en función del factor de potencia

Figura 2.11. Influencia del factor de potencia en la caída de tensión (Σ) y en las pérdidas por efecto Joule (P_J)

Figura 2.12. Variación del rendimiento de un transformador trifásico de 100 kVA utilizado a su potencia nominal en función del factor de potencia

P_W - potencia suministrada por el transformador (kW)

2.3.6.Causas que originan valores bajos del factor de potencia

Por regla general, en una instalación bien dimensionada el valor del factor de potencia es alto cuando cada máquina absorbe una potencia activa próxima a su potencia nominal. Ahora bien, toda instalación consume una potencia reactiva de la que una parte es debida a la corriente magnetizante de los transformadores y de los motores asíncronos, y que es independiente de la potencia activa absorbida.

Por lo tanto, unos valores bajos del factor de potencia es consecuencia de una mala utilización de los transformadores y de los motores asíncronos, condiciones que corresponden por lo general a funcionamientos en vacío o con poca carga.

Para mejorar el valor del factor de potencia es necesario suprimir los regímenes de funcionamiento señalados en los transformadores y motores asíncronos. No obstante, pueden adoptarse otras medidas complementarias que se pueden clasificar en acciones directas e indirectas.

. Acciones directas:

.. Puesta en marcha de máquinas nuevas.

.. Empleo de transformadores complementarios.

.. Utilización en los motores de reostatos de arranque, bobinas de mínima tensión y máxima intensidad, interruptores de estátor, etc.

. Acciones indirectas:

.. Utilizar dispositivos de compensación que aporten a la red todo o parte de la energía reactiva que se consume.

2.4. Generalidades sobre la producción de energía eléctrica

La primera actividad relacionada con el suministro de energía eléctrica la constituye la producción de la misma. Por sus especiales características, la electricidad se produce en unas instalaciones específicas denominadas centrales eléctricas.

Una central eléctrica es básicamente una instalación que, por el empleo de determinadas cantidades de energía primaria, hace girar los álabes de una turbina cuyo eje mueve el rotor de un generador, el cual al girar campos magnéticos inducidos en la proximidad de grandes bobinas estáticas generan la corriente eléctrica.

El papel de las distintas fuentes energéticas utilizadas en las centrales eléctricas es generar la energía mecánica necesaria para producir electricidad. Por tanto, en función de la energía primaria utilizada, y atendiendo a las que actualmente tienen mayor grado de desarrollo, las centrales eléctricas se clasifican en:

- . Centrales hidroeléctricas.
- . Centrales termoeléctricas convencionales.
- . Centrales nucleares

2.4.1. Las centrales hidroeléctricas

Estas centrales aprovechan, por medio de un desnivel, la energía potencial contenida en la masa de agua que transportan los ríos para convertirla en energía eléctrica.

Las características orográficas del lugar donde se asienta la central condicionan en gran manera el esquema del emplazamiento. En base a ello, se distinguen fundamentalmente dos modelos:

- . Aprovechamiento por derivación de las aguas, que consiste en desviar las aguas del río mediante una pequeña presa hacia un canal que las conduce hasta un depósito denominado cámara de carga. De esta cámara parte una tubería forzada que lleva el agua hasta las turbinas.
- . Aprovechamiento por acumulación de las aguas, que consiste en construir en un tramo del río que presenta un apreciable desnivel, una presa de determinada altura. El agua se embalsa y por la toma de aguas -que se encuentra a media altura de la presa- se conduce a ésta hasta las turbinas que se encuentran en la cota inferior de la presa.

Las centrales hidroeléctricas se clasifican en:

- . Centrales fluyentes. Son aquellas centrales en las que el caudal del río asegura una aportación regular de agua, pudiéndose aprovechar la energía potencial de ésta directamente sin necesidad de embalsar previamente el agua o bien utilizando un embalse reducido.
- . Centrales con regulación. Representan el caso más habitual, y en ellas el agua se retiene mediante una presa formando un embalse o lago artificial en el que se genera un salto de agua para liberar la energía potencial de la masa de agua.
- . Centrales de bombeo. Disponen de dos embalses situados a diferente altura. Durante las horas del día en que se demanda más energía eléctrica esta central opera normalmente, es decir, el agua almacenada en el embalse superior pasa al embalse inferior haciendo girar las turbinas. El agua queda almacenada en el embalse inferior y durante

las horas del día en que se demanda menos energía eléctrica, este agua es subida al embalse superior por medio de motobombas o turbinas reversibles.

Existen dos tipos de centrales de bombeo:

- . Bombeo puro, son aquellas que no tienen prácticamente aporte externo de agua.
- . Bombeo mixto, son aquellas que tienen aporte exterior de agua y, por tanto, la central puede producir electricidad indistintamente con o sin bombeo previo.

2.4.2. Las centrales termoeléctricas convencionales

Estas centrales producen energía eléctrica a partir de la combustión del carbón, gas o fuel-oil en una caldera.

De esta combustión se genera energía calorífica que convierte en vapor a alta temperatura el agua que circula por una extensa red de tubos adosados a las paredes de la caldera. Este vapor entra a elevadas presiones en la turbina, que suele constar de tres cuerpos -alta, media y baja presión- con el objetivo de aprovechar al máximo la fuerza del vapor, ya que éste va perdiendo presión progresivamente.

El vapor, una vez debilitada su presión, es enviado a unos condensadores donde es enfriado y convertido en agua, la cual es conducida otra vez a los tubos adosados en las paredes de la caldera para iniciar de nuevo el ciclo.

2.4.3. Las centrales nucleares

Son centrales termoeléctricas que producen energía eléctrica a partir de una fuente de calor especial producida mediante la fisión de núcleos de uranio.

Existen varios tipos de reactores nucleares que incorporan diferentes tecnologías, pues utilizan diferentes tipos de moderadores y refrigerantes:

- . Reactor de agua a presión (PWR), que consta de dos circuitos de refrigeración. Por el primario circula agua ligera a gran presión y, por el secundario, agua ligera convertida en vapor por efecto del calor que transporta el líquido del circuito primario.
- . Reactor de agua en ebullición (BWR), que consta de un único circuito de refrigeración con agua ligera. Este agua extrae el calor del núcleo del reactor y se convierte en vapor a alta temperatura.
- . Reactor refrigerado por gas, entre los que cabe distinguir a los GCR (gas cooled reactor), AGR (advanced gas reactor) y HTGR (high temperature gas reactor).
- . Reactor de neutrones lentos (CANDU), que se encuentra refrigerado por agua pesada.
- . Reactor rápido o reproductor, cuya principal característica es que no necesitan moderador de la reacción.

El funcionamiento de todas estas centrales nucleares es similar al descrito para las centrales térmicas convencionales, con la excepción de que el foco de calor es generado por un combustible diferente.

2.5. Redes de suministro

En pocas ocasiones los centros de producción de energía eléctrica están próximos a los de consumo. Para acercar la generación a la demanda es necesario establecer una red de suministro.

La red de suministro es el conjunto de elementos que permiten la transmisión de la electricidad desde los puntos de producción a los de consumo. Las redes modernas constituyen sistemas interconectados, de forma que la energía producida en un punto cualquiera es susceptible de alimentar a cualquier consumidor.

A nivel general se distingue entre:

- . **Redes de transporte.** Abarcan los niveles de tensión situados entre 220 y 750 kV, a ellas se conectan las grandes centrales y conducen su energía eléctrica a las grandes subestaciones donde se reparte entre las redes de tensión inferior. Se extienden sobre la totalidad de un territorio nacional.
- . **Redes de reparto.** Abarcan los niveles de tensión situados entre 45 y 132 kV, a ellas se conectan centrales de menor potencia y se alimentan directamente de las redes de transporte a través de transformadores. A ellas se encuentran conectados los grandes consumidores industriales.
- . **Redes de distribución a media tensión.** Abarcan los niveles de tensión situados entre 1 y 30 kV, y se alimentan de las redes de reparto y a veces directamente de las redes de transporte. A ellas se encuentran conectados abonados industriales de media importancia.
- . **Redes de distribución a baja tensión.** Abarcan el rango de tensiones inferiores a 1 kV, y se alimentan de las redes de distribución a media tensión. A ella se encuentran conectados la gran mayoría de abonados.

Las redes de suministro están constituidas, en esencia, por líneas y subestaciones. Las subestaciones pueden ser de transformación o de seccionamiento.

2.5.1. Líneas

Las líneas eléctricas son el medio de transporte de la energía eléctrica desde unos puntos a otros. Físicamente están constituidas por cables cilíndricos por los que circula la energía. Si la línea es aérea estos cables o conductores se apoyan sobre soportes, normalmente metálicos, y si es subterránea, los conductores discurren por galerías excavadas a este fin.

Eléctricamente, las características fundamentales son: la tensión de funcionamiento del conductor, y la oposición que dicho conductor hace al paso de la corriente, parámetro denominado impedancia, y que en definitiva dará lugar a unas pérdidas energéticas y una pérdida del nivel de tensión del conductor en el sentido del flujo de la energía.

Económicamente la línea eléctrica representa una inversión en función, básicamente, de su longitud y de su tensión de diseño. La longitud determina el peso del conductor y el número de apoyos, y la tensión determina las distancias eléctricas de los conductores entre sí y de éstos con respecto al suelo. Existen, adicionalmente, los costes de mantenimiento que están fundamentalmente encaminados a buscar el mínimo tiempo de interrupción de su funcionamiento.

Por último, existen unos costes variables, función de la energía transportada, que constituyen las denominadas pérdidas. La potencia transportada por una línea, es decir, la energía en la unidad de tiempo, es:

$$W = K_1 \times V \times I$$

donde V es la tensión e I la intensidad de circulación por dicha línea.

Las pérdidas de potencia de una línea son:

$$P = K_2 \times I^2$$

donde el factor K_2 es función directa de la denominada impedancia, y por tanto será función, entre otros parámetros, de la longitud de la línea.

La integración de estas pérdidas de potencia a lo largo del tiempo de funcionamiento de la línea dará lugar a unas determinadas pérdidas energéticas.

2.5.2. Subestaciones

Una subestación, transformadora o seccionadora, es una instalación a la que afluyen diversas líneas eléctricas. En las subestaciones transformadoras hay líneas de al menos dos tensiones y en las seccionadoras solo de una tensión.

En dicha instalación hay una serie de aparatos que contribuyen al mejor funcionamiento de la subestación. En el caso de subestación transformadora existe además un transformador, elemento que permite alterar el nivel de tensión.

Las características físicas más importantes son el número de líneas que confluyen en la subestación, sus niveles de tensión y, en el caso de instalación transformadora, la potencia de transformación instalada que permite fijar la máxima cantidad de energía que puede cambiarse de tensión.

Económicamente la subestación representa una inversión de los equipos en ella instalados, unos costes de mantenimiento y un consumo de energía, que, en definitiva, es otro coste variable. Este consumo es

doble. De un lado, para el adecuado funcionamiento de la instalación, se hace una toma de la energía que a ella llega. Son los llamados servicios auxiliares. De otro, en la transformación se producen más pérdidas de energía proporcionales, al igual que en el caso de las líneas, al cuadrado de la intensidad.

2.6. Generalidades sobre el transporte de energía eléctrica

2.6.1. Funciones de transporte e interconexión

A un nivel puro, la función de transporte existe cuando una red une un centro productor con un centro consumidor, en cuyo caso la potencia circula siempre en el mismo sentido y sigue únicamente a las variaciones del consumo.

Al mismo nivel, una red juega un papel de interconexión si une dos centros de producción-consumo que en media equilibran sus consumos. El ejemplo más típico es aquel donde el equilibrio se realiza por dos centrales, en cuyo caso los tránsitos sobre la red no están determinados solamente por el nivel de consumo, sino también por la disponibilidad de dichos grupos.

2.6.2. Elección del nivel de tensión

En aquellas zonas donde la producción está alejada de los centros de consumo, el continuo desarrollo de la demanda de energía eléctrica tiene como consecuencia un incremento de las potencias a transportar. Mientras que en aquellas zonas donde la producción está localizada cerca de los centros de consumo, si se asegura la interconexión se incrementarán los intercambios a medida que se incrementan las potencias interconectadas.

El coste de transporte es la suma del coste de construcción de la línea y las subestaciones extremas, del coste de las pérdidas por efecto Joule y del coste de mantenimiento.

Para niveles de tensión no muy elevados, puede considerarse que el coste de construcción es función lineal de la sección S del conductor y de la tensión U , que para el caso de un transporte puro se cumple que tanto la sección óptima S_o como la tensión óptima U_o son proporcionales a $\sqrt{P}$, siendo P la potencia a transportar.

A medida que aumenta el nivel de tensión este razonamiento no puede extrapolarse por razón de la no linealidad de algunos fenómenos, que fijan un límite económico al incremento de la tensión.

Como el nivel de tensión para una línea determinada no puede elegirse rigurosamente igual al valor óptimo, es más económico tener un número reducido de tensiones que, además, facilitan las interconexiones y se evitan numerosas etapas de transformación. Estos valores de las tensiones nominales están normalizados de acuerdo con la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), siendo destacable que la construcción de las líneas de transporte suelen caracterizarse por el valor máximo de la tensión que no debe ser superado en funcionamiento normal.

Cuadro 2.1. Tensiones nominales normalizadas y tensiones máximas en kV de las líneas de transporte y de reparto

T. NOMINAL	45	66	132	220	380
T. MAXIMA	52	72,5	145	245	420

2.6.3. Potencia transmitida por circuito

La potencia transmitida por circuito es función de la sección de los conductores y del nivel de tensión, aunque ciertos factores (caídas de tensión, estabilidad) hacen que su valor real sea inferior.

Estos factores son los responsables de la dificultad de encontrar valores exactos de la potencia a transportar, y solo pueden darse ciertos órdenes de magnitud:

- . 63 kV: 20 MW sobre 50 Km
- . 132 kV: 80 MW sobre 100 Km
- . 220 kV: 200 MW sobre 200 Km
- . 380 kV: 700 MW sobre 400 Km ó 1.200 MW sobre 100 Km
- . 730 kV: 2.500 MW sobre 200 Km

2.6.4. Problemas técnicos propios

La explotación de las redes de transporte y su planificación necesitan del conocimiento de los problemas técnicos que les son propios, y de los que se van a exponer únicamente los más importantes.

- . Aislamiento de los materiales

Este problema se plantea cada vez que se aumenta el nivel de tensión o cuando cambian notablemente las condiciones de explotación de una red. Hasta 1940 únicamente se caracterizaban las propiedades de aislamiento por su utilización a la frecuencia de 50 Hz. En la actualidad esta caracterización se ha ampliado a los esfuerzos más duros que

puede sufrir una red de alta y media tensión: las sobretensiones de maniobra originadas por la apertura y cierre de interruptores (250 - 2.500 μ s) y las sobretensiones de choque originadas más frecuentemente por el rayo (1,2 - 50 μ s).

Los aislamientos del conjunto de equipos de una red deben establecerse no solo en función de los esfuerzos susceptibles de soportar, sino también en relación los unos a los otros. Como es económicamente imposible protegerse contra todos los esfuerzos, es necesario trasladar los riesgos de una sobretensión en un punto cualquiera de la red, reduciendo al mínimo las perturbaciones de la explotación.

Por esta razón es necesario realizar lo que se denomina coordinación del aislamiento, que consiste en evaluar los esfuerzos y las características dieléctricas de los materiales teniendo en cuenta su posición relativa.

. Distribución de potencias en una red mallada

El incremento del número de líneas en una red multiplica el número de trayectos posibles entre las centrales de producción y los centros de consumo. Esta red no es explotable a menos que las potencias se distribuyan de forma que, en cada línea, la potencia sea inferior a su capacidad de transporte.

Cuando una línea se sobrecarga constituye un cuello de botella, el cual puede aparecer en régimen normal de funcionamiento o bien cuando otra línea se queda fuera de servicio. La manera de eliminar este problema es modificando el esquema de operación, o bien mediante la construcción de nuevas líneas.

. Potencia reactiva y caídas de tensión.

Las potencias demandadas por los centros de consumo originan caídas de tensión representadas por:

$$\Delta U \approx \frac{rP + xQ}{U}$$

donde r y x son la resistencia y reactancia de la línea, P y Q las potencias activa y reactiva transportada.

Para evitar que el valor del ΔU sea muy grande y, por tanto, perjudicial para el sistema, es necesario limitar su valor. Ello puede conseguirse por medio de:

- .. Aumentar la tensión de transporte.
- .. Utilizar el regulador en carga, fundamentalmente en las redes de distribución.
- .. Actuar sobre la potencia reactiva.

. Corrientes de cortocircuito

La aparición de cortocircuitos en una red se traduce en la circulación de intensidades muy importantes que puedan ser la causa de:

- .. calentamientos en cables y transformadores
- .. esfuerzos electrodinámicos en los equipos
- .. tensiones inducidas en circuitos próximos
- .. condicionamiento del poder de corte de los interruptores.

Como el aumento de las intensidades de cortocircuito están en función del desarrollo de los medios de producción y de las interconexiones, es de gran interés utilizar medios que puedan limitar su crecimiento. Entre estos medios pueden citarse:

- .. Puesta a tierra parcial de los neutros de los transformadores de potencia (limitan las intensidades de cortocircuito monofásico).
- .. Puesta a tierra mediante una reactancia de los neutros de los transformadores principales de los grupos térmicos e hidráulicos, así como los neutros de los autotransformadores.
- .. Dividir la red en varios subconjuntos unidos entre sí por la red de tensión superior.

. Estabilidad de la red de transporte

El problema de la estabilidad de una red de transporte presenta dos aspectos:

- .. Estabilidad estática, que concierne a la máxima potencia que puede transportarse en régimen estable. Este problema aparece con el transporte de potencia a grandes distancias debido a que aumenta la impedancia de la línea con su longitud. La potencia máxima transportable por una línea cuya tensión se mantiene constante en sus extremos tiene un valor inferior a U^2 / Z , donde U es el valor de la tensión en el extremo de partida y Z la impedancia de la línea.
- .. Estabilidad dinámica, que concierne al comportamiento en régimen perturbado de las máquinas rodantes. Se dice que una red es dinámicamente estable cuando después de una perturbación, todas las máquinas conectadas a la red conservan el sincronismo entre ellas.

Las perturbaciones más frecuentes que afectan a una red son los cortocircuitos (monofásicos o polifásicos) y las modificaciones de la estructura de la red que ellos provocan por la actuación de las protecciones.

2.6.5. Regulación de la red

El comportamiento de una red está influido por el carácter instantáneo de la adaptación de los medios de producción a las variaciones de consumo, con el objetivo de suministrar la energía eléctrica en las mejores condiciones de precio, calidad y seguridad.

Las condiciones de esta adaptación son diferentes según se trate de compensar pequeños desfases o variaciones importantes del consumo de electricidad. De acuerdo con estas condiciones se distinguen los siguientes tipos de reglaje:

. Regulación primaria

Las pequeñas desviaciones aleatorias del consumo alrededor de un valor medio pueden ser compensadas por medio de ajustes en los diferentes medios de producción conectados a la red.

Estas acciones primarias de ajuste se realizan a través de automatismos que actúan, a partir de la información local que reciben, directamente sobre los medios de producción. La mayor parte de estas acciones son realizadas por los reguladores de tensión y de velocidad de los grupos, y por los reguladores en carga de los transformadores.

. Regulación secundaria

Una importante modificación del valor medio previsto del consumo necesita la determinación de un nuevo esquema de explotación, que incluye una reordenación de la producción y, eventualmente, una modificación de las estructuras de la red.

Las acciones a tomar, denominadas secundarias, pueden ser implantadas a nivel regional mediante la regulación de la tensión, o a nivel nacional por medio de la regulación frecuencia-potencia.

Esta regulación consiste en actuar sobre la producción de un cierto número de grupos utilizando un orden elaborado a partir de la variación de frecuencia (df) y de la variación global de la potencia intercambiada con los países vecinos (dP). El orden de regulación es de la forma:

$$dP + kdf \text{ en la regulación directa}$$

$$\int_0^t (dP + kdf) \text{ en la regulación integral}$$

. Regulación terciaria

Las acciones de conducción por zonas deben ser coordinadas, pues muchas decisiones a adoptar para ajustar la producción-consumo deben tener presente las interconexiones existentes entre zonas, los costes de producción, las disponibilidades de materiales, etc. Esta coordinación de la explotación se realiza de manera centralizada a nivel nacional a través de un conjunto de acciones denominadas terciarias.

La automatización de estas acciones está condicionada por la puesta en marcha de sistemas de información, medios de toma de decisión y dispositivos de accionamiento muy complejos.

2.6.6. Gestión óptima de los medios de producción

La gestión óptima de un conjunto de medios de producción tiene como finalidad conseguir satisfacer la demanda del sistema con un coste lo más bajo posible.

Para el caso más general de un sistema de producción mixto (térmica e hidráulica), es preciso distinguir tres niveles en esta gestión:

- . Escala anual, que comprende la programación de las revisiones para mantenimiento de los grupos, líneas y subestaciones, además de la política de desembalse de los grandes embalses.
- . Escala semanal, que comprende la distribución en los diferentes días de la semana de los programas implantados a nivel anual teniendo en cuenta aquellas indisponibilidades de grupos, líneas y subestaciones no previstas en el escalón anual.
- . Escala diaria, que comprende una programación más precisa teniendo en cuenta las informaciones más detalladas de que se disponen. En este nivel se realiza el reparto óptimo de la producción entre los diferentes grupos.

2.7. Seguridad de suministro en un sistema eléctrico

La ecuación fundamental que rige en un sistema eléctrico, dada la no posibilidad de almacenar la energía eléctrica y la necesidad de cubrir instantáneamente la demanda, viene representada por la expresión:

$$\text{GENERACION} = \text{CONSUMO} + \text{PERDIDAS}$$

Si se analizan con detalle los términos de esta ecuación se obtienen las siguientes observaciones:

- . El consumo de energía eléctrica es una variable aleatoria sobre la que influyen factores exógenos que la condicionan de manera sensible. Entre estos factores destacan por su importancia la temperatura, la laboralidad y la actividad económica. Ello hace que su estimación sea complicada y que esté sometida a una estimación probabilística en la que más que un valor instantáneo se fijan una serie de valores con sus probabilidades respectivas de aparición.
- . Para cubrir esa demanda aleatoria ha de disponerse de un equipo de generación y transporte adecuado. Para buscar la generación óptima que cubra esa demanda, variable de un instante al siguiente, hay que disponer de los adecuados equipos de generación de forma que la producción sea, por un lado, la suficiente y, por otro, la más económica. Esta determinación es lo que se conoce con el nombre de despacho económico. Pero una vez establecidos los equipos disponibles para cubrir esa demanda, la avería o indisponibilidad de uno de esos grupos, líneas o transformadores puede originar una incapacidad del sistema.

Las grandes potencias unitarias de los grandes grupos térmicos y sus elevadas tasas de averías, obligan a tener en reserva una serie de generadores que suplan cualquier avería de las unidades de generación.

Aparecen, por tanto, dos tipos de reservas, una que cubra las variaciones instantáneas de demanda y otra que cubra la posible avería de un grupo generador. Esta reserva se consigue fundamentalmente con los generadores que, en un momento dado, están funcionando por debajo de su potencia máxima. A la diferencia entre la suma de potencias máximas y la suma de potencias generadas en un momento dado se denomina potencia rodante o de regulación y supone una carga económica notable

pues, además de las cargas fijas y financieras que lleva consigo la potencia instalada, exige el funcionamiento de los grupos de generación lejos de sus rendimientos óptimos.

- Una vez determinada la demanda y la generación y los puntos en que éstas se producen, el valor de las pérdidas queda automáticamente determinado por ecuaciones matemáticas conocidas. El término de las pérdidas es, por tanto, aleatorio también y función de las demás variables.

2.7.1. Otros aspectos de la cobertura de la demanda

A la hora de analizar la seguridad de suministro de una red eléctrica hay que tener en consideración los dilatados períodos de tiempo que transcurren entre que se toma la decisión de construir un equipo y su puesta en servicio. Estos períodos pueden oscilar entre 2 ó 3 años para una línea o subestación, y hasta 10 ó 12 años para una central.

Las previsiones de crecimiento de la demanda a que tienen que hacer frente dichos equipos estarán inevitablemente afectadas de errores de estimación que serán más o menos importantes dependiendo, fundamentalmente, de las condiciones socio-económicas que rodean al consumo de electricidad.

Por tanto, puede presentarse el caso de una demanda creciente a un ritmo superior al previsto, coincidente con retrasos en la puesta en servicio de los distintos equipos. Con ello se llegaría a situaciones de seguridad de suministro mínima que, evidentemente, influiría negativamente en el conjunto del colectivo a quien dicha red suministra.

2.7.2. Noción de fallo

El suministro de energía eléctrica se encuentra sometido, por lo tanto, a la incidencia de una serie de elementos aleatorios que tienen su traducción en un cierto riesgo de que, en alguna situación, la demanda supere a la oferta de energía eléctrica, lo que representa una situación de fallo del sistema eléctrico. La eliminación de este riesgo comporta la elevación de las inversiones a cotas inadmisibles. Se trata, por tanto, de encontrar el punto de equilibrio entre el incremento de inversiones y la disminución del riesgo.

A fin de obtener un conocimiento más adecuado sobre el concepto de fallo, es conveniente analizarlo con detalle.

Los conceptos básicos analizados al hablar de la energía eléctrica, energía y potencia, sirven para establecer una primera clasificación del fallo:

- . Fallo de potencia

- . Fallo de energía.

Existen claras interrelaciones entre ambos conceptos , puesto que originariamente tienen raíces distintas y, consecuentemente, soluciones distintas.

Se denomina fallo de potencia a la existencia de una demanda instantánea superior a la oferta existente, bien por escasez de equipos generadores o bien por avería de alguno o algunos de ellos. Reafirmando lo señalado anteriormente, es evidente que, durante el tiempo en que se produce este desequilibrio, el fallo de potencia da lugar a un fallo de energía.

El fallo de energía se produce no por falta de potencia instalada o avería de grupos generadores, sino como consecuencia de la escasez de la materia prima de producción de electricidad (el combustible en una central térmica, lo que, ciertamente, es poco probable, o el agua en el caso de una central hidráulica, que es el caso más común). No se trata, por tanto, de no tener potencia suficiente, sino de no tener posibilidad de utilizarla como puede ocurrir a consecuencia de una prolongada sequía en un sistema hidráulico.

Según el ámbito o región en que se produzca, el fallo puede ser general o local. El fallo general, de gran repercusión social, se produce normalmente a consecuencia de un desequilibrio entre generación y demanda o como consecuencia de la avería en cascada de elementos importantes de la red de transporte. El fallo local suele producirse como consecuencia de la avería de algún elemento secundario de la red de transporte o de la red de distribución.

Según el tiempo de duración del fallo, éste puede clasificarse en permanente o instantáneo. El fallo instantáneo se produce como consecuencia de una avería que, debido a la acción de los elementos de protección del sistema, es eliminada de forma más o menos inmediata, del orden de los 3-5 segundos. Este tipo de fallos tiene especial incidencia en los fallos locales, ya que, a nivel global del sistema, éste reacciona de diversas maneras para contrarrestar la acción de una falta fugaz, de forma que su incidencia en la red suele ser mínima.

En el caso de que la duración del fallo supere esos 5 segundos, el sistema para su recuperación necesita un cierto intervalo de tiempo, de duración muy variable, con repercusiones económicas y sociales en ocasiones muy graves.

2.7.3. Consecuencias económicas del fallo

Una vez analizado el concepto de fallo, es preciso considerar las repercusiones económicas del mismo.

Cuando el fallo es poco importante y se puede evitar el corte de suministro recurriendo únicamente a condiciones de funcionamiento excepcionales de alguno o algunos de los elementos de la red, la repercusión económica global será pequeña. Prácticamente se reducirá a una reducción de la eficiencia del componente que funciona en condiciones anómalas y, posiblemente, una reducción de su vida útil o, por el contrario, un incremento en los gastos de mantenimiento.

A partir de este punto, las consecuencias económicas de una situación de fallo se van incrementando de manera importante.

Las disminuciones de tensión y/o frecuencia darán lugar a una reducción de la actividad de algunos sectores económicos, con pérdidas económicas importantes.

Pero si la importancia del fallo aumenta hasta el punto de aparecer como una interrupción real del suministro, las consecuencias económicas se agravan extraordinariamente. La energía dejada de vender por la empresa suministradora no es sino una minúscula porción de la repercusión económica que una pérdida de suministro tiene para la economía de los abonados.

El coste de las repercusiones de un corte es difícil de determinar, puesto que los efectos son numerosos y complejos. Estos efectos dependen, por otro lado, de la forma en que se produzca la interrupción.

En este sentido, merece la pena destacar la incidencia de una serie importante de fallos ocurridos a lo largo de la geografía mundial:

- 5/6 de Noviembre de 1965. Una avería en cascada de la red de transporte del Noroeste de EE.UU. afectó a 30 millones de personas, con una duración de hasta 13 horas (entre las 17h 30m del día 5 y las 06h 03m del día 6), en algunos lugares de la ciudad de Nueva York. El coste económico de esta interrupción se valoró en 100 millones de dólares. La repercusión social no fue excesiva, puesto que las informaciones al público fueron constantes al seguir funcionando teléfonos y emisoras de radio.

Figura 2.13. Zona afectada por el fallo del día 5 Noviembre 1965 en Estados Unidos

- 13/14 de Julio de 1977. Un rayo cayó sobre una importante línea de transporte provocó un apagón en la ciudad de Nueva York. El incidente se prolongó desde las 20h 37m hasta las 11h 22m del día siguiente, con una duración de cerca de 16 horas. Los costes directos se evaluaron en 55,5 millones de dólares, mientras que los indirectos y sociales se cifraron en 290 millones de dólares.

Figura 2.14. Zona afectada por el fallo del día 13 Julio 1977 en Nueva York

- 19 de Diciembre de 1978. Una demanda de potencia muy superior a la esperada, debido a una intensa ola de frío, produjo la sobrecarga y disparo de una importante línea de transporte en Francia. La red se desequilibró en su totalidad provocando un apagón general en casi toda la nación con una duración de 4 horas (desde las 8h a las 12h). Los costes económicos se valoraron en 150 millones de dólares.

Figura 2.15. Zona afectada por el fallo del día 19 Diciembre 1978 en Francia

CAPITULO 3. CALIDAD DE SUMINISTRO Y SERVICIO PUBLICO

3.1. La calidad del suministro de energía eléctrica

La evolución de los usos de la electricidad ha hecho que exista una más estrecha diferencia entre la calidad de la energía eléctrica ofrecida y las necesidades de los abonados.

Algunos equipos o aparatos que utilizan energía eléctrica crean perturbaciones en la red que degradan el producto electricidad a su alrededor y alteran el funcionamiento de otros aparatos. Existe, por tanto, la necesidad de regular las condiciones de conexión de estos aparatos a la red -cuyo desarrollo es, por otro lado, indispensable- de manera que se asegure una alimentación conveniente para aquellos aparatos sensibles a estas perturbaciones.

El objetivo que persigue el suministrador de energía eléctrica es suministrar a sus abonados una electricidad de buena calidad. La onda de tensión ideal es una onda sinusoidal de amplitud y frecuencia constante, que en la práctica se deforma como consecuencia del transporte de electricidad y el uso que de ella hagan los abonados.

A esta deformación o distorsión de la onda se conoce como perturbación armónica.

Los principales conceptos que caracterizan a la calidad del servicio son:

- . Constancia de la frecuencia.
- . Pureza de la onda.
- . Ausencia de desequilibrio en sistemas polifásicos.
- . Constancia de la tensión.
- . Continuidad del servicio.

3.1.1. Constancia de la frecuencia

El valor nominal de la frecuencia en Europa es de 50 Hz. Débiles variaciones alrededor de este valor no tienen consecuencias importantes en los consumidores, mientras que fuertes variaciones pueden ser la causa de perturbar el funcionamiento de numerosos aparatos eléctricos, fundamentalmente los motores, pues su velocidad es función de la frecuencia de la red.

En la práctica, la frecuencia no sufre desviaciones superiores a $\pm 1\%$ del valor nominal como consecuencia de la existencia de grandes redes de transporte interconectadas. Ahora bien, si se produce un fuerte desequilibrio en el sistema producción-demanda con un exceso notable de la demanda sobre la producción (pérdida de un gran grupo generador), el sistema reacciona disminuyendo su frecuencia y tratando de equilibrar de nuevo el binomio producción-consumo.

Una curva de distribución típica de la desviación de la frecuencia se refleja en la Figura 3.1, donde F representa la frecuencia de la onda de tensión y f representa la frecuencia de distribución.

Figura 3.1. Curva de distribución de la desviación de la frecuencia

3.1.2. Pureza de la onda

Los alternadores que suministran energía eléctrica a la red se diseñan para que la fuerza electromotriz que generan sea lo más semejante a una onda senoidal pura. Pero en la realidad ello no es así y aparecen los denominados armónicos de la frecuencia. Estos armónicos son muy débiles y no son susceptibles de crear molestias sensibles.

Por el contrario, la frecuencia de ciertos equipos conectados en cualquier punto de la red (circuitos magnéticos saturados, convertidores iónicos) son la causa de la existencia de otros armónicos de amplitud no despreciable. Estos armónicos pueden llegar a ser amplificados por fenómenos de resonancia e intervenir desfavorablemente en las pérdidas por efecto Joule de los conductores, en el calentamiento de los amortiguadores de las máquinas síncronas, en las pérdidas dieléctricas de los condensadores, etc., así como afectar a aparatos sensibles.

Por tanto, la frecuencia de estos armónicos en la tensión puede presentar problemas, lo que conlleva a la necesidad de concebir esos equipos de manera que provoquen una menor cantidad de armónicos, y a la implantación de filtros y adecuados acoplamientos de los transformadores.

Figura 3.2. Onda de tensión con armónicos

3.1.3. Desequilibrio de la tensión

Los desequilibrios de tensión tienen los siguientes orígenes:

- . Conexión de cargas mal equilibradas
- . Defectos no simétricos: cortocircuitos monofásicos o bifásicos y defectos a tierra

Cuando se produce esta perturbación aparece una tensión inversa si la carga monofásica está conectada entre dos fases, o bien aparecen una tensión inversa y otra homopolar si la carga monofásica está conectada entre una fase y neutro.

Los efectos de la presencia de estas componentes de la tensión son:

- . Inducción de un campo magnético y de una corriente inversa en las máquinas giratorias que causan calentamiento, pérdidas y disminuciones de los rendimientos.
- . Variación de los valores de la tensión en los abonados monofásicos. Si la tensión en todos los puntos de una red de distribución está comprendida entre V_a y V_b ($V_a > V_b$), al introducir la componente inversa V_i , la tensión pasará a estar comprendida entre $V_a + \Delta V_a$ y $V_b - \Delta V_b$, habiéndose incrementado la caída de tensión en la cantidad $\Delta V_a + \Delta V_b$. Por tanto, la presencia de una componente inversa de tensión se traduce en una reducción de la caída de tensión admisible en la red de distribución, y en una reducción de la potencia susceptible de ser distribuida.

3.1.4. Constancia de la tensión

Las variaciones de la tensión son originadas principalmente como consecuencia de las variaciones en la potencia consumida por los abonados, las cuales son aleatorias en el tiempo.

Estas variaciones de tensión pueden ser de dos clases:

- . Variaciones bruscas
- . Variaciones lentas

A. Variaciones bruscas de la tensión

También conocidas con el nombre de flicker de tensión, son variaciones muy rápidas que en el límite pueden revertir en saltos bruscos y están originadas fundamentalmente por la conexión de equipos eléctricos (radiadores, lámparas, etc.), por la inestabilidad del régimen de funcionamiento de ciertos equipos (hornos de arco, equipos de soldadura, etc.) o por la actuación de reguladores de tensión sobre la red (regulador en carga de los transformadores de potencia).

Estas perturbaciones afectan de manera especial a los receptores de televisión y a las lámparas de incandescencia, aunque también dejan sentir su efecto en los motores eléctricos, instalaciones de radiografía, etc.

Los límites a estas variaciones aceptables resultan del equilibrio entre el coste de insensibilizar a los aparatos y el coste de disminuir la amplitud de estas variaciones, lo que puede conseguirse reduciendo la impedancia de la red (conexión de condensadores en serie), conectar ciertas cargas en una red de tensión superior o reforzando la sección de los conductores (más eficaz en baja tensión).

B. Variaciones lentas de la tensión

Esta perturbación puede originarse por dos razones:

- . Variación del régimen de funcionamiento de ciertos equipos (arranque de motores).
- . Sucesión de variaciones bruscas de tensión de carácter infinitesimal (conexión de gran cantidad de hornos de cocina en un intervalo de tiempo corto).

Es un hecho constatado que para cada tipo de aparatos existe un rango de tensión en el que su funcionamiento es correcto, y que si la tensión es demasiado baja o alta su funcionamiento es anómalo y perjudicial.

Desde una perspectiva económica, se define como utilidad económica (E) a la diferencia entre el valor del servicio prestado por un equipo (S) y el coste de ese servicio (C), que será menor a medida que la tensión aplicada al equipo se aleje de la tensión óptima (U_0). Por tanto, el valor E será máximo (E_0) cuando la tensión sea la óptima (U_0).

La diferencia entre la utilidad económica máxima y la utilidad para una tensión cualquiera ($E_0 - E$) constituirá la medida de la imperfección (I) de la calidad del servicio para este tipo de perturbación. En el límite de la tensión óptima de funcionamiento, el valor de I viene representado por la función:

$$I = A (U - U_0)^2$$

siendo A el valor resultante de que, durante una hora, el aparato funcione con una tensión diferente de un voltio de su valor óptimo.

Cuando el nivel de la tensión es muy alto o muy bajo de manera que se admita que el aparato no es capaz de funcionar, el valor del servicio prestado será nulo, mientras que el coste del servicio tendrá un valor (C_m) menor que el correspondiente al óptimo (C_0), puesto que el aparato al no funcionar no consume energía y necesitará un menor mantenimiento. En este caso, el valor de I será :

$$I = (S_0 - C_0) - (0 - C_m) = S_0 - (C_0 - C_m)$$

En conjunto se obtiene para el valor de I la curva que se representa en la Figura 3.3.

Figura 3.3. Valor de I resultante de aplicar una tensión diferente de la óptima a un aparato dado

Si se considera a un conjunto de aparatos, el valor I de la imperfección de la calidad del servicio viene expresado por:

$$I = \sum_k \eta_k I_k(U) = \sum_k \eta_k A_k (U - U_{ok})^2$$

donde:

η_k es el número de aparatos del tipo k.

A_k es el valor de la imperfección que resulta de que durante una hora el aparato funcione bajo una tensión que difiera en 1V de su valor óptimo.

U_{ok} es el valor de la tensión óptima de funcionamiento correspondiente.

Se deduce de la expresión que la imperfección de la calidad del servicio no puede anularse al menos que todas las tensiones óptimas sean iguales. Si U_0 es su valor común, el valor de I será nulo cuando $U = U_0$, como se aprecia en la Figura 3.4., donde la curva obtenida depende del número de aparatos de cada tipo en servicio durante el período elemental de tiempo considerado.

Figura 3.4. Imperfección de la calidad del servicio para un conjunto de aparatos, debida a los desfases de tensión

Como puede apreciarse, el número de aparatos en servicio varía de un instante a otro, por lo que el valor de I no es sólo función de la tensión, sino también del tiempo:

$$I(U, t) = \sum_k \eta_k(t) I_k(U)$$

En la Figura 3.5 se representan los valores de I para ciertos instantes, $t_1, t_2, \dots, t_n$.

Figura 3.5. Imperfección de la calidad del servicio para un conjunto de aparatos y en diferentes instantes, debida a los desfases de tensión

Con todas estas consideraciones, si se designa a:

- $J_k [v(t)]$ al valor económico de la imperfección de la calidad del servicio por variaciones lentas de tensión para un aparato del tipo k durante el tiempo necesario para que dicho aparato consuma 1 kWh, siendo $v(t)$ el desfase en porcentaje del valor de la tensión (U) respecto a su valor óptimo (U_0) en el instante t .

- $p_k(t)$ la potencia total demandada por el conjunto de aparatos de este tipo en el instante t .
- Δt al período de tiempo elemental.

El valor de la imperfección $I(U,t)$ se obtiene como:

$$I(U,t) = \left[\sum_k p_k(t) \cdot J_k[v(t)] \right] \cdot \Delta t$$

y si el valor de v no es importante, la función $J_k(v)$ es cuadrática y puede expresarse de la forma $\alpha_k v^2$, por lo que el valor de $I(U,t)$ será:

$$I(U,t) = \left[\sum_k \alpha_k p_k(t) \right] \cdot [v(t)]^2 \Delta t$$

donde el valor de α_k está ligado al coeficiente A_k ya definido, por la siguiente relación:

$$\alpha_k = \frac{A_k U_0^2}{10^4 W_k}$$

siendo w_k la energía consumida por el aparato del tipo k durante una hora.

3.1.5. Continuidad del servicio

La continuidad del servicio puede definirse a través de una estadística de averías o apagones, teniendo en cuenta para cada uno de ellos su duración, número de abonados afectados, potencia interrumpida y energía no vendida.

No existe una única fórmula que relacione estas variables para todo el sistema eléctrico, por lo que se utilizan diferentes expresiones en función del nivel de tensión afectado:

- . Red de alta tensión se utiliza un tiempo de corte medio que se obtiene como cociente entre la energía no vendida durante los fallos y la potencia media suministrada por la red.
- . Red de media tensión se utiliza un tiempo de corte medio que se obtiene como cociente entre el producto de la potencia demandada por los abonados cortados por el tiempo de corte, y la suma de la potencia total demandada.
- . Red de baja tensión se utiliza un tiempo de corte medio que se obtiene como cociente entre el producto del número de abonados perturbados por el tiempo de corte, y el número total de abonados.

3.2. Características del Servicio Público de la electricidad

3.2.1. Concepto de Servicio Público

No existe un concepto jurídico técnico preciso que defina al Servicio Público, sino que es un concepto multivalente debido a las múltiples acepciones que presenta y que es función del ámbito de referencia escogido.

De acuerdo a la jurisprudencia administrativa española¹, se califica de servicio público aquella actividad que tiene por "objeto inmediato y directo la satisfacción de una necesidad pública". Por su parte, Duguit en su obra titulada "Les transformations du Droit Public" la señala como aquella actividad cuyo cumplimiento debe ser regulado e intervenido por

¹ Reales Decretos de 23 de Febrero, de 24 de Marzo y 18 de Agosto de 1847, de 17 de Octubre de 1851, de 7 de Abril de 1865 y de 15 de Marzo de 1883.

los gobernantes, por ser indispensable al desenvolvimiento de la interdependencia social y por ser de naturaleza tal, que solo puede ser completamente asegurado por la intervención del gobernante.

Como características especiales del Servicio Público, diversos autores como Gascón, Marín, Jèze y Hauriou² coinciden en destacar la regularidad, la continuidad y la posibilidad de modificar en todo momento su organización.

Es importante resaltar que la declaración de Servicio Público no implica el establecimiento de un monopolio de las prestaciones administrativas que suponga la exclusión de actividades privadas paralelas. Este hipotético monopolio solo puede ser constituido mediante una declaración legal al amparo del Artículo 128 de la Constitución Española de 1978. En este Artículo se establece que toda la riqueza del país en sus distintas formas y sea cual fuere su titularidad está subordinada al interés general, reconociéndose igualmente la iniciativa pública en la actividad económica.

3.2.2. Evolución del Servicio Público

La noción de Servicio Público ha tenido significaciones diferentes a lo largo de la historia, habiendo sido utilizado por el Estado como justificación a su intervención en la vida social.

El concepto de Servicio Público aparece en el Siglo XIX con el auge de la burguesía y el final del antiguo régimen. Las revoluciones liberales triunfan en Europa y la nueva clase dominante (la burguesía) exige al Estado determinadas prestaciones que, únicamente, gracias al Servicio Público pueden tener lugar.

² Gascón y Marín: "Tratado de Derecho Administrativo", 4ª Edición.
Jèze: "Cours de Droit Public", 1926
Hauriou: "Droit Administratif".

En la primera mitad del siglo XIX tienen lugar dos acontecimientos significativos: la desvinculación de los señoríos eclesiásticos y la desamortización. Esta nueva situación da lugar a que la Iglesia y las corporaciones locales pierdan su base económica y su capacidad de realizar las prestaciones económicas y sociales que tradicionalmente venían desempeñando, produciéndose un vacío que el Estado va a ocupar.

El Estado se va arropando de un protagonismo que se va traduciendo en un progresivo intervencionismo en la vida económica y social de la sociedad.

El concepto de Servicio Público surge paralelamente al de obra pública, pues no va a ser más que la apertura al público de una obra pública, derivándose de la concurrencia de tres elementos: un interés público, una organización administrativa de prestación y un derecho especial.

Pero a principios del siglo XX y como consecuencia de que surgen actuaciones administrativas no precedidas por un interés público, sino por intereses exclusivamente económicos, comienza a ponerse en entredicho el derecho del Estado a intervenir en la vida económica y social de un país. En la actualidad ya no se discute este derecho, si bien se discute cuando, cómo y cuál será su alcance.

El concepto de Servicio Público implica la asunción por el Estado de la responsabilidad de su gestión, aunque ello no puede llevarse a cabo de manera indiscriminada, sino que ha de estar justificada en base al interés público, es decir, debe quedar probado que gracias al servicio público, el interés público queda mejor satisfecho desde todos los puntos de vista.

3.2.3. La electricidad como servicio público

El desarrollo de las aplicaciones de la electricidad ha hecho necesario que en cualquier país el legislador intervenga para regular las relaciones jurídicas que se derivan y proteger y garantizar los intereses de todos (empresas y consumidores).

En España el suministro de energía eléctrica fue declarado formalmente como servicio público según el Artículo 1 del Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía, de fecha 12 de Marzo de 1954. Según dicho Artículo correspondía la reglamentación de dicho servicio público al Ministerio de Industria. Ahora bien, esta situación no data de 1954, sino que ya se recogió en el Reglamento de 5 de Diciembre de 1933 (anterior al citado de 1954) y éste, a su vez, del Real Decreto de 12 de Abril de 1924. Es importante destacar que esta declaración aparece con una evidente intención de garantizar la seguridad y los intereses públicos que estaban deteriorados por la actitud de las empresas eléctricas dirigida a maximizar sus beneficios, y que se manifestaba en unas deficiencias continuas en la prestación del servicio y en unas arbitrarias elevaciones de las tarifas.

Por ello, se justificó esta intervención en base a las siguientes razones:

- . Las necesidades de la vida moderna.
- . Las exigencias de la industria.
- . Las deficiencias en la prestación del servicio.
- . La necesidad de instalarse en terrenos de dominio público.

Esta intervención del Estado no suponía la transferencia al mismo de la titularidad de la actividad de suministro, ni que las empresas privadas dejaban de realizarla. Con ello el Estado lo que buscaba era ejercer un mayor control sobre este servicio, lo que se conseguía con la puesta en marcha de disposiciones concretas al efecto.

Dos cuestiones de indudable interés se plantearon como consecuencia de esta nueva situación. La primera de ellas era referente al régimen de propiedad de las fuentes de energía (hidráulica y térmica en el caso de la producción de energía eléctrica), que se atribuyó de manera positiva al Estado, el cual solamente se desprende de ellas temporalmente según determinadas condiciones, en un régimen de concesión en el que se reserva la garantía de su propiedad. Esta práctica es común en la mayor parte de los Estados y solamente se difiere en el tiempo de la concesión y en sus condiciones.

La segunda cuestión que se planteó era la referente a las ventajas e inconvenientes derivadas de la participación del Estado en la economía eléctrica y las formas más apropiadas para ello. Las discusiones que se han planteado sobre estas cuestiones han sido muy diversas en diferentes países y, a modo de conclusión, puede decirse que es indiscutible la creación de leyes y normas adecuadas que garanticen el servicio y aseguren los intereses de la Sociedad.

3.2.4.Principales características del servicio público de la electricidad

Al igual que en cualquier sector industrial es fundamental tener un buen conocimiento de las características técnicas, económicas y comerciales para comprender la organización de las actividades que forman el servicio de energía eléctrica: producción, transporte y distribución. Estas características, como ya se ha demostrado, son lo suficientemente atípicas para que este sector esté regulado por disposiciones muy específicas.

Entre las características más relevantes se pueden destacar las siguientes:

- . Intrínsecas a la producción de electricidad.
- . Inducidas por la existencia de redes de transporte y distribución.
- . Necesidad de programación a largo plazo.

A. Características intrínsecas a la producción de electricidad

La producción de electricidad presenta unas peculiaridades específicas que pueden resumirse en la siguiente clasificación:

- . Períodos de construcción elevados que pueden estimarse entre 4 y 10 años para una central hidráulica y entre 6 y 8 años para una central térmica nuclear.
- . Vida útil de las instalaciones muy elevada, lo que influye directamente en que las inversiones en ellas alcanzan la consideración del largo plazo.
- . Considerable impacto regional. A modo de ejemplo se puede citar una central hidráulica que permite satisfacer múltiples necesidades: regulación de caudales, desarrollo de la navegación, regadío de grandes extensiones, ordenación del territorio, etc.
- . Reforzamiento de la infraestructura local que constituye un factor de desarrollo gracias a las actividades inducidas para asegurar el funcionamiento y el mantenimiento de las instalaciones.

B. Características inducidas por la existencia de redes de transporte y distribución

La particularidad de suministrar la energía eléctrica a través de redes es el origen de una serie de particularidades:

- . Necesidad de una red de transporte interconectada, que es plenamente justificable por razones económicas derivadas de la conveniencia de adaptar en tiempo real, la oferta y la demanda de energía eléctrica.

Una red interconectada permite:

- .. Reducir la potencia total instalada.
- .. Incrementar la potencia unitaria de las centrales de producción y aprovechar las economías de escala.
- .. Programación de las localizaciones de las centrales de forma óptima, lo que permite desarrollar proyectos minimizando los costes.
- .. Estrecha coordinación de los movimientos de la energía, necesaria para asegurar la gestión óptima del conjunto de instalaciones de producción en tiempo real. Esta gestión está normalmente coordinada por los dispatchings, y necesita de la existencia de estructuras operativas muy bien organizadas y coordinadas entre sí cuando los medios de producción pertenecen a empresas diferentes.
- .. Monopolio geográfico de la distribución de electricidad, como consecuencia del elevado coste que tendría el desarrollar de manera no coordinada varias redes de distribución que alimentasen a una misma área. Por el contrario, la distribución

de electricidad presenta rendimientos crecientes como consecuencia de que el sobre coste de capacidad complementaria es muy pequeño.

C. Necesidad de programación a largo plazo

Esta peculiaridad del servicio eléctrico viene motivada por todas las características ya comentadas. Como consecuencia de que actualmente no existen medios para almacenar la energía eléctrica en grandes cantidades, es necesario disponer de forma instantánea una potencia instalada capaz de satisfacer a la demanda.

A nivel geográfico (nación, región, etc.) es preciso elaborar previsiones eficaces de demanda de electricidad y comprometer inversiones en medios de producción, transporte y distribución con grandes períodos de adelanto que pueden oscilar entre 10 y 15 años.

3.2.5. Noción de óptimo en el servicio público

El satisfacer el consumo de electricidad necesita de la construcción de nuevas instalaciones de forma periódica. El criterio que debe seguirse para alcanzar la mejor solución es el del coste mínimo.

Para conseguirlo es necesario definir sus elementos y discriminar en relación a la calidad de la energía eléctrica ofrecida, la cual tiene dos características esenciales:

- . Constancia de la tensión.
- . Regularidad del suministro.

Una vez establecidos estos puntos, el problema que se plantea al distribuidor de electricidad es minimizar sus costes, es decir, los precios que pagarán los abonados respetando las condiciones expuestas

anteriormente y que normalmente son reguladas por el Estado. Por tanto, se trata de, respetando el interés general, encauzar a los usuarios a gastar lo menos posible para un servicio dado, lo que conduce a la conclusión de que la calidad de servicio hay que pagarla.

Para establecer el óptimo de la calidad de servicio que debe ofrecer el distribuidor y que deben admitir los abonados, es necesario realizar la suposición de concebir que se ofrecen a los abonados energía eléctrica con calidades diferentes:

- . Calidad de servicio excelente (continuidad de suministro garantizada por una doble alimentación y numerosas protecciones, y una tensión constante asegurada por líneas de gran sección de conductores, numerosos reguladores en carga y subestaciones próximas) que originaría unos precios muy elevados de la electricidad. Esta electricidad sería demandada únicamente por industrias con procesos de fabricación muy delicados.
- . Calidad de servicio buena, que originaría precios más bajos y que sería demandada por otras industrias y algunos otros usuarios.
- . Calidad de servicio ordinaria, que originaría precios aún más bajos y que sería demandada fundamentalmente por consumidores domésticos.

En este punto el problema que se presenta para un consumidor es decidir qué clase de energía eléctrica adquiere, es decir, qué criterio debe seguir para tomar una decisión.

El criterio más racional consiste en que las sumas gastadas para obtener una energía eléctrica de calidad inferior a la ordinaria sean inferiores a los perjuicios económicos que sufrirían en sus procesos de fabricación si en lugar de utilizar la energía de mejor calidad utilizan la energía eléctrica de calidad ordinaria.

Representando este criterio de forma gráfica se obtiene:

. Eje de abscisas: imperfección (I) de la calidad de la energía eléctrica.

. Eje de ordenadas:

.. Por un lado, las cantidades (p) necesarias para construir y explotar redes que suministren la calidad de servicio deseada. Estas cantidades vienen representadas por la curva A donde se aprecia que para una calidad infinitamente buena ($I \approx 0$) se paga un precio muy elevado.

.. Por otro lado, lo que cuesta al abonado sufrir perturbaciones en un proceso productivo como consecuencia de una calidad de servicio que no sea muy buena. Esta situación se representa por la curva B donde se aprecia que el abonado no sufre ningún perjuicio cuando la calidad del servicio es infinitamente buena ($I \approx 0$).

Figura 3.6. Calidad y coste del servicio

El abonado demandará una energía de calidad I_C tal que la suma de las ordenadas de las curvas A y B sea mínima, donde pagará un precio P_A al distribuidor por el suministro y sufrirá un perjuicio en su proceso de fabricación no superior a P_B .

Este análisis se aplicaría a abonados especiales cuyos procesos productivos justifiquen una alimentación especial, pero al ser éste el caso más particular pues normalmente sobre una misma línea se conectan diversos abonados, sería preciso definir el óptimo global para todos ellos. Esto se conseguiría dibujando las curvas A y B correspondientes al conjunto de la red y de los abonados a ella conectados.

La calidad de servicio óptima (I_c) es la que debe ser aceptada por el distribuidor y los abonados, pues es la que conduce al sistema a la solución óptima.

A. Intervención de los fabricantes de aparatos eléctricos

Los fabricantes de aparatos eléctricos pueden influir en la definición del óptimo en el servicio público desde la perspectiva de que es posible paliar en parte los efectos de las imperfecciones de la calidad de servicio utilizando aparatos menos sensibles a éstas (receptores de televisión insensibles a las fluctuaciones importantes de la tensión).

Si se representa por D al factor de insensibilidad de los aparatos eléctricos, la curva A (que ahora representa las cantidades pagadas al distribuidor de electricidad y a los fabricantes de aparatos con un nivel de insensibilidad D) y la curva B (que representa lo que cuesta al abonado sufrir perturbaciones) son función de este factor D .

De acuerdo con la Figura 3.7, se obtiene para cada par de curvas $A(D)$ y $B(D)$ correspondientes a un mismo valor del factor D , una curva $A(D) + B(D)$ que presenta un mínimo para un valor $I_c(D)$.

Si se representan las curvas A y B correspondientes a diversos valores del factor D , se obtendrá un mínimo absoluto de $I_c(D)$ correspondiente a un cierto valor D_j de D que determina el óptimo

general para el conjunto del distribuidor, abonados y fabricantes de aparatos eléctricos.

Figura 3.7. Calidad y coste del servicio en función del nivel de sensibilidad de los aparatos eléctricos

Por tanto, de este análisis se deduce un valor I_c de imperfección de la calidad del servicio que debe respetar el distribuidor de electricidad y un valor D_c del grado de insensibilidad de los aparatos eléctricos que deben alcanzar los fabricantes de los mismos, que al mismo tiempo deben ser admitidos por los abonados para conseguir la solución óptima.

3.3. Estructura económica de una empresa de Servicio Público

3.3.1. Monopolio natural

La característica económica más sobresaliente de las empresas de servicio público es la de operar con rendimientos máximos como monopolios. Factores económicos y físicos condicionan de tal forma sus estructuras de costes que eliminan cualquier organización de mercado que no sea la monopolística. Son los denominados "monopolios naturales", cuyos principios fueron inicialmente apuntados por John Stuart Mill, hacia 1850, y que se basan en:

- 1) La eliminación de duplicidad de equipos.
- 2) Costes fijos elevados en relación a los costes variables y, en consecuencia, costes medios decrecientes.
- 3) Importantes economías de escala.
- 4) Mayor diversidad de la demanda que permite establecer la estructura de producción inferior a la necesaria para cubrir la suma de las demandas.

3.3.2. Demanda

Las empresas de servicio público deben de atender cualquier demanda razonable que los consumidores quieran efectuar, lo que las distingue de los monopolios en el sentido estricto de la palabra, puesto que no pueden prescindir o abandonar esta importante responsabilidad. De hecho, como principio práctico general, estas empresas dedican importantes esfuerzos a los estudios de mercado y a la evolución, en dirección y magnitud, de su demanda.

El análisis de la demanda debe llevar una importante matización con respecto al tiempo en que se produce por las profundas implicaciones de todo tipo, en especial económicas, que la variable tiempo introduce en la gestión de la empresa.

También hay que considerar la elasticidad de la demanda. Pero aquí hay que destacar la desigual composición del producto que se ofrece al mercado y, como consecuencia de ello, las diferentes elasticidades que hay que analizar en función de los usos que se hagan del servicio vendido y del momento en que se produce, lo que evidentemente, es una característica especialmente relevante.

3.3.3. Precios

La estructura de precios de una empresa de servicio público es el objetivo último de toda actuación de los poderes públicos para limitar el poder de estos seudomonopolios.

La regulación de los precios puede establecerse en dos frentes: uno que podría denominarse control global del precio de equilibrio y un segundo, mucho más utilizado en este tipo de empresas, que podría definirse como control directo del precio.

El control global del precio de equilibrio intenta actuar sobre las demás variables económicas (demanda, ahorro, inversión), de forma que el precio de equilibrio se establezca a través de las leyes económicas naturales en los puntos establecidos de antemano. Sin embargo, el equilibrio no se obtiene con precisión total, porque, en definitiva, la actuación de los individuos no queda enmarcada dentro de una formulación matemática que cumpla rigurosamente los principios de la exactitud; solo indica líneas de tendencia pero no recorrido. Esta práctica, utilizada con relativa frecuencia en la época de posguerra en búsqueda de una disminución del nivel de paro, desembocó en la aparición de nuevos y más difíciles problemas, por lo que se pasó al segundo procedimiento de actuación.

La segunda política de precios está orientada hacia la planificación del desarrollo buscando la activación de los sectores económicos más beneficiosos para el conjunto nacional, a través de la fijación de precios ficticios a los distintos productos. Es ésta una política selectiva que intenta orientar la producción de forma que se logren los objetivos socio-políticos de la comunidad. Esta actuación ha dado lugar a graves tensiones intersectoriales, de un lado, y a la aparición de una serie de políticas totalmente nefastas en las economías de los países por la

equivocada redistribución de los recursos económicos. La evidencia más palpable y que aún pesa, y continuará gravitando fuertemente en el futuro, sobre muchas economías nacionales, es la actuación en el sector energético y en especial el subsector eléctrico.

CAPITULO 4. DESARROLLO ESTRUCTURAL Y EVOLUCION DEL SECTOR ELECTRICO EN ESPAÑA. PRINCIPALES ASPECTOS TECNICOS, ECONOMICOS Y DE REGULACION.

4.1. Evolución de la organización del sistema eléctrico.

4.1.1. Introducción.

El proceso de evolución que ha seguido la industria eléctrica en España desde su vertiente organizativa puede desglosarse en varias etapas que presentan unos rasgos diferenciales claros. Estos períodos son los siguientes:

- . Período 1873-1910. Etapa de formación y desarrollo local de las empresas de electricidad impulsadas por la iniciativa privada, que se caracteriza por la existencia de una organización y una explotación en pequeña escala, y una fuerte competencia entre sistemas eléctricos locales.
- . Período 1911-1935. Etapa de desarrollo regional y nacional de las empresas eléctricas que se caracteriza por la aparición de importantes empresas y su estabilidad, además del desarrollo de economías de escala en la producción.
- . Período 1940-1960. Etapa de cooperación de las empresas eléctricas a nivel nacional que se caracteriza por la formación de empresas holding y la centralización de las propiedades y explotaciones. En este período tienen lugar la intervención del Estado a través del INI en la estructura empresarial.
- . Período 1961-1983. Etapa de fuerte expansión del sector que completa la Red General Peninsular y presencia una progresiva intervención administrativa a partir de la crisis de 1973.

- . Período 1984 hasta la actualidad. Etapa que se caracteriza por la nacionalización de la red de transporte de 380 kV en 1984, y la coordinación a corto plazo de las empresas eléctricas mediante la explotación unificada del sistema eléctrico peninsular.
- . Período 1991 hasta la actualidad. En esta etapa se están produciendo cambios que afectan a la estructura empresarial del sector, a través de fusiones entre las principales empresas eléctricas. Estos cambios están motivados por la intención de la Administración de separar las actividades de producción y distribución.

4.1.2. El período 1873-1910: la competencia entre sistemas locales.

Los inicios del desarrollo industrial de la energía eléctrica en España se remontan al año 1873 en que se introdujo la máquina Gramme de corriente continua adquirida por la Escuela de Ingenieros Industriales de Barcelona a través del empresario D. Francisco Dalmau. Comienzan entonces a desarrollarse numerosos ensayos encaminados a proporcionar luz eléctrica a ciudades, locales, establecimientos y fábricas, cuyo denominador común era la necesidad de una instalación local.

Los prometedores efectos de estas máquinas fueron la causa de su explotación comercial y de la aparición de pequeñas empresas de capital nacional privado en numerosas provincias españolas. Las principales características que de forma cronológica marcan esta etapa fueron las siguientes:

1. La pasividad municipal en la tramitación de las licencias necesarias para la instalación de las centrales, que estaba motivada por la oposición a la aparición de la luz eléctrica tanto por su incertidumbre a algo novedoso y no exento de riesgo, como por los compromisos ya adquiridos con los fabricantes de gas.

2. La competencia con las empresas de gas. Estas empresas establecían con los ayuntamientos contratos que incluían cláusulas que limitaban la competencia. A modo de ejemplo, la cláusula 21 del contrato entre el Ayuntamiento de Madrid y la Compañía Madrileña de Alumbrado y Calefacción por Gas especificaba que "en el caso de descubrirse o inventarse un sistema de alumbrado diferente del existente (gas), el Ayuntamiento se reservaba el derecho de conceder la autorización necesaria para su establecimiento, sin tener que otorgar por ello indemnización alguna a la empresa, aunque ello no podría tener efecto nada más que al principio de cada quinquenio y siempre que el nuevo sistema llevase funcionando al menos durante tres años con buen éxito en alguna capital de provincia nacional o del extranjero."
3. La competencia de otros criterios existentes sobre la realización del alumbrado. Para usuarios domésticos se aconsejaba el empleo de acumuladores cargados con pilas en el propio domicilio, y para los "grandes usuarios" como cafés, casinos y teatros se prodigaban instalaciones individuales con dinamos accionadas por máquinas de vapor o motores de explosión alimentados con gas de alumbrado.
4. Intervención de capital extranjero, motivado por la deficiente calidad de los suministros de electricidad que algunas empresas realizan y a la ya aludida difícil competencia con el gas para alumbrado.. Así, en 1882 se fundó en Barcelona la Compañía Angloespañola de Electricidad, en 1889 AEG y el Deutsche Bank crearon la Compañía General Madrileña de Electricidad y en 1890 Siemens Electriche Betriebe promueve la Eléctrica Malagueña.
5. Continua aparición de nuevas empresas que entablan una fuerte competencia entre ellas, pues la competencia con la otra fuente de alumbrado (gas) comienza a desaparecer como consecuencia de que las compañías de gas se introducen con fuertes participaciones en la propiedad de las empresas eléctricas.

Esta competencia dió como resultado las siguientes acciones:

- . el desarrollo de intensas gestiones por parte de las empresas más fuertes para hacerse con el control de las que van surgiendo, e incrementar su volumen y nivel de influencia sobre los ayuntamientos y autoridades municipales.**
- . la aparición de abusos en los precios cobrados a los consumidores, que fue la causa de que los comerciantes y propietarios de locales solicitaran a los poderes públicos la declaración de utilidad pública y servicio público el suministro de la electricidad.**

4.1.3. El período 1911-1935: la concentración empresarial y las economías de escala en la producción.

Es a partir del año 1911 cuando la industria eléctrica alcanza un carácter financiero de importancia, impulsado como consecuencia de la electrificación de la industria a nivel general y a la construcción de importantes líneas de transporte que permitieron aprovechar numerosos saltos de agua alejados de los centros de consumo. Con estos acontecimientos se traspasa la frontera que delimita a una industria eléctrica experimental y artesana, de otra industria caracterizada por unas grandes aptitudes financieras y de servicio donde se configuran las empresas que la integran.

Las principales características de esta segunda etapa se pueden resumir en:

- 1. Importante proceso de concentración empresarial motivado fundamentalmente por la necesidad de explotar lo más racionalmente posible un conjunto de instalaciones de generación, y no tanto por lo que podrían denominarse apetencias capitalistas de monopolio.**

Las empresas municipales de alumbrado, cuando no desaparecen, quedan circunscritas a un área de actividad inicial y pierden autonomía al convertirse en meras compañías suministradoras de la electricidad producida por las grandes empresas hidroeléctricas en su mayoría.

Esta concentración de empresas originó la formación de diversos núcleos financieros en los que una serie de empresas controlaban gran parte de las demás sociedades de producción de energía eléctrica. En el Cuadro 4.1 se enumeran las más importantes en el año 1930.

Cuadro 4.1. Relación de empresas que controlaban a otras sociedades en 1930.

Sociedades que controlan	Filiales o sociedades controladas
Eléctricas Reunidas de Zaragoza, S.A.	Compañía de Gas de Zaragoza
	Unión Carburos, S.A.
	Canal del Berga
	Motrices del Huerva
	Hidroeléctrica del Pindo
Compañía de Luz y Fuerza de Levante, S.A	Sdad. Anónima de Fuerzas Eléctricas
	Hidroeléctrica de Valencia
	Unión Eléctrica Levantina
	Hidroeléctrica de Mijares
	Sdad. Valenciana de Electricidad
	Hidroeléctrica Castellonense
	Cía. Industrial de Electricidad
Comercial Eléctrica	La Electra-Textil
	Hidroeléctrica Ayelense

Sociedad Hidroeléctrica Española	Electra de Lima
	Unión Eléctrica Portuguesa
	Electra Valenciana
	Unión Eléctrica de Cartagena
	Coop. Electra de Madrid
	Valenciana de Electricidad
	Volta, S.A.
Cooperativa de Fluido Eléctrico S.A.	Compañía Eléctrica Industrial
	Hidráulica Santillana
	Catalana de Gas y Electricidad S.A.
	Eléctrica del Cinca, S.A.
Sociedad Gallega de Electricidad	Eléctrica de Orense
	La Hulla Blanca
	Eléctrica Pontevedra-Marín
Unión Eléctrica Madrileña S.A.	Cía General Madrileña de Electricidad
	Sociedad de Gasificación Industrial
	Salto de Bolarque
	Sociedad Hidráulica Santillana
	Electra de Castilla
Compañía Sevillana de Electricidad	Hidroeléctrica del Guadiaro
	Hidroeléctrica de la Laguna
	Eléctrica de la Vega
	Sdad. Gas y Electricidad de Córdoba
	Cía General Electricidad de Córdoba
Mengemor	

Sociedad Hidroeléctrica del Chorro

Sociedad Eléctrica Malagueña

Tranvías de Málaga

Canalización y Fuerzas del Guadalquivir

Hidráulica Andaluza

**Fuente: Cámara Oficial de Productores y Distribuidores de Electricidad 1930.
Elaboración propia.**

La relación de las principales sociedades de producción y distribución de electricidad existentes en 1930, su fecha de creación, potencia instalada y energía producida se encuentra en el Anexo 4.1.

2. Libertad de la iniciativa privada tan solo regulada por la existencia de lo que se podría denominar "tarifas de concesión", que no llegaban a aplicarse en su totalidad ya que las facturaciones se realizaban por tarifas inferiores, y por algunas reglamentaciones técnicas establecidas por el Estado.
3. Amplio margen disponible entre las posibilidades de producción y la escasa demanda del mercado, lo que era fuente de competencia y de dificultades al no encontrar mercado donde colocar la energía de las nuevas centrales en explotación.
4. Incremento de las redes locales y regionales, y desarrollo de los puntos de consumo, apareciendo la necesidad de crear redes de transporte que interconectarán dichas redes regionales. Por la Real Orden de 29 de diciembre de 1918 el gobierno se interesó por las condiciones en que el Estado podría construir una Red Nacional de Energía, abriéndola en 1926 a concurso público. Aunque el proyecto aconsejaba la construcción de una red radial y periférica, financiada por el Estado y sometida a régimen de canon cuando la utilizaran las empresas, finalmente no se llevó a cabo por la oposición de algunas sociedades.

4.1.4. El período 1940-1960: la intervención estatal a través del INI.

Una vez transcurrida la situación de anormalidad que trajeron consigo los años 1936 a 1939, a partir de 1940 se inicia una etapa que se caracteriza por las siguientes acciones:

1. Una mayor intervención del Estado reflejada fundamentalmente en los aspectos tarifarios, constructivos y de constitución de empresas eléctricas. La creación de empresas se realiza en base a filiales del Instituto Nacional de Industria, pero no influye en que la industria eléctrica siga desenvolviéndose en un régimen de predominio de economía privada, como lo demuestra el hecho de que en el año 1953 la producción de las empresas públicas solamente alcanzó el 7% de la producción total. Las empresas públicas creadas fueron:
 - . Empresa Nacional de Electricidad.
 - . Empresa Nacional Hidroeléctrica del Ribagorzana.
 - . Empresa Nacional Calvo Sotelo.
2. Mayor nivel de concentración empresarial, de forma que las 17 empresas más importantes sumaban más del 80% de la producción total.
3. Coordinación de la explotación a nivel nacional, a partir de que en 1944 las 17 empresas citadas crearon la empresa Unidad Eléctrica, S.A.(UNESA). Con esta explotación se buscaba que las instalaciones de cada empresa se pusieran al servicio del abastecimiento integral de la demanda del país y se pudieran efectuar los intercambios necesarios entre zonas. En este sentido, la Administración encargó a UNESA la implantación del Plan de Conjugación de Sistemas Regionales de producción de electricidad, aprobado por el Ministerio de Industria el 2 de diciembre de 1944, y cuyo objetivo era la coordinación de los diferentes sistemas regionales para que funcionaran como si fueran partes de una única unidad de explotación.

4. Inicio de la construcción de las interconexiones de los sistemas eléctricos regionales para completar la red eléctrica primaria de transporte, posibilitando la conexión entre los centros de producción y consumo de electricidad de todo el país.
5. Creación del Dispatching Central de Energía desde donde se dirigía la explotación conjunta de las centrales de todas las empresas eléctricas.

Sus principales funciones eran:

- . Preparar en coordinación con las diferentes empresas eléctricas los programas semanales de intercambio de energía entre ellas.
- . Vigilar constantemente el cumplimiento horario de estos programas y modificarlos en tanto las circunstancias lo estimasen oportuno.

A partir de 1953 al dispatching se denominó Repartidor Central de Cargas (RECA), adquiriendo un verdadero carácter nacional.

4.1.5. El período 1961-1983: la expansión eléctrica.

El sector eléctrico asumió de forma eficaz el papel de impulsor de la expansión industrial que se desarrolló en el período 1960-1974 debido a dos condiciones fundamentales:

- . la electricidad es la forma de energía más versátil para la aplicación a los diferentes usos industriales.
- . el sector se encontraba suficientemente integrado.

Entre las características más relevantes en este período se destacan las siguientes:

1. Desarrollo de la Red General Peninsular con la que se completa la interconexión entre los sistemas de las diferentes empresas y zonas, conformándose lo que será la malla básica de la Red Peninsular.
2. Liberalización del comercio exterior de electricidad con el que se trataba de racionalizar el desarrollo del sector.
3. Progresiva intervención de la Administración en la regulación del sector a partir de la crisis energética de 1973, al revelarse de gran importancia para el desarrollo de la política energética. En este contexto se aprueban los siguientes planes:
 - . Primer Plan Eléctrico Nacional (1969) donde se establecían previsiones de demanda y de construcción de centrales para el período 1971-1981.
 - . Primer Plan Energético (1975) en el que se toman medidas contra la crisis del petróleo.
 - . Segundo Plan Energético (1979) que establece una serie de medidas dirigidas a reestructurar el sector: optimización de la explotación del sistema eléctrico, selección de nuevos emplazamientos de centrales nucleares, perfeccionamiento de la normativa referente a seguridad nuclear, etc.
4. Consecuencia directa de esta mayor intervención fue el cambio que se llevó a cabo en la denominación y forma de gestión del RECA. UNESA dejó de responsabilizarse de la gestión del sistema eléctrico en 1979, pasando a encargarse de ello la Asociación de Empresas para la Explotación del Sistema Eléctrico (ASELECTRICA), compuesta por las empresas de UNESA y en la que figuraba un Delegado del Gobierno que tenía derecho de veto sobre las decisiones adoptadas por el Consejo Rector.

La Dirección General de Energía le comunicaba los criterios a seguir en la explotación del sistema, y el Centro de Control Eléctrico (CECOEL), nueva denominación del RECA, era el encargado de concretar esas directrices en programas diarios de explotación. Asimismo, ASELECTRICA se ocupaba de los intercambios de energía eléctrica con el exterior.

4.1.6. El período 1984-1990: la nacionalización de la red de transporte y la explotación unificada del sistema eléctrico.

En este período se producen los cambios estructurales más importantes de los últimos años en el sector eléctrico con la aprobación del Plan Energético Nacional en 1984. Los elementos que sirven de base a esta ordenación institucional son:

- . Coordinación a corto plazo de las empresas del sector mediante la programación unificada de la explotación del parque, a través de la nacionalización de la red de transporte.
- . Coordinación a medio y largo plazo del desarrollo del sector eléctrico a través de los planes energéticos.

Por tanto, los hechos que caracterizan esta última etapa y que han originado la estructura actual del sector eléctrico en España han sido los siguientes:

1. Nacionalización de la red de alta tensión por la Ley 49/1984 que comprende las instalaciones a 380 kV. y parte de las interconexiones a 220 kV.
2. Explotación unificada del sistema eléctrico peninsular con el objetivo de asegurar la optimización de la explotación del conjunto de instalaciones

de producción y transporte, y la garantía de seguridad y calidad del servicio, de forma que se contribuya a la consecución de un mínimo coste medio total de abastecimiento al mercado nacional.

3. Creación de la empresa mixta de mayoría pública Red Eléctrica de España, S.A. (REE) con la función de asegurar la explotación óptima del sistema eléctrico. Para conseguirlo, REE asumió la propiedad de la red de transporte y del despacho central de ASELECTRICA (CECOEL), quedando absorbida dicha sociedad.
4. Centralización de las operaciones de intercambios internacionales en la empresa mixta REE y asignar la participación en dichos intercambios a cada empresa.
5. Intervención de la Administración para garantizar la explotación óptima del sistema y controlar el cumplimiento de sus directrices, a través de una Delegación del Gobierno en la empresa mixta REE.

Con estas modificaciones, la organización del sector eléctrico español desde las perspectivas de integración (vertical y horizontal) y de propiedad son las siguientes:

- a) Integración vertical. El sector eléctrico está formado por unas 700 empresas de producción y/o distribución de tamaños diferentes, de las que 171 atienden la producción y 506 son empresas de distribución, existiendo 210 autoproductoras que producen alrededor del 2% de las necesidades de energía eléctrica. Las 21 sociedades de mayor tamaño, que cubren cerca del 97% de la producción y distribución de electricidad, están integradas en UNESA, formando 18 de ellas seis grandes grupos holding liderados por las seis empresas de mayor tamaño. Estas empresas producen y distribuyen electricidad a excepción de ENDESA que es productora pura.

Cuadro 4.2. Grupos de empresas y empresas independientes en UNESA.

GRUPOS DE EMPRESAS

**HIDROELÉCTRICA ESPAÑOLA, S.A.
IBERDUERO, S.A.
UNION ELÉCTRICA FENOSA, S.A.
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD, S.A.
COMPAÑÍA SEVILLANA DE ELECTRICIDAD, S.A
FUERZAS ELÉCTRICAS DE CATALUÑA, S.A.**

EMPRESAS INDEPENDIENTES

**HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO, S.A.
ELECTRA DE VIESGO, S.A.
ENERGIA E INDUSTRIAS ARAGONESAS, S.A.**

Fuente: Elaboración propia.

b) Integración horizontal.

- . La producción es realizada por las grandes empresas a nivel regional.**
- . El transporte y las interconexiones internacionales son responsabilidad de la empresa mixta REE.**

- La distribución es realizada por las grandes empresas organizadas a nivel regional, y por otras más pequeñas a nivel municipal.

Figura 4.1. Organización del sistema eléctrico peninsular.

- c) Propiedad. De las 21 principales empresas, seis son de propiedad pública (32% de la producción) y el resto de propiedad privada (68% de la producción). El 75% de la energía distribuida lo es a través de empresas privadas.

4.1.7. La situación a partir de 1991: La reordenación del sector eléctrico

Con la perspectiva del mercado único, el sector eléctrico ha comenzado a experimentar diversos cambios. El gobierno ha decidido apoyar todo proyecto de concentración de empresas eléctricas siempre que dicha operación se fundamente exclusivamente en criterios de racionalidad industrial, con el objetivo de establecer dos o tres grandes compañías que dispongan de estructuras equilibradas de producción y consumo.

Los principios fundamentales que guían esta reorganización del sector eléctrico son los siguientes:

- . Mantener los principios esenciales del Marco Legal Estable
- . Reforzar el papel de REE en la optimización del sector
- . Planificación concertada de las inversiones
- . Gestión integrada del sistema
- . Separación de los activos de producción y distribución
- . Promoción de un proceso de concentración de la producción de energía eléctrica.

Los principales cambios en la configuración del sector han sido los siguientes:

- . Creación de la empresa IBERDROLA, S.A. en mayo de 1991 como consecuencia de la fusión de las compañías IBERDUERO, S.A. e HIDROELECTRICA ESPAÑOLA, S.A. Esta nueva empresa posee mayoría de capital privado y cuenta con el 44,6% de la producción nuclear y el 43% de la producción hidráulica.
- . Adquisición por parte de la empresa productora ENDESA, con mayoría de capital público, de fuertes participaciones en otras compañías eléctricas: VIESGO (80%), SEVILLANA (33,5%) y FECSA (51%).

También se están produciendo negociaciones para la creación de un órgano que coordine la gestión de las compañías eléctricas de la zona catalana (ENHER, FECSA e HIDRUÑA). Este órgano tendrá estatus de sociedad anónima y participarán en su estructura IBERDROLA y ENDESA. Actualmente existen problemas de reparto de activos y de soberanía que están retrasando la puesta en marcha de esta reorganización.

Dentro de este esquema se encuentra la posibilidad de crear una sociedad que se encargaría de gestionar específicamente todos los activos nucleares, lo que supondría la unificación de la gestión del 40% de los activos de producción de energía eléctrica.

Todos estos movimientos están aun en fase de desarrollo a la espera de que el Gobierno apruebe la que se denominará Ley de Bases del Sector Eléctrico, que definirá los criterios de regulación en base a las nuevas directrices que marca la Comisión de la CE.

4.2. Regulación administrativa del sector eléctrico.

La evolución de la intervención administrativa en la regulación del sector eléctrico en España se puede realizar desde la perspectiva de analizar la normativa que, a lo largo del tiempo, ha ido enmarcando las actividades del sector con la finalidad de dar forma legal a la política desarrollada.

4.2.1. Aparición de la normativa que regula al sector eléctrico.

Las primeras disposiciones de carácter legal que afectan a la producción y distribución de electricidad son las leyes municipales de 20 de agosto de 1870 y 2 de octubre de 1877, que otorgan a los Ayuntamientos la exclusiva competencia en materia de alumbrado tanto público como privado. Esta intervención municipal en las actividades de las empresas eléctricas se vió incrementada debido a que las centrales térmicas se encontraban en el interior de las ciudades, lo que suscitó cuestiones de licencias municipales.

Con la ley de 23 de marzo de 1900 se regula la servidumbre forzosa de paso de las conducciones eléctricas y se introduce el concepto de utilidad pública¹. El 26 de abril de 1901 se aprobó un Real Decreto sobre

¹ En el desarrollo de esta ley se dictaron los reglamentos sobre instalaciones eléctricas y servidumbres forzosas de paso por los Reales Decretos de 15 de Junio de 1901, 7 de Octubre de 1904 y 27 de Marzo de 1919.

verificaciones de contadores, que fue la base sobre la que se ha desarrollado toda la normativa posterior hasta llegar al actual Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía de 1954.

El Real Decreto sufrió diversas modificaciones ² con lo que se continuó regulando las relaciones entre empresas eléctricas y abonados, prohibiéndose el corte de suministro a éstos a excepción de que se cumplieran ciertos requisitos.

Por su parte, la fijación de tarifas no tenía limitaciones de carácter general, aunque algunas autorizaciones municipales restringían la libertad de precios. Las primeras prohibiciones expresas de las elevaciones de precios que efectuaban las empresas con mayor o menor libertad se presentaron como consecuencia de las denominadas Leyes de Subsistencias³, aunque posteriormente el Gobierno ⁴ estableció la necesidad de una autorización para fijar los precios de la electricidad y declaró ilegales las subidas que no contasen con dicha autorización.

La culminación a esta legislación que iba conformando la regulación administrativa del sector eléctrico se produjo con la declaración de servicio público al suministro de energía eléctrica a los abonados de las empresas de distribución ⁵, correspondiendo al Ministerio de Trabajo, Comercio e Industria la reglamentación de tales servicios para garantizar la seguridad y el interés públicos. Esta intervención administrativa se justificó en base a estas cuatro razones:

. las necesidades de la vida moderna.

² Modificado por los Reales Decretos de 7 de Octubre de 1904 y 8 de Junio de 1906, y por la Real Orden de 9 de Diciembre de 1907.

³ Leyes de 18 de Febrero de 1915 y de 11 de Noviembre de 1916 desarrolladas por el Reglamento de 23 de Noviembre de 1916.

⁴ Real Orden de 4 de Agosto de 1920.

⁵ Real Decreto de 12 de Abril de 1924.

- . las exigencias de la industria.
- . las deficiencias en la prestación de tales servicios, que llegaron a provocar conflictos de orden público.
- . la necesidad de ocupar terrenos de dominio público con las instalaciones, lo que permitía a la Administración exigir a cambio unas condiciones que asegurasen a los abonados un suministro regular.

En el Real Decreto se establecía la obligación de dar suministro a los usuarios finales que lo desearan, y requería también la concesión o autorización administrativa para la producción y distribución de la energía eléctrica.

A medida que se desarrollaba la regulación administrativa del sector eléctrico, comenzaron a aparecer disposiciones que permitían la ayuda económica de la Administración a la electrificación de España, destacando la Ley de Fomento de la Industria Nacional de 2 de marzo de 1917, que preveía subvenciones, exenciones fiscales y otros beneficios. La ayuda estatal al sector se centró en la construcción de centrales hidroeléctricas, estableciéndose aportaciones estatales del 50% de su coste más anticipos del 40% a devolver en 20 ó 25 años a un bajo interés. Estas ayudas se reforzaron en 1945 ⁶ declarándose de absoluto interés nacional todo lo relativo a los incrementos de producción de energía eléctrica.

La principal característica de esta fase de intervención administrativa en el sector eléctrico fue que se realizó conforme se iban presentando problemas, pero sin la existencia de una ley que habilitase al Gobierno para dictar todas las disposiciones. No obstante, esta habilitación le fue concedida con un carácter muy amplio con la Ley de Ordenación y Defensa de la Industria de 24 de noviembre de 1939.

⁶ Ley de 15 de Mayo de 1945 y Ordenes de 5 de Octubre y 13 de Noviembre de 1945.

4.2.2. La sistematización en la regulación del sector eléctrico.

A partir de 1950 la Administración sienta las bases para fijar las condiciones de la producción y de los suministros en sus aspectos técnicos, de seguridad, de regularidad y de fijación de los precios de la energía suministrada. Las principales actuaciones se llevan a cabo en los siguientes ámbitos:

- . Autorización administrativa de instalaciones eléctricas.
- . Energía nuclear.
- . Relaciones entre las empresas distribuidoras y sus abonados.

A. Autorización administrativa de instalaciones eléctricas.

En el año 1957 ⁷ se introduce la obligación de realizar estudios que deberían acompañar a las peticiones de autorización para instalar centrales, subestaciones y líneas eléctricas. En los años 60 se completó y actualizó la normativa vigente con las siguientes normas:

- . Regulación de la intervención de los Ministerios de Obras Públicas y de Industria en la tramitación y resolución de los expedientes de aprovechamientos hidráulicos con fines hidroeléctricos (Decreto 998/1962, de 26 de abril).
- . Expropiación forzosa y sanciones en materia de instalaciones eléctricas (Ley 10/1966, de 18 de marzo, y Decreto 2619/66, de 20 de octubre).
- . Autorización de instalaciones eléctricas (Decreto 2617/1966, de 20 de octubre).

⁷ Orden de 12 de Julio de 1957.

- . Condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas y centros de transformación (Real Decreto 3275/82, de 12 de noviembre).

De acuerdo con la normativa citada se reglamenta el procedimiento a seguir en materia de autorización de instalaciones eléctricas, la cual es responsabilidad del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, con la excepción de la concesión de los aprovechamientos hidroeléctricos y la autorización de cruces de líneas eléctricas sobre cauces y vías de comunicación que son competencia del Ministerio de Obras Públicas.

La competencia que corresponde al Ministerio de Industria, Comercio y Turismo se ejerce de la siguiente manera:

- . Por la Dirección General de la Energía, para la autorización de los centros de producción de energía de cualquier naturaleza y potencia, centros de transformación de potencia igual o superior a 75.000 kVA, y líneas de transporte de energía eléctrica de tensión igual o superior a 132 kV.
- . Por las Delegaciones Provinciales de Industria, para la autorización de las líneas de transporte y distribución de energía eléctrica de tensión inferior a 132 kV., y centros de transformación de potencia inferior a 75.000 kVA.

Las fases que necesita la autorización administrativa de las instalaciones eléctricas se dividen en:

- . Solicitud del establecimiento o ampliación de la instalación a la que se debe acompañar un anteproyecto, planos y presupuesto estimado.
- . Información pública a través del Boletín Oficial del Estado o de la Comunidad Autónoma.

- . Formulación de oposición y objeción, en caso de presentación de reclamaciones.
- . Resolución que se publicará en el Boletín Oficial correspondiente.

Para la autorización de las centrales nucleares es preceptivo el informe favorable del Consejo de Seguridad Nuclear.

B. Energía nuclear.

La energía nuclear está regulada por la Ley 25/1964, de 26 de abril, que ha sido desarrollada por los siguientes Reglamentos:

- . Cobertura de Riesgos Nucleares de 1967, que regula el alcance de la responsabilidad civil por daños nucleares, la intervención estatal en su reparación y la forma de garantía de su responsabilidad.
- . Instalaciones Nucleares y Radiactivas de 1972, que regula el régimen de autorizaciones administrativas, la inspección de las instalaciones, la fabricación de equipos con fines radiactivos y el sistema de garantía del funcionamiento y explotación de estas instalaciones.
- . Protección Sanitaria contra Radiaciones Ionizantes de 1982, redactado de conformidad con los Reglamentos comunitarios sobre esta materia.

El Consejo de Seguridad Nuclear, organismo creado por la Ley 15/1980, de 22 de abril, es el único competente en materia de seguridad nuclear y protección radiológica, con las siguientes funciones:

- . Proponer al Gobierno las reglamentaciones necesarias en materia de seguridad nuclear.

- . Informar al Ministerio de Industria, Comercio y Turismo sobre emplazamientos, construcción, puesta en marcha y explotación de instalaciones nucleares.
- . Inspeccionar las instalaciones nucleares.
- . Controlar los niveles de radiación.
- . Establecer planes de investigación en materia de seguridad nuclear.

En lo que respecta al ciclo del combustible nuclear, dos empresas nacionales gestionan sus actividades:

- . La primera fase del ciclo (desde la extracción del mineral hasta la carga del elemento combustible en el reactor) está encomendada a ENUSA (Empresa Nacional de Uranio, S.A.), creada en 1971.
- . La segunda fase del ciclo (desde la extracción el elemento combustible irradiado del reactor hasta el almacenamiento de los residuos) está encomendada a ENRESA (Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A.), creada en 1984.

C. Relaciones entre las empresas distribuidoras y sus abonados.

La relación entre una empresa eléctrica y una persona jurídica que necesita sus servicios se inicia en el momento en que realiza la petición de ser conectada a la red. Las fases que se llevan a cabo son:

- . Acometida o conexión, cuya regulación se inició por el Decreto 394/1959 que definía de forma incompleta las soluciones a los problemas planteados y los dejaban a la decisión de las Delegaciones Provinciales del Ministerio de Industria. Esta situación se ha ido resolviendo a través de diversas normativas posteriores.

- . Suscripción del contrato o Póliza de Abono, cuyas condiciones habían sido establecidas en el Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el suministro de Energía Eléctrica de 1954⁸ y que se han modificado posteriormente para recoger aspectos en cierto modo conflictivos (forma de pago, cortes de suministro por impagos, requisitos de las facturas, etc.). Un aspecto muy importante que se regula es la obligación de las empresas eléctricas de informar y asesorar a sus clientes sobre su contratación, de forma que ésta le resulte lo más económica posible.
- . Equipos de medida. Las disposiciones sobre medición y verificación de estos equipos están incluidas en el Reglamento de Verificaciones ya citado, y han sido objeto de una revisión parcial por la Orden de 20 de diciembre de 1984, al objeto de actualizar los alquileres de los equipos más usuales y de los necesarios para aplicar la tarifa nocturna.
- . Calidad de servicio, cuyas condiciones exigibles están definidas también en el Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro, en el que se observa que la compañía eléctrica tiene la obligación de facilitar el suministro de energía eléctrica en unas condiciones determinadas de calidad y continuidad.
- . Tarificación del suministro. Una vez agotado el margen de las tarifas oficiales por una coyuntura de elevación general de precios, y una vez transcurrido el período de 10 años en que fueron bloqueadas por el Ministerio de Industria, el Decreto de 14 de noviembre de 1952 implantó, a partir del 1 de enero de 1953, las tarifas tope unificadas cuya principal característica era su unificación a nivel nacional.

Para llegar a esta unificación fue condición indispensable establecer para los productores una amplia compensación⁹ a través de un nuevo

⁸ Aprobado por el Decreto de 12 de marzo de 1954.

⁹ Orden de 23 de Diciembre de 1952 sobre compensaciones a las empresas eléctricas.

organismo que se creó: la Oficina Liquidadora de la Energía Eléctrica, conocida por OFILE¹⁰ .

Estas nuevas tarifas, escasamente calculadas por razones de tipo político-social, tenían la ventaja de tener prevista su corrección automática mediante una fórmula paramétrica según se fueran modificando los índices de precios que influían en el coste de la electricidad.

Las tarifas tope unificadas fueron revisadas dándole una estructura binomia a partir del 1 de enero de 1970. En los años sucesivos se fueron introduciendo normas aclaratorias de estas tarifas, que hasta abril de 1973 estuvieron divididas en dos términos: el destinado a la empresa que facturaba (A) y el complemento "r" destinado a las compensaciones de OFILE.

En 1973, con la implantación del Sistema Integrado de Facturación de Energía Eléctrica (SIFE) se unificaron los dos términos de la tarifa, se suprimieron las compensaciones de OFILE y se creó el organismo OFICO (Oficina de Compensaciones de la Energía Eléctrica) para regular las nuevas compensaciones.

La evolución de las tarifas eléctricas desde la implantación de las tarifas binomias en 1971 y la creación del SIFE se resumen en el Cuadro 4.3.

El 6 de mayo de 1983 se firmó un Protocolo de Acuerdo entre el Gobierno y el sector eléctrico sobre aspectos importantes del desarrollo eléctrico, entre los cuales figuraba la necesidad de practicar una política tarifaria que permitiera una rentabilidad suficiente a las empresas del sector, garantizara el pago del capital y asegurase una adecuada dotación para las amortizaciones.

¹⁰ Orden de 22 de Marzo de 1953.

El Real Decreto 2660/1983, de 13 de octubre, autorizó al Ministerio de Industria y Energía para reformar las tarifas vigentes del SIFE y establecer una nueva estructura para las mismas, basada en:

- . Costes de prestación de los diferentes suministros.
- . Simplificación de su estructura.
- . Abandono, en la medida de lo posible, de la diferenciación por el destino dado por el cliente a la energía adquirida.
- . Fomento del ahorro energético.
- . Mejor utilización de la potencia instalada.

Cuadro 4.3. Evolución de las tarifas eléctricas del SIFE

Decreto		Orden Ministerial		Incremento las tarifas %
Fecha	B.O.E.	Fecha	B.O.E.	
16-8-69	18-8-69	31-12-70	8-1-71	
12-12-72	15-1-73	11-4-73	18-4-73	5,00
1-3-74	2-3-74	11-3-74	14-3-74	15,86
		28-10-74	14-11-74	
24-1-75	30-1-75	30-1-75	1-2-75	15,00
14-11-75	15-11-75	3-12-75	10-12-75	22,00
5-10-76	11-10-76	8-1-77	14-1-77	-
25-2-77	10-3-77	5-4-77	7-4-77	20,00
23-7-77	25-7-77	5-8-77	12-8-77	5,36
6-7-79	10-7-79	14-7-79	21-7-79	21,19
18-1-80	19-1-80	18-1-80	19-1-80	17,00
18-7-80	19-7-80	19-7-80	23-7-80	19,50
16-1-81	17-1-81	24-1-81	28-1-81	19,17
27-3-81	2-4-81	9-4-81	11-4-81	7,68
15-1-82	16-1-82	19-1-82	20-1-82	12,60
19-1-83	20-1-83	22-1-83	24-1-83	7,50
13-10-83	14-10-83	14-10-83	20-10-83	6,00
18-4-84	19-4-84	27-4-84	30-4-84	8,75
6-2-85	9-2-85	13-2-85	14-2-85	6,80
28-2-86	1-3-86	6-3-86	14-3-86	7,25
6-2-87	7-2-87	20-2-87	25-2-87	4,01
29-1-88	30-1-88	9-2-88	16-2-88	5,50
20-1-89	21-1-89	23-1-89	24-1-89	4,10
19-1-90	20-1-90	23-1-90	24-1-90	5,50
28-12-90	31-12-90	7-1-91	8-1-91	6,80
27-12-91	28-12-91	10-1-92	15--1-92	3,20

Fuente : Elaboración propia.

Los principios en los que se basa esta nueva estructura están de acuerdo con la Recomendación del Consejo de la CE ¹¹ que establece:

- . Las empresas eléctricas deben cubrir sus costes sobre la base de un reparto lo más objetivo posible de los costes entre diferentes categorías de usuarios.
- . Las tarifas eléctricas deben estar estructuradas en forma binómica, permitiendo reproducir los costes soportados por las diferentes categorías de consumidores. Aquellas tarifas basadas únicamente en el uso que se hace de la energía eléctrica deben ser abandonadas.

Hasta la implantación del Marco Legal Estable en 1988, el mecanismo utilizado para la aprobación de la tarifa era complicado y lento debido a la gran cantidad de etapas que tenía que pasar, existiendo un desfase temporal entre la elevación de los costes y la subida de las tarifas. A esto se unió la circunstancia de que las tarifas, desde 1976, no se incrementaron en términos reales, como lo demuestra la figura 4.2., lo que junto a las fuertes inversiones efectuadas en los años 70 y primera mitad de los 80, llevaron a las empresas eléctricas a una difícil situación financiera.

Con el objetivo de mejorar esta situación, la Administración estableció un programa basado en la modificación del sistema de tarifas y en el intercambio de activos. El nuevo sistema tarifario establecido en el Marco Legal Estable se basa en el cálculo, instalación por instalación, del valor neto de los activos en explotación de las empresas eléctricas.

Esta cuantificación se ha realizado a través de valores estándares calculados de manera objetiva y publicados en el Boletín Oficial del Estado, despejándose las incertidumbres que antes existían sobre la evolución de las tarifas eléctricas.

¹¹ Recomendación 81/924/CEE, de 27 de Octubre de 1981

Figura 4.2. Evolución del índice de los precios medios de venta de la energía eléctrica. (Base 1959 = 100).

4.2.3. La regulación de la tarifa en el Marco Legal Estable.

El denominado Marco Legal Estable es un conjunto de disposiciones de diverso rango que regula el entorno económico en el que las compañías suministradoras de electricidad deben desarrollar su actividad fundamental como gestoras del servicio que, concesionalmente, tienen encomendado.

Desde un punto de vista instrumental, el Marco Legal Estable representa un sistema de cálculo de los ingresos que deben percibir las empresas eléctricas como consecuencia de los costes incurridos en la prestación del servicio de producción, transporte y distribución de electricidad a los consumidores finales.

Los objetivos de esta metodología son los siguientes:

- Garantizar la recuperación de las inversiones en activos productivos en términos de los valores estándares asignados a las mismas.

- . Proporcionar un marco de referencia estable al sistema de ingresos de las empresas suministradoras de energía eléctrica, en especial a través de la determinación de la tarifa eléctrica en condiciones de mínimo coste.
- . Disminuir las incertidumbres en las decisiones de planificación energética, y en las decisiones propias de la gestión del suministro eléctrico.
- . Fomentar la eficacia del sector mediante el establecimiento de un sistema de incentivos en la gestión empresarial.
- . Reducir la inestabilidad de la tarifa eléctrica, de forma que la entrada de una nueva instalación en explotación no produzca bruscas variaciones en la tarifa de dicho año.

El sistema tarifario que recoge el Marco Legal Estable está basado en los tres mecanismos operativos que se reflejan en la Figura 4.3.: tarifa media, estructura de tarifas y sistema de ingresos.

Figura 4.3. El sistema tarifario actual

La tarifa media se define como la retribución global y conjunta que se establece por la prestación del servicio eléctrico, y recoge el coste total estandarizado del sistema a efectos de fijar un precio medio suficiente que permita lograr la cobertura de los costes reconocidos.

La tarifa media se descompone en distintos precios según el tipo de suministro que el abonado final demande, con la intención de acomodar el precio pagado por cada servicio eléctrico al coste real adecuado para prestarlo en condiciones óptimas. Una vez recogido el ingreso estándar por parte de ciertas empresas integrantes del sistema, se procede a su reparto en concepto de retribución por la actividad desarrollada.

Las empresas eléctricas se comportan como meras recaudadoras de la tarifa, de forma que sus ingresos no le pertenecen hasta que no se repartan entre las empresas que contribuyen a la prestación del servicio. Esta distribución de los ingresos se lleva a cabo mediante el sistema de compensaciones.

A. Determinación de la tarifa media

El precio medio del servicio del suministro eléctrico se calcula por simple cociente entre el ingreso previsto y la previsión de la demanda, considerando al conjunto del sector eléctrico como si de una única empresa eléctrica se tratase. El ingreso previsto se obtiene como suma de los costes estándares de los activos productivos y las actividades necesarias para la prestación del servicio, a lo que hay que añadir la corrección por desviaciones ocurridas en ejercicios anteriores y otros ingresos.

Las categorías de coste se reflejan en la Figura 4.4, diferenciándose tres componentes: costes básicos, costes de externalidad y costes contingentes.

- a. Los costes básicos son aquellos que se producen a nivel interno y en los que se incurre necesariamente para la prestación del servicio. Se dividen en:
- Costes básicos de generación, que incluye los costes fijos por amortización y retribución, así como los costes variables por la explotación y combustibles.
 - Costes básicos de transporte, que incluyen los costes fijos por amortización y retribución, así como los costes variables por la gestión de la explotación unificada del sistema eléctrico.
 - Costes básicos de distribución, que incluyen los costes fijos por amortización y retribución, los costes variables por explotación y los costes por gestión comercial (contratación, lectura, facturación).
 - Otros costes, que incluyen costes de estructura por gastos generales y costes de financiación del capital circulante.

Figura 4.4. Esquema de la composición de la tarifa.

- b. Los costes de externalidad son aquellos que siendo necesarios para la prestación del servicio, son independientes de la actividad productiva de cada empresa en particular. Estos costes se computan como un porcentaje de la tarifa y no se encuentran estandarizados.

Su recaudación se destina a la cobertura y financiación de ciertos organismos y actividades externas al sector:

- . Investigación y Desarrollo, gestionado por OCIDE.
 - . Stock básico de uranio, gestionado por ENUSA.
 - . Segundo ciclo del combustible nuclear, gestionado por ENRESA.
- c. Los costes contingentes son aquellos en los que no se incurre necesariamente para la prestación del suministro de energía eléctrica, aunque representan costes reales a soportar. Se computan como un porcentaje de la tarifa al abonado final y actualmente recoge los gastos financieros acreditados por los activos en moratoria nuclear.

Los costes básicos se estandarizan de acuerdo a diferentes criterios en orden a cubrir los costes de actividad que se suponen "razonables" y a incentivar la eficacia. En este sentido, los costes reales de las empresas pueden ser mayores o menores que los reconocidos en la tarifa.

Un principio fundamental inherente a este sistema tarifario es el de la recuperación de las inversiones realizadas en activos puestos en explotación comercial. De acuerdo con este principio, las empresas eléctricas podrán recuperar el valor estándar neto de sus instalaciones, valor que fue publicado en la Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1987.

Es importante destacar los dos principios básicos que cumple la recuperabilidad de dichas inversiones:

- La recuperación de la inversión se llevará a cabo durante el período de tiempo que la inversión es útil.
- El valor actual de los ingresos recibidos por una instalación debe ser igual al valor de la inversión computado según costes estándares.

B. Estructura de tarifas:

La estructura tarifaria existente sigue las pautas marcadas en octubre de 1983, como se muestra en la Figura 4.5.

Desaparecidas las tarifas denominadas especiales, actualmente permanecen vigentes las tarifas generales, de aplicación a cualquier uso, y las tarifas específicas, para usos y consumos peculiares. A estas tarifas básicas binomias se añaden los siguientes complementos:

- Discriminación horaria.
- Energía reactiva.
- Estacionalidad.
- Interrumpibilidad.

Figura 4.5. Estructura tarifaria.

C. Sistema de ingresos.

La retribución a las empresas encargadas de la gestión del servicio eléctrico no tiene lugar a nivel individual de cada empresa, sino a nivel de los subsistemas eléctricos y empresas productoras no incluidas en ningún subsistema definidos en la Orden Ministerial de 19 de febrero de 1988, y que se reflejan en el Cuadro 4.4.

Cuadro 4.4. Relación de subsistemas y empresas productoras definidos en la Orden de 19.2.1988.

SUBSISTEMAS ELECTRICOS

- . IBERDUERO
 - . HIDROELECTRICA ESPAÑOLA
 - . UNION ELECTRICA FENOSA
 - . COMPAÑIA SEVILLANA DE ELECTRICIDAD
 - . FUERZAS ELECTRICAS DE CATALUÑA
 - . EMPRESA NACIONAL HIDROELECTRICA DEL RIBAGORZANA
 - . HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO
 - . ELECTRA DE VIESGO
 - . HIDROELECTRICA DE CATALUÑA
 - . ELECTRICAS REUNIDAS DE ZARAGOZA
-

EMPRESAS PRODUCTORAS

- . EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD
-

Fuente: Elaboración propia.

En los subsistemas, su retribución resulta de la aplicación de un sistema de compensaciones que tiene por finalidad redistribuir los ingresos que perciben vía tarifa, mientras que para las empresas productoras, al no vender directamente su producción al abonado final y no percibir ingresos a través de las tarifas, se establece un mecanismo de retribución más simple que consiste en percibir como ingreso el coste reconocido por los servicios prestados.

Figura 4.6. Retribución de las empresas eléctricas.

a. Sistema de compensaciones entre subsistemas.

Al ser la tarifa única para todo el territorio nacional, se implicó la necesidad de implantar un sistema de compensación entre los diferentes subsistemas integrantes del sistema eléctrico nacional encaminado a corregir las diferencias en:

- . Costes de generación y distribución.
- . Ingresos según la estructura del mercado.

Dichas diferencias son el origen de las compensaciones por generación y por mercado:

- . Compensación por generación, cuya finalidad es compensar la totalidad de los costes fijos según los costes reconocidos, y los costes variables, a excepción de un margen que se asigna según un coeficiente a los subsistemas en función de su nivel de eficiencia.
- . Compensación por mercado, cuya finalidad es compensar las diferencias existentes entre ingresos y costes de distribución respecto de sus correspondientes en el sistema.

Estos procesos identifican las diferencias relativas y reasignan los ingresos y costes entre los diferentes subsistemas, igualando los costes de cada uno y haciéndolos coincidir con el coste medio del sistema.

b. Retribución de las empresas productoras.

El régimen aplicable a estas empresas está regulado por el Ministerio de Industria y Energía, según establece el Real Decreto 1538/87, de 11 de diciembre.

Actualmente existe una única empresa productora (ENDESA) cuya retribución consiste en la fijación de un precio por unidad de energía suministrada, según fija la Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1987. Este precio tiene dos componentes:

- . Parte fija, resultante de dividir la retribución anual reconocida por la Orden citada entre la producción prevista para la misma. La retribución anual reconocida se calcula sobre la base de los valores estándares reconocidos a las inversiones de generación.
- . Parte variable, cuyo valor es función de la oferta de la energía producida, la potencia disponible y otros parámetros.

El precio de esta energía es neutral para los subsistemas, manifestándose tan solo en términos comparativos y en el impacto sobre el precio a pagar por el abonado.

c. Otras compensaciones.

Además de las compensaciones entre subsistemas eléctricos, existen otras cuya finalidad es corregir la distorsión que sobre el precio unificado de la tarifa tienen la existencia de ciertas necesidades ajenas al sistema pero que condicionan su comportamiento.

Estas compensaciones tienden a corregir y eliminar los desequilibrios que puede provocar la aplicación de las tarifas SIFE y la política energética del Gobierno en relación al consumo de combustibles en las centrales térmicas.

OFICO es el órgano encargado de recaudar un recargo sobre la facturación, que ha oscilado entre el 4 y 5%. Estos fondos se destinan a la compensación de costes ocasionados por:

- . Carbón (almacenamiento, compra y transporte).
- . Gas natural.
- . Suministros extrapeninsulares, interrumpibles y especiales.

4.2.4. La planificación energética.

En las décadas de los 50 y 60 la planificación energética se caracterizaba por su bajo grado de eficacia como consecuencia de la no existencia de coordinación intersectorial y coherencia global.

A partir de entonces, la actuación planificadora se produce por la Administración con la realización de los Planes Energéticos Nacionales (PEN), preparados por el Ministerio de Industria y Energía, y aprobados por el Parlamento. Estos planes no constituyen una norma jurídica concreta, sino un marco que aprueba objetivos y directrices de aplicación a todo el territorio nacional.

El PEN es el instrumento más importante que dispone la Administración para orientar el desarrollo futuro del sector eléctrico, señalando una serie de parámetros a los que deben adecuarse las empresas eléctricas. Entre ellos destaca la evolución prevista de la demanda de energía eléctrica y la construcción del nuevo equipo generador.

Hasta la actualidad se han aprobado los siguientes planes energéticos:

- . Primer Plan Energético Nacional (PEN-75), aprobado en enero de 1975 y preparado para hacer frente a la crisis energética, aunque sin tener presente su impacto macroeconómico. Ello condujo a una sobreestimación de la demanda energética global al haberse basado su cálculo en un crecimiento del PIB entre el 5 y el 6% anual, cifra que resultó muy superior a la que se produjo en realidad.
- . Segundo Plan Energético Nacional (PEN-78), aprobado en julio de 1979, y cuyos objetivos fundamentales eran moderar los incrementos futuros de la demanda de energía eléctrica sin afectar al crecimiento del PIB, y la solución de los problemas derivados de la seguridad en los abastecimientos energéticos. Para ello se establecieron dos líneas de acción:
 - . Fomentar la producción nacional.
 - . Constituir stocks estratégicos.

- . Tercer Plan Energético Nacional (PEN-83), aprobado en marzo de 1984 y cubriendo el período comprendido entre los años 1984 y 1992. Sus objetivos primordiales eran:
 - . Reducir la vulnerabilidad del abastecimiento energético a través de disminuir las importaciones de petróleo y derivados.
 - . Mejorar la eficiencia del sistema energético impulsando el ahorro y la conservación.
 - . Utilizar los recursos energéticos de la forma más económica para cubrir la demanda de energía.

En relación al sector eléctrico, las principales actuaciones se resumen en:

- . Potenciar la generación térmica con carbón, reduciendo notablemente la basada en fuel y la nuclear.
- . Establecer la moratoria en tres de los cinco grupos nucleares de la tercera generación.
- . Nacionalizar la red de alta tensión.
- . Establecer la explotación unificada del sistema eléctrico.
- . Crear una empresa pública para garantizar la gestión del combustible nuclear irradiado.
- . Cuarto Plan Energético Nacional (PEN-91), actualmente en discusión parlamentaria, y que cubre el período 1991-2000. Las líneas básicas de actuación son las siguientes:

- . Potenciar los recursos energéticos autóctonos, que se cifran en las energías renovables y en el uso del carbón nacional para la producción de electricidad.
- . Incrementar la seguridad de los suministros exteriores por la mayor diversificación en el consumo de hidrocarburos (mayor peso del gas y menor del petróleo), y la continuación de la política de adquisición de reservas de hidrocarburos en el exterior.
- . Instrumentación de un Plan de Ahorro y Eficiencia Energética (PAEE) a través de cuatro Programas: Ahorro Energético, Sustitución, Cogeneración y Energías Renovables.
- . Establecimiento de unos objetivos medio ambientales compatibles con la preservación de los principios de eficiencia, seguridad y diversificación de las actividades de producción, transformación, transporte y usos de la energía.

Las principales directrices relativas al sector eléctrico son las siguientes:

- . Potenciar la generación térmica con gas y carbón, no ampliando la capacidad de generación nuclear.
- . Importar de Francia 1000 MW con garantía de potencia.
- . Reordenación del sector eléctrico en base a la especialización y diferenciación de los negocios de generación, transporte y distribución.
- . Promocionar la mejora de la calidad de servicio del suministro de energía eléctrica a través de un Plan de Calidad desarrollado en coordinación con las Comunidades Autónomas.

Como resumen de las principales magnitudes recogidas en estos Planes Energéticos, el Cuadro 4.5. recoge una comparación de sus objetivos para el año horizonte temporal.

Cuadro 4.5. Objetivos comparados de los PEN para el año horizonte temporal.

	PEN-75		PEN-78		PEN-83		PEN-91	
Horizonte temporal	1985		1987		1992		2000	
Demanda objetivo (Mtec)	196,7		145,0		135,7		159,1	
Petróleo		43,7 %		54,3 %		47,1 %		50,7 %
Carbón		14,0 %		16,2 %		25,2 %		19,4 %
E. hidráulica		8,4 %		9,4 %		11,3 %		2,8 %
Gas natural		11,1 %		5,3 %		4,6 %		12,2 %
Energía nuclear		22,8 %		14,8 %		11,8 %		11,3 %
Otras	-		-		-			3,6 %
Producción eléctrica en bornes (Twh)	220,0		163,0		147,5		199,6	
Hidroeléctrica	45,0	20,4 %	42,3	26,0 %	40,4	27,4 %	32,8	16,4 %
Térmica carbón	36,0	16,4 %	41,1	25,2 %	62,3	42,2 %	69,1	34,6 %
Térmica fuel/gas	16,0	7,2 %	17,2	10,5 %	3,8	2,6 %	22,6	11,3 %
Termonuclear	123,0	56,0 %	60,6	37,2 %	41,0	27,8 %	46,4	23,3 %
Otros	-		1,8	1,1 %	-		28,7	14,4 %
Año de entrada en vigor	1975		1979		1984		1992	

Fuente: Elaboración propia.

4.2.5. La explotación unificada del Sistema Eléctrico Nacional.

El Protocolo de Acuerdo entre el Gobierno y las Compañías Eléctricas ya citado, y los posteriores acuerdos de desarrollo fueron los antecedentes de la Ley 49/84, de 26 de diciembre, que institucionalizó el control estatal de la explotación unificada del sistema eléctrico nacional mediante la creación de una sociedad estatal gestora de la explotación de la red de alta tensión. A partir de ese momento se declara a dicha explotación como un servicio público de titularidad estatal.

La gestión del servicio y la ejecución de las funciones y actividades que dicha gestión comporta son encomendadas a la sociedad Red Eléctrica de España, S.A. por el Real Decreto 91/85, de 23 de enero. Sus objetivos son los siguientes:

- . Asegurar la optimización de la explotación conjunta de las instalaciones de producción y transporte, y la garantía de seguridad y calidad del servicio, de forma que se contribuya a la consecución de un mínimo coste medio total de abastecimiento del mercado nacional.
- . Determinar y controlar el nivel de garantía nacional del sistema eléctrico español y definir las pautas generales de explotación de las reservas hidroeléctricas.
- . Establecer directrices para la explotación del sistema de generación y transporte, comunicarlas a los despachos y comprobar su cumplimiento.
- . Aprobar y modificar los programas de generación y los convenios de intercambio de energía eléctrica programados anualmente.
- . Explotar, mantener, ampliar y desarrollar la red eléctrica nacional de 220 kV. y tensiones superiores, que desempeñe funciones de transporte e interconexión, así como cualquier instalación de interconexión internacional.

- . Coordinar los planes de mantenimiento de las instalaciones de producción y transporte de energía eléctrica, y autorizar la interrupción voluntaria del servicio que pueda afectar directamente al transporte.
- . Asignar el funcionamiento de la regulación compartida y determinar la reserva giratoria necesaria en cada situación de explotación.
- . Realizar las operaciones de intercambio internacional que se consideren convenientes para asegurar el suministro de energía eléctrica y reducir el coste de producción a escala nacional.

Con esta normativa la fase de transporte se nacionalizó y se separó de las principales compañías eléctricas, que quedaron encargadas de las fases de producción y distribución de energía eléctrica.

4.2.6. El régimen de regulación de la autoproducción.

La autoproducción de energía eléctrica se encuentra fomentada por la Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de la energía. Según esta ley se consideran autoprodutores de energía eléctrica a aquellas instalaciones que reúnan las siguientes condiciones:

- . Su finalidad no sea producir energía eléctrica, pero puedan obtenerla por sus propios medios a partir de la utilización de residuos o subproductos energéticos excedentarios de un proceso productivo o cualquier medio que represente una mejora del consumo energético.
- . La producción de energía eléctrica se realice de forma que se deduzca un ahorro energético dentro de las prioridades de la política energética.

En sus relaciones con las compañías eléctricas suministradoras, los autoprodutores tienen una serie de derechos y obligaciones que se resumen de la siguiente forma:

A. Derechos.

- . Conectar sus grupos generadores en paralelo a la red de la compañía suministradora.
- . Utilizar de forma conjunta o alternativa en sus instalaciones la energía eléctrica autogenerada y la suministrada por la compañía eléctrica, pudiendo alimentar parte de sus instalaciones con energía propia.
- . Transferir a la compañía suministradora sus excedentes de energía eléctrica y percibir por ello un precio determinado de forma reglamentaria.
- . Recibir en todo momento de la compañía suministradora en caso de fallo de sus instalaciones generadoras, tanto la energía convenida como la necesaria para el eficaz desarrollo de sus actividades.

B. Obligaciones.

- . Entregar y recibir la energía eléctrica en condiciones técnicas adecuadas.
- . Someterse a la programación establecida en el régimen de producción concertada.
- . No ceder a terceros los excedentes de energía eléctrica, a excepción de que se realice con líneas propias a empresas filiales o matrices, o a aquellas que se hayan agrupado para la instalación de autogeneradores.

A la publicación de la citada ley ha seguido un conjunto de normas legales destinadas a desarrollar el fomento de la autoproducción de

energía eléctrica y la producción hidroeléctrica en pequeñas centrales. Básicamente el alcance de esta normativa es el siguiente:

- . Ordenes de 7 de julio de 1982 y 8 de abril de 1983, en las que se establecen normas para la obtención de la condición de autoproductor.
- . Orden de 7 de julio de 1982, por la que se regulan las relaciones técnicas y económicas entre autoproductores y empresas eléctricas.
- . Real Decreto 916/1985, de 25 de mayo, por el que se establece un procedimiento abreviado de tramitación de concesiones y autorizaciones administrativas para la instalación, ampliación o adaptación de aprovechamientos hidroeléctricos con una potencia nominal no superior a 5000 kVA.
- . Orden de 5 de septiembre de 1985, por la que se establecen normas administrativas y técnicas para el funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5000 kVA y centrales de autoproducción.
- . Orden de 9 de febrero de 1988, por la que se regula el procedimiento de facturación de la energía eléctrica suministrada por la compañía eléctrica al autoproductor, y de la energía entregada por el mismo (Título III).

Por su parte, las compañías eléctricas con el objetivo de dar un tratamiento homogéneo a todos los autoproductores y agilizar sus trámites desde que se solicita su conexión a la red hasta que se produce la misma, han elaborado un conjunto de procedimientos basados en la normativa citada que contemplan los siguientes puntos básicos:

- . Recopilación de la legislación en vigor.

- . Guía de recomendaciones técnicas para funcionamiento y conexión a la red.
- . Datos de interfase entre instalaciones autoproductoras y compañía eléctrica.
- . Normas para la contratación de energía.
- . Procedimientos de tramitación de instalaciones autoproductoras.
- . Procedimiento interno de gestión y coordinación de las diversas secciones de la compañía eléctrica.
- . Recopilación bibliográfica de la normativa de otros países.

En el Cuadro 4.6. se recogen los datos de potencia instalada en autoproduutores desglosados por empresas eléctricas y por tipo de instalación: minihidráulica (MH), hidráulica (HR), gas natural (GN), cogeneración (CG), vapor (VP), aerogenerador eólico (AG), residuos sólidos (RS) y hulla (HA).

Cuadro 4.6. Potencia instalada de autoproducción en 1990 (MW).

EMPRESAS	MH	HR	GN	CG	VP	AG	RS	HA	TOTAL
IBERDUERO	92,5	-	6,6	31,3	-	-	-	-	130,4
H. ESPAÑOLA	9,0	-	13,6	-	16,0	0,3	0,4	-	39,3
U.E. FENOSA	26,0	132,6	-	1,0	-	0,1	-	-	159,7
SEVILLANA	19,6	7,5	44,7	-	49,0	1,3	-	-	122,1
FECSA	122,1	-	21,7	-	-	0,1	18,7	-	162,6
ENHER	13,3	41,2	19,0	-	1,0	0,1	-	-	74,6
H. CANTABRIC	0,8	-	-	-	-	-	-	-	0,8
VIESGO	1,4	42,6	-	-	-	-	-	46,8	90,8
HECSA	7,0	6,0	10,6	-	-	-	-	-	23,6
ERZ	5,5	7,9	35,9	-	11,2	-	-	-	60,5
TOTAL	297,2	237,8	152,1	32,3	77,2	1,9	19,1	46,8	364,4

Fuente: Elaboración propia

Como consecuencia de la aprobación de la legislación que establece la promoción de la autoproducción de electricidad, se observa a principios de los años 80 un fuerte desarrollo de ciertas formas de autoproducción, en especial de las minicentrales. Las perspectivas de crecimiento de la autoproducción se incrementaron a partir del contrachoque petrolífero debido a la bajada de los precios del gas natural y del fuel, que favorece la cogeneración industrial. Por otro lado, el desarrollo de la autoproducción no tiene ningún impacto sobre los resultados financieros de las empresas eléctricas, pues los pagos por la energía comprada a los autoprodutores son tenidos en cuenta en la formación de la tarifa eléctrica.

Desde un punto de vista económico, la evolución de la autoproducción tiene un cierto carácter paradójico, pues si en un sistema eléctrico con excedentes de capacidad la entrada de nuevos productores no debería estar fomentada, los autoprodutores obtienen una remuneración por la energía

eléctrica vendida mucho más elevada que el precio que se establecería en un mercado competitivo (coste de oportunidad). Por ello, la autoproducción se beneficia del carácter fuertemente regulado del sistema eléctrico actual.

4.3. Principales características técnicas del sistema eléctrico.

Dentro de este apartado se analiza la evolución de los principales aspectos técnicos que caracterizan al sistema eléctrico: producción, consumo y potencia instalada.

4.3.1. Evolución de la producción de energía eléctrica.

La evolución que experimentó la producción de energía eléctrica en España en el período 1901 a 1939 se refleja en el Cuadro 4.7.

Cuadro 4.7. Producción de energía eléctrica en España: 1901-1939 (TWh).

Años		Años		Años		Años	
		1910	0,36	1920	0,96	1930	2,61
1901	0,19	1911	0,42	1921	0,87	1931	2,68
1902	0,20	1912	0,46	1922	1,04	1932	2,80
1903	0,21	1913	0,50	1923	1,19	1933	2,90
1904	0,22	1914	0,53	1924	1,35	1934	3,03
1905	0,23	1915	0,57	1925	1,54	1935	3,27
1906	0,24	1916	0,71	1926	1,62	1936	2,80
1907	0,25	1917	0,85	1927	1,77	1937	2,47
1908	0,29	1918	0,82	1928	2,41	1938	2,75
1909	0,33	1919	0,67	1929	2,43	1939	3,11

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los Anuarios Estadísticos de España.

El empuje de la iniciativa privada en el sector eléctrico durante el primer tercio del siglo, con la ayuda financiera de los bancos españoles y la participación de capital extranjero, fueron la causa de un incremento ininterrumpido de la producción de electricidad entre los años 1900 y 1935, víspera de la guerra civil, acusándose un mayor ritmo de aumento a finales del decenio de 1920.

La estructura de la producción que estaba dominada en las últimas décadas del siglo XIX por las centrales térmicas, comienza a transformarse hacia una mayoría de origen hidroeléctrico como consecuencia de los avances experimentados en la actividad de transporte de energía eléctrica. A modo de ejemplo puede citarse que de los 2.430 millones de kWh producidos en 1929, el 81% provenía de centrales hidroeléctricas y el 19% restante de centrales térmicas clásicas.

Desde 1944 hasta 1954, la producción de electricidad se mostró insuficiente para atender la demanda del mercado debido fundamentalmente a la lentitud con que se llevaron a cabo las construcciones de nuevas centrales, situación condicionada por las decisiones de política económica de la Administración, y al fuerte incremento de la demanda.

Si se analiza el período 1940-1960 (Cuadro 4.8) se aprecia que en el primer decenio la producción aumentó muy lentamente oscilando según la climatología del año como lo muestra el predominio de las centrales hidroeléctricas sobre las térmicas. Por el contrario, a partir de 1950 la producción aumentó cada año a un ritmo superior. Si se comparan las producciones de cada quinquenio con la del anterior se comprueba esta tendencia: en 1945-1949 el incremento fue del 26,3%, en 1950-1954 del 60% y en 1955-1959 del 69,3%. Es de interés destacar la creciente importancia de la producción de origen térmico cuya participación al final de la década de los 50 oscilaba alrededor del 25%.

Cuadro 4.8. Producción de energía eléctrica en España: 1940-1960 (GWh)

	HIDRAULICA	TERMICA	TOTAL	% HIDR/TOT	% TERM/TOT
1940	3.353,5	263,7	3.617,2	92,7	7,3
1945	3.179,9	982,0	4.161,9	76,4	23,6
1950	4.991,7	1.819,4	6.811,1	73,3	26,7
1955	8.901,1	2.887,1	11.788,2	75,5	24,5
1960	15.624,5	2.989,5	18.614,0	83,9	16,1

Fuente:Elaboración propia a partir de datos de los Anuarios Estadísticos de España.

La evolución de la producción de energía eléctrica en el período 1960-1990 se refleja en el Cuadro 4.9., en el que destaca la aparición de energía eléctrica producida por centrales nucleares en 1970. En 1990, la producción bruta fue de 151.451 GWh, distribuida de acuerdo a la siguiente estructura: 17% de origen hidroeléctrico, 47% de origen termoeléctrico convencional y 36% de origen nuclear.

En relación a la producción termoeléctrica clásica, ésta se efectúa en su mayoría con carbón (86%), mientras que la aportación de las centrales de fuel alcanza el 11,2% y el 2,8% restante corresponde al gas.

Cuadro 4.9. Producción de energía eléctrica en España: 1960-1990.

Año	Hidroeléctrica		Térmica convencional		Nuclear		Total
	(GWh)	% total	(GWh)	% total	(GWh)	% total	
1960	15.625	83,94	2.969	16,06	-	-	18.614
1965	19.687	62,06	12.037	37,94	-	-	31.724
1970	27.959	51,13	27.608	48,87	923	1,63	56.490
1975	26.448	32,07	48.490	58,79	7.543	9,15	82.481
1980	30.807	27,89	74.490	67,42	5.186	4,69	110.483
1985	33.033	25,94	66.286	52,04	28.044	22,02	127.363
1990	25.694	16,97	71.492	47,20	54.265	35,83	151.451

Fuente: UNESA.

Estas cifras adquieren una mayor relevancia si se las compara con las que existían en 1973, año de comienzo de la crisis energética, y nos muestran el camino recorrido por el sector eléctrico para incrementar la independencia energética y reducir el consumo de petróleo importado.

Cuadro 4.10. Estructura de la producción en España en 1973 y 1990.

	1973		1990	
	GWh	%	GWh	%
Hidroeléctrica	29.524	38,7	25.694	17,0
Fuel-oil	21.370	28,0	8.007	5,3
Carbón	13.871	18,2	61.483	40,6
Gas	4.962	6,5	2.002	1,3
Nuclear	6.545	8,6	54.265	35,8
Total	76.272	100,0	151.451	100,0

Fuente: UNESA.

En 1973, la producción con fuel-oil representaba el 28% mientras que la producción de las centrales de carbón suponía el 18,2%. En el año 1990, la producción de las centrales de fuel-oil se situó en 8.007 GWh, cantidad inferior en un 62,5% a la de 1973, y que en el conjunto de la generación eléctrica tan solo representó el 5,3%. A su vez las centrales de carbón produjeron una cifra superior en un 443% a la de 1973, que significa el 40,6% del total de 1990. Por su parte, la energía de origen nuclear se incrementó en un 829%, pasando de representar el 8,6% al 35,8% de 1990.

Por último, el incremento medio anual en los últimos diez años ha sido del 3,2%, destacando el correspondiente a la electricidad de origen nuclear cuyo incremento medio anual fue del 26,5%.

El Cuadro 4.11. recoge los porcentajes de la producción de energía eléctrica por tipos de energía según su propiedad.

Cuadro 4.11. Propiedad de la producción por tipos de energía en España (%).

PRODUCCION	EMPRESAS PRIVADAS	EMPRESAS ESTATALES	DISTRIBUIDORES	AUTO- PRODUCTORES
HIDRAULICA	80,7	13,1	0,9	5,2
NUCLEAR	80,4	19,6	-	-
CARBON	53,3	46,5	-	0,2
FUEL+GAS	84,9	15,1	-	-

Fuente: UNESA. Elaboración propia.

4.3.2. Evolución del consumo de energía eléctrica.

La continua expansión productiva de la energía eléctrica desde principios del siglo XX estuvo acompañada de un incremento correlativo en el consumo a instancias de la demanda proveniente del sector industrial. Aunque en el año 1900 la casi totalidad de la energía eléctrica se destinaba

al alumbrado y sólo un 10% se consumía con fines industriales y transporte tranviario, en 1920 el consumo por alumbrado era aproximadamente de dos tercios del proveniente de la fuerza motriz, y en 1930 pasó a ser 3,6 veces superior al primero.

Las tasas de crecimiento de la demanda que se reflejan en el Cuadro 4.12. muestran una evolución en consonancia con el ritmo de crecimiento de la economía española en los mismos períodos y, aunque dicho ritmo era apreciable, se situaban en términos absolutos a niveles modestos.

Cuadro 4.12. Tasas de crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en España: 1901-1936.

Período	Incremento anual (%)
1901 - 1922	8
1922 - 1929	10
1929 - 1936	5

Fuente: Elaboración propia.

La crisis seguida de depresión que acaeció desde finales de 1920 y durante los años de 1930 afectó al consumo de electricidad como se muestra en el Cuadro 4.13., que pone de manifiesto que en 1930 se estabiliza el consumo de energía eléctrica e, incluso, en 1933, año de mayor depresión económica, disminuyó la demanda, para recuperarse posteriormente en 1940 una vez concluida la guerra civil.

Cuadro 4.13. Consumo de energía eléctrica en España: 1928-1934 (GWh).

Año	1928	1929	1930	1931	1932	1933	1934
Consumo	1530,2	1808,8	1921,0	1951,1	1975,4	1949,9	2041,9
Indice medio	100,0	118,2	125,6	127,5	129,1	127,4	133,4

Fuente: Anuario Estadístico de España.

La principal característica del sistema con anterioridad a 1939 era el exceso de producción frente a la demanda, situación que cambió radicalmente debido al conflicto civil como consecuencia de que un número apreciable de centrales quedaron destruidas y que, aunque se construyeron algunas nuevas centrales, el ritmo de expansión del parque eléctrico fue inferior al de los años precedentes.

En el período 1940-1960 la demanda experimentó un aumento importante tal y como lo refleja el Cuadro 4.14. Este incremento fue del 6,4% medio anual en la década 1940-1950, inferior al 7,7% de los primeros años de la posguerra (1939-1943) en los que aún no se habían impuesto restricciones, y en los que se incrementó el grado de electrificación industrial como consecuencia de la falta de otros combustibles. En la década de los 50 el incremento medio anual fue del 7,2%, aunque la evolución fue irregular y oscilante como lo demuestran los incrementos anuales. No obstante, la demanda en 1960 dobló a la de 1950.

Cuadro 4.14. Consumo de energía eléctrica en España: 1940-1960 (GWh).

Años	Consumo	% sobre año anterior
1940	3.957	-
1945	4.651	17,5
1950	7.326	57,5
1955	12.253	67,2
1960	14.625	19,4

Fuente: UNESA.

Para analizar con más claridad el volumen de las restricciones que padeció España en el período 1944 a 1954 es preciso observar el Cuadro 4.15.

Cuadro 4.15. Restricciones sufridas en España en el período 1944-1954.

Año	Prod. necesaria (GWh)	Prod. real (GWh)	Restricciones	
			(GWh)	%
1944	5.154	4.709	445	9,5
1945	5.563	4.162	1.401	33,7
1946	6.003	5.400	603	11,2
1947	6.479	5.915	564	9,5
1948	6.992	6.103	88	14,6
1949	7.546	5.529	2.017	36,5
1950	8.144	6.811	1.333	19,6
1951	8.789	8.170	619	7,6
1952	9.485	9.279	206	2,2
1953	10.236	9.562	674	7,0
1954	11.047	9.694	1.353	14,0
1955	11.788	11.788	0	0

Fuente: Elaboración propia.

En los últimos 30 años se ha producido un importante crecimiento de la demanda, en particular en la década de los 60 y en los primeros años de los 70, debido a las elevadas tasas de crecimiento del PIB (7,5% de incremento medio anual en el período 1960-1974), lo que originó un incremento medio anual del 11,5%. A lo largo del período el consumo se ha multiplicado por 9 y el incremento medio anual es del 7,5%.

Cuadro 4.16. Consumo de energía eléctrica en España: 1960-1990.

Año	Consumo (GWh)
1960	14.625
1965	25.131
1970	45.300
1975	69.271
1980	92.006
1985	105.579
1990	129.254

Fuente: UNESA

En la relación a la estructura del consumo por sectores, es la industria la que absorbe más de la mitad del consumo total en España con el 54,8%, a continuación el sector doméstico con el 23,8%, comercio y servicios el 16,4%, agricultura el 2,6% y transporte el 2,4%.

4.3.3. Evolución de la potencia instalada.

En el año 1902 el Ministerio de Agricultura, Industria, Comercio y Obras Públicas publicó un importante trabajo titulado "Estadística de la Industria Eléctrica en España en fin de 1901", del que se deduce el número de centrales y la potencia instalada en España al 31 de diciembre de 1901.

Cuadro 4.17. Centrales y potencia de los generadores en España en función del tipo de fuerza motriz al 31.12.1901.

FUERZA MOTRIZ	CENTRALES		POTENCIA INSTALADA		CAPACIDAD ACUMILADORES	
	NUMERO	%	KW	%	Ah	%
VAPOR	257	29,8	42.835,64	54,5	35.141	72,3
GAS	60	7,0	3.384,48	4,3	6.138	12,6
HIDRAULICA	426	49,5	21.165,29	26,9	1.558	3,2
MIXTA	115	13,4	11.040,52	14,1	5.752	11,9
ELECTRICA	3	0,3	156,00	0,2	-	-
TOTAL	861	100,0	78.581,93	100,0	48.589	100,0

Fuente: Estadística de la Industria Eléctrica de España en fin de 1901.
Elaboración propia.

Se observa que existían 861 centrales de energía eléctrica, de las que 649 se dedicaban a dar un servicio público y 212 un servicio privado. Asimismo, aunque el número de centrales hidráulicas era el predominante con el 49,5% del total, su potencia instalada era inferior en un 46% a la correspondiente de centrales térmicas.

El ritmo de establecimiento de las centrales eléctricas es elevado desde principios de siglo, en especial el correspondiente a hidroeléctricas. Según se muestra en el Cuadro 4.17, entre 1910 y 1930 la potencia instalada aumentó en un 630 %.

Cuadro 4.18. Potencia instalada en España: 1910-1930.

Año	Potencia instalada (kW)
1910	190.000
1917	390.000
1920	500.000
1922	600.000
1925	802.000
1927	970.000
1930	1.200.000

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los Anuarios Estadísticos de España.

En diciembre de 1933 existían en España 507 centrales eléctricas de las que 347 eran hidráulicas (68,5%), 130 térmicas (25,6%), 12 mixtas (2,4%) y el resto (3,5%) indeterminadas. La potencia instalada alcanzaba 1.337.558 kW de los que el 73% correspondían a centrales hidroeléctricas y el 27% a centrales térmicas.

En el período 1940-1960 se produce un notable incremento de la potencia instalada (Cuadro 4.19) que no se distribuyó de manera uniforme, sino que fue realizado con diferentes intensidades según el año. La inactividad constructora del quinquenio 1940-1945 fue superada y las obras cobraron una mayor celeridad como lo demuestran los incrementos anuales medios del Cuadro 4.20.

Cuadro 4.19. Potencia instalada en España: 1940-1960 (MW.).

AÑO	HIDRAULICA	TERMICA	TOTAL	%HIDR./TOT.	%TERM./TOT
1940	1.171,2	334,4	1.505,6	77,8	22,2
1945	1.283,3	378,6	1.661,9	77,2	22,8
1950	1.674,1	635,7	2.309,8	72,5	27,5
1955	3.111,5	872,1	3.983,6	78,1	21,9
1960	4.599,6	1.967,1	6.566,7	70,0	30,0

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los Anuarios Estadísticos de España.

Cuadro 4.20. Incrementos anuales medios de la potencia instalada en España en el período 1940-1960 (%).

PERIODO	HIDRAULICA	TERMICA	TOTAL
1940-1945	1,9	2,5	2,0
1945-1950	5,5	10,9	6,8
1950-1955	13,2	6,5	11,5
1955-1960	8,1	17,7	10,5

Fuente: Elaboración propia.

Estos aumentos anuales medios de potencia instalada superaron el 10% en el decenio 1950-1960, creciendo primero muy deprisa las hidroeléctricas y, posteriormente, las térmicas.

Las graves dificultades constructivas mencionadas se debieron al bloqueo exterior a que se encontraba sometida España en dicha época, y afectaron no solamente a los materiales (cemento, cobre, hierro) sino también a la obtención de divisas para importar maquinaria específica. El Ministerio de Industria tuvo que tomar parte en esta situación declarando a estas construcciones como obras de absoluta necesidad nacional, lo que ayudó a superar las dificultades.

La evolución de la potencia en servicio durante el período 1960-1990 se observa en el Cuadro 4.21. Entre 1960 y 1970 se inició y culminó la construcción de 11.357 MW, de los que 6.283 MW eran en centrales hidroeléctricas, 4.921 MW. en centrales térmicas convencionales y 153 MW. en centrales nucleares. Esta cifra se incrementó a 13.220 MW. nuevos en el decenio 1971-1980, correspondiendo 2.694 MW. a centrales hidroeléctricas, 9.559 MW a centrales térmicas clásicas y 967 MW. a centrales nucleares.

Cuadro 4.21. Potencia instalada en España: 1960-1990.

Año	Hidroeléctrica (MW)	Térmica Clásica (MW)	Nuclear (MW)	Total (MW)
1960	4.600	1.967	-	6.567
1965	7.193	2.980	-	10.173
1970	10.883	6.888	153	17.924
1975	11.954	12.393	1.120	25.467
1980	13.577	16.447	1.120	31.144
1985	14.661	20.991	5.815	41.467
1990	16.702	21.19	7.364	45.264

Fuente: UNESA.

A partir de 1980, el esfuerzo inversor ha ido dirigido a sustituir la participación de las centrales de fuel-oil en el suministro eléctrico por centrales de carbón y nucleares de acuerdo con las directrices de la política energética nacional, que reflejaban las recomendaciones de los organismos comunitarios. En este último período se han conectado a la red 3.125 MW. en centrales hidroeléctricas, 4.751 MW. en centrales de carbón y 6.244 MW. en centrales nucleares.

Atendiendo a la propiedad de la potencia instalada, el Cuadro 4.22 la representa en función del tipo de energía.

Cuadro 4.22. Propiedad de la potencia instalada en España (%)

TIPO	EMPRESAS PRIVADAS	EMPRESAS ESTATALES	DISTRIBUI- DORES	AUTOPRO- DUCTORES
HIDRAULICA	84,0	12,3	0,4	3,2
NUCLEAR	79,1	20,9	-	-
CARBON	58,2	41,2	-	0,6
FUEL+GAS	93,9	6,1	-	-

Fuente: Elaboración propia.

4.4 Coordinación de la explotación y regulación de intercambios.

El mantenimiento de una estrecha coordinación entre los medios de generación de energía eléctrica y la red de transporte es responsabilidad de la empresa mixta REE. Dentro de ésta, el órgano encargado de su ejecución es la Dirección de Explotación.

4.4.1. Dirección de la Explotación.

Para ejecutar sus funciones de coordinación dispone de seis unidades operativas que disponen de dispatching propio con los elementos necesarios para llevar a cabo el control y las actuaciones en tiempo real necesarias. Estas unidades operativas son las siguientes:

- . Centro de Control Eléctrico (CECOEL).
- . 5 Centros Regionales de Explotación (CEREX).

El CECOEL gestiona los programas de generación de las diferentes centrales eléctricas, la red nacionalizada de 400 y 220 kV., y los intercambios internacionales. Coordina, además, la gestión de los CEREX en relación a la implantación de los planes de la explotación.

Por su parte, los CEREX son los responsables de coordinar la puesta en marcha de los planes de explotación con los despachos de las diferentes empresas eléctricas propietarias de las centrales generadoras.

4.4.2 Normas que rigen la explotación del Sistema Eléctrico Peninsular.

La entrada en vigor del sistema de compensaciones, la puesta en práctica de la programación semanal y el hecho de que la red de transporte sea propiedad de REE, han incidido directamente en algunos aspectos fundamentales de la explotación, lo que originó la necesidad de adaptar el Reglamento para la Regulación Compartida del Sistema Español Peninsular de 1982 a la nueva situación.

Por estos motivos, en febrero de 1987 se aprobaron las Normas para la Explotación del Sistema Eléctrico Peninsular, cuyos objetivos son:

- . mantener las garantías de abastecimiento actuales.
- . adecuar las liquidaciones implícitas en el sistema de compensaciones a las liquidaciones reales entre empresas.
- . abordar la programación semanal y diaria con los instrumentos disponibles.

Estas Normas de Explotación contienen los siguientes aspectos:

A. Programación de la Explotación.

Comprende el Plan Semanal de Explotación y la Programación Diaria. El Plan Semanal de Explotación abarca el período entre las 0 h. del sábado y las 24 h. del viernes siguiente, y es elaborado por REE a partir de información suministrada por las empresas eléctricas. A partir de este Plan Semanal y con la información que las empresas envían al CECOEL antes de las 12 h. de cada día, REE elabora la Programación Diaria de la Explotación que tiene nivel horario.

B. Programación de ENDESA.

La integración de la energía de ENDESA en la programación semanal y diaria sigue el mismo mecanismo indicado en el punto anterior, asignando a cada empresa eléctrica una energía proporcional a su cuota de mercado.

C. Liquidaciones de intercambios.

Se regulan los intercambios de energía sujetos a liquidaciones:

- . De ámbito nacional.

- . Por programación de REE. Son los que se producen como consecuencia de la programación de la generación peninsular aplicada al mercado nacional y realizada por REE.
- . De compensación de energía. Son aquellos que se liquidan en energía y que tienen el carácter de devolución de un suministro realizado por una empresa a otra en otro lugar o momento.
- . Intercambios Internacionales.
 - . De carácter contractual. Se realizan en virtud de contratos con un cierto grado de compromiso.
 - . De carácter coyuntural.

D. Asignación de pérdidas de transporte.

Las pérdidas de energía correspondientes a la red de REE se asignan a cada subsistema eléctrico en proporción a la energía demandada por cada uno de ellos. Su calculo se realiza por medio de programas de reparto de cargas de acuerdo con las energías realmente generadas.

E. Consumos en bombeo.

El CECOEL ordenará el bombeo por necesidades de optimización y en función del quebranto económico que tal operación pueda ocasionar a la empresa propietaria de la instalación, y puede autorizar o no la procedencia de la compensación por bombeo. Esta compensación por kWh consumido en bombeo se calcula de la siguiente forma:

$$CB = PL - (EN + EH) \times 0,65$$

PL = precio del pool de intercambios.

EN = coste estándar por kWh ponderado de la energía de ENDESA.

EH = coste estándar por kWh de la producción hidráulica.

4.4.3. Intercambios con el exterior.

REE realiza las operaciones de intercambio internacional convenientes para asegurar el abastecimiento de energía eléctrica y reducir los costes de producción a escala nacional. Asimismo, estas operaciones se consideran como un componente más de la gestión unificada del sistema eléctrico de generación y red de transporte.

Las operaciones de intercambio pueden ser de varios tipos:

- . Contratos a largo plazo, en el que destacan el acuerdo con EDF a cinco años para importar 1000 MW. y el acuerdo tripartito EDF-REE-EDP para entregar a Portugal 300 MW. de Francia.
- . Tomas de participación.
- . Contratos de compra puntual.

ANEXO 4.1.

PRINCIPALES SOCIEDADES DE PRODUCCION Y DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA EXISTENTES EN 1930.

PRINCIPALES SOCIEDADES DE PRODUCCION Y DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA EXISTENTES EN 1930.

Primer grupo	Energía producida kWh.	Potencia instalada CV	Fecha creación
Eléctricas Reunidas de Zaragoza	59.309,083	21,428	29-XI-1910
Energía e Industrias Aragonesas	101.367,663	22,597	7-IV-1918
Cía. de Luz y Fuerza de Levante	62.331,000	41,790	13-III-1930
Sdad. Valenciana de Electricidad	23.788,372	18,900	1901
Energía Eléctrica de Mijares	10.028,000	3,660	1923
Sdad. Hidroeléctrica Española	307.586,000	150,400	V-1907
Electro Metalúrgica del Ebro,S.A.	53.488,890	27,605	II-1904
Electra Brutau,S.A.	3.306,771	3,490	2-II-1910
Sdad.Productora de Fuerzas Motrices	81.610,900	42,000	III-1917
Cooperativa de Fluido Eléctrico,S.A.	97.136,679	85,600	14-X-1920
Grupo Unión Eléctrica de Cataluña	621.515,205	358,490	-
Canal de Berga	17.414,897	3,670	-
La Eléctrica del Segura	12.776,963	10,970	1-XII-1901
Electra Albacetense,S.A.	5.498,800	2,797	1922
Hidroeléctrica de Gradiela	5.286,595	2,000	5-IX-1925
Cía Eléctrica Industrial de Tenerife	3.866,819	4,110	4-IV-1896
Teledinámica Turolense	3.483,959	2,420	1913
Hidroeléctrica de Valencia	2.170,675	4,370	-
Eléctrica Chinchilla,S.A.	4.500,000	2,000	25-V-1925
Hidráulica Moncayo	6.539,929	3,950	1909
Hidroeléctrica de Anralla	8.295,000	5,450	-
Total Parcial.....	1.491.302,200	817,697	

Segundo Grupo

Fcas. Coruñesas Gas y Electricidad	10.887,550	9,250	1910
Sdad. General Gallega Electricidad	41.177,525	27,580	1899
Coop. Eléctrica de Langreo, S.A.	50.631,470	42,200	I-1923
Hidroeléctrica del Cantábrico	32.146,294	15,106	4-XII-1919
Hidroeléctrica Ibérica	265.927,000	120,350	1901
Electra de Viesgo	148.931,000	68,990	VI-1906
Unión Eléctrica Madrileña	52.908,000	40,000	II-1923
Sdad. Hidráulica Santillana	22.096,595	13,450	20-I-1905
Eléctrica de Castilla	60.000,000	15,000	2-I-1920
Canal de Isabel II	20.610,000	9,000	-
Salto del Cortijo	9.054,000	4,000	12-IV-1911
Hidroeléctrica del Pindo	53.676,720	2,800	15-IV-1903
Salto del Alberche	28.040,552	77,150	10-VIII-1926
Distrib. Electricidad Guipúzcoa S.A.	12.409,043	5,933	18-III-1924
Electro Popular Vallisoletana	6.223,929	7,605	12-II-1906
Hidroeléctrica de Buenamesón	442,256	2,020	1913
Electricista Toledana	4.210,218	2,170	1929
Hidroeléctrica Renilla, S.A.	3.777,880	1,930	1920
Electra Hidráulica Alavesa S.A.	2.796,700	1,610	VII-1897
La Unión Salmantina	993,451	1,700	10-XII-1896
Cía. Eléctrica de San Sebastián	1.494,000	3,188	VI-1893
Hidroeléctrica Navarra	6.028,576	3,700	1915
<hr/>			
Total Parcial.....	834.461,759	474,732	

Tercer Grupo

Cía. Sevillana de Electricidad	126.620,396	65,470	-
Mengemor	74.864,192	26,900	V-1904
Fuerzas Motrices Valle Lecrín	16.256,545	10,190	1921
Sdad. Minero Metalúrgica Peñarroya	57.637,732	29,100	-
Sdad. Hidroeléctrica del Chorro	24.300,000	18,700	26-VII-1903
Cía. General de Electricidad S.A.	25.200,929	16,860	12-II-1896
S.A. Canaliz. y Fuerzas Guadalquivr	6.286,248	21,320	1925
Eléctrica Centro de España	7.285,226	7,295	1-I-1920
Total Parcial.....	338.451,268	195,835	
Total General de los tres Grupos	2.664.215,227	1.488,264	

Fuente: F. Sintés y F. Vidal. "La industria eléctrica en España".

CAPITULO 5. DESARROLLO ESTRUCTURAL Y EVOLUCION DEL SECTOR ELECTRICO EN FRANCIA. PRINCIPALES ASPECTOS TECNICOS, ECONOMICOS Y DE REGULACION.

5.1. Panorama de la organización del sistema eléctrico.

5.1.1. Introducción.

El desarrollo de la organización del sistema eléctrico en Francia se ha caracterizado fundamentalmente por el peso que el Estado ha ejercido, introduciendo un tipo de racionalidad en la gestión técnica, económica y financiera que fueron el origen de la nacionalización llevada a cabo en 1946.

En el análisis de la evolución del sector eléctrico francés se pueden diferenciar las siguientes etapas:

- . Período 1881-1914. Etapa que se caracteriza por la existencia de un mercado de la electricidad geográficamente muy compartimentado entre producción térmica e hidráulica, entre productores y revendedores, y en relación a los abonados. Las razones de ello no eran técnicas, mientras que el régimen de concesiones acentuó la dispersión de esfuerzos.
- . Período 1917-1945. Etapa que se caracteriza por el gran desarrollo que alcanzan las centrales térmicas e hidráulicas, el desarrollo de redes regionales y su interconexión, y el cambio de escala que experimentan las empresas eléctricas, asistiendo a fusiones que generan nuevas sociedades y a su entrada en el seno de grandes grupos eléctricos.

- . Período posterior a la nacionalización de 1946. En esta etapa se crea la empresa pública Electricité de France (EDF) que concentra la producción, el transporte y la distribución de energía eléctrica con el objetivo de conseguir una mayor coordinación y eficacia. Asimismo, se han desarrollado grandes esfuerzos tendentes a:
 - . racionalización de los movimientos de energía.
 - . normalización de materiales y equipos.
 - . instalación de grandes centrales.
 - . reforzamiento de las redes de transporte de alta tensión.

5.1.2. El período 1881-1914: la libertad de emprender.

La electricidad comienza su desarrollo industrial en Francia a partir de 1881, una vez producido el cierre progresivo de numerosos pequeños talleres por la competencia que representan las grandes fábricas mecanizadas gracias al vapor producido fundamentalmente por carbón.

En este primer período destacan los siguientes hechos como principales características:

- . Aparición de numerosas empresas de ámbito muy reducido que disponen de una fuente de producción independiente de energía eléctrica, bien hidráulica o térmica.
- . Fuerte competencia de las compañías eléctricas con las sociedades gasistas, muchas de las cuales tenían concedido por los Ayuntamientos el monopolio de la distribución del alumbrado público y doméstico. Ello fue la causa que dificultó hasta el año 1906 la implantación de la energía eléctrica en el alumbrado urbano y las pequeñas fábricas.

Por su parte, la electricidad gana mercado en las grandes industrias debido a los cambios producidos en algunos sectores (electroquímica, electrometalurgia) y en los transportes (metro, tranvía).

Las redes urbanas estaban muy limitadas en su extensión y en raras situaciones se extendían a una ciudad entera. A modo de ejemplo, París estaba dividido en numerosos sectores cerrados, aislados en ellos mismos y sin contactos con sus vecinos.

Los permisos para instalar estas redes eran concedidos por el municipio bajo el régimen de pliego de condiciones, similares a los modelos vigentes para los distribuidores de gas. Este régimen se caracterizaba por dos condiciones:

- . El municipio era el propietario de la concesión, mientras que la empresa concesionaria era responsable de la explotación y mantenimiento de la red.
- . Era obligado asegurar el servicio público del suministro de electricidad, es decir, no se trataba solamente de alumbrar las calles, sino suministrar a todos aquellos usuarios que lo demandasen en unas condiciones y tarifas fijadas en el pliego de condiciones.
- . A partir de 1906, la electrificación avanza a un ritmo más rápido como consecuencia del empuje que experimenta el carácter del servicio público con la intervención del Estado. Esta intervención vino motivada a partir del momento en que una misma fuente de producción comenzó a alimentar a varias redes municipales, planteando un problema que excedía el ámbito de acción del propio municipio.

El desarrollo de las redes estaba limitado a las vías públicas y su expansión necesitaba invadir terrenos privados, para lo cual los municipios no tenían los derechos de autorización. La Ley de 15 de

junio de 1906 sobre la distribución de energías, vino a remediar esta situación reconociendo el beneficio de utilidad pública a los transportes de energía y regulando las expropiaciones a través de procedimientos expeditivos.

Con esta ley, que no otorgaba verdaderos monopolios a los concesionarios, se logró la división del territorio entre una multitud de compañías distribuidoras que no tenían la obligación de producir electricidad. El problema de la producción de energía eléctrica fue dejado de lado, y cualquiera podría construir una central térmica o hidráulica sin necesidad de autorización o declaración administrativa.

Una muestra del rápido avance de la introducción de la electricidad se representa por el hecho de que en 1906 solamente había 2912 municipios electrificados gracias a 1413 centrales de pequeño tamaño, mientras que en 1913 este número se incrementó a 7000 municipios (2673 con más de 10.000 habitantes) con solo 2000 centrales, pues la potencia de las unidades de producción se había aumentado.

- . Desde el punto de vista geográfico, existía una fuerte diferenciación entre el norte, especialmente térmico y donde el productor era generalmente distribuidor, y el sur, alimentado por energía eléctrica de origen hidráulico y donde el distribuidor compraba la energía a las compañías hidroeléctricas.
- . En el territorio térmico, y debido a la ley de 1906, se produjo un importante movimiento de agrupación de pequeñas compañías, motivado también por la instalación de centrales de mayor potencia. El ejemplo más claro lo constituye la reagrupación de todas las compañías eléctricas de París en la Compañía Parisina de Distribución de Electricidad (C.P.D.E.) creada en 1907.
- . En el territorio hidráulico se crean numerosas empresas con el único objetivo de vender la energía eléctrica a las compañías distribuidoras

de las ciudades próximas (Lion, Marsella, Nimes, Niza) o a las compañías de tranvías (O.T.L. de Lion). En 1914, el 50% de la producción hidroeléctrica era destinada al suministro de alumbrado y tracción, y el resto a usos industriales.

- . La mayor parte de las compañías productoras de electricidad creadas en esta etapa eran de capital privado aunque, en gran medida, existía una elevada dependencia extranjera. Esta participación del capital extranjero en la industria eléctrica francesa estaba motivada por la escasa capacidad emprendedora de su sistema financiero.

5.1.3. El período 1917-1945: concentración y reorganización técnico-económica.

El primer conflicto a escala mundial fue el origen de la singular evolución de la industria eléctrica en Francia pues la duración de los acontecimientos y la necesidad de un resurgimiento económico hicieron tomar conciencia de que Francia no poseía otra fuente de energía primaria que la hulla. La más importante consecuencia a esta reacción ha sido una mejor comprensión de las condiciones de desarrollo de la electricidad a nivel de país.

Las principales acciones que caracterizan a esta etapa del desarrollo eléctrico francés son las siguientes:

- . Intervención legislativa del Estado, que ha permitido afrontar la racionalización del sector eléctrico a nivel regional (años 20), en primer lugar, y a nivel global (años 30) posteriormente. Esta intervención se manifestó en dos aspectos:
 - . Construcción hidráulica, al otorgarse el Estado la propiedad de los ríos y regular las concesiones.

- Transporte de alta tensión, al estipular que estas redes no podían ser constituidas más que por el Estado para asegurar una utilización más completa y un mejor reparto de la energía eléctrica. Estas redes públicas podían ser concedidas a organismos colectivos de productores y distribuidores.

Con estas actuaciones, el Estado se convirtió en el propietario virtual de una parte de los medios de producción y de la totalidad de las redes de transporte de alta tensión.

- Tendencia al incremento de la potencia instalada en las centrales térmicas e hidráulicas, como se demuestra en los Cuadros 5.1 y 5.2 respectivamente.

Cuadro 5.1. Evolución de las centrales en Francia en el período 1924-1936

AÑO	TOTAL		>100 MW		50-100 MW		10-50 MW		1-10 MW	
	MW	Nº	MW	Nº	MW	Nº	MW	Nº	MW	Nº
1924	2.740	241	535	3	230	3	1.456	73	519	161
1936	4.614	224	1.100	6	1.461	22	1.590	75	463	121

Fuente: Panorama de l'histoire de l'électricité en France dans la première moitié du XX siècle.

Cuadro 5.2. Evolución de las centrales hidráulicas en Francia en el período 1924-1936.

AÑO	TOTAL		100 MW		50-100 MW		10-50 MW		1-10 MW	
	MW	Nº	MW	Nº	MW	Nº	MW	Nº	MW	Nº
1924	1.239	189	-	-	-	-	669	38	570	151
1936	3.677	289	720	5	380	6	1.802	91	775	187

Fuente: Panorama de l'histoire de l'électricité en France dans la première du XX siècle.

- . Progresiva reorganización de las redes de distribución a escala local, que constituye el paso previo a las interconexiones regionales y que, a su vez, son la base de la interconexión nacional.
- . Proceso de concentración empresarial motivado por la búsqueda de una mayor racionalidad técnico-económica, en el que numerosas compañías de pequeño tamaño pierden su independencia. Esta situación se lleva a cabo por diversos métodos, entre los que pueden destacarse:
 - . Adquisición de nuevas concesiones, para conseguir posiciones ventajosas.
 - . Fusiones de empresas, generalmente de empresas vecinas o limítrofes en la que la empresa principal se unía con las empresas vecinas para constituir una nueva sociedad.
 - . Absorción de empresas limítrofes.

- . Toma de control financiero de empresas vecinas.

La primera consecuencia de esta etapa de concentración empresarial es la emergencia de compañías con vocación regional y la posterior reorganización de la industria eléctrica alrededor de 47 empresas que se podrían denominar "líderes regionales". Esta etapa que se desarrolla en el período 1920-1930, se caracteriza por ir superponiendo a la división horizontal de pequeñas empresas un sistema de jerarquía vertical dominado a nivel regional por compañías que aseguran en su zona de influencia el papel de repartidor y suministrador de electricidad.

No obstante, existía una distinción importante entre dichas compañías regionales, pues mientras algunas dominan centros de consumo muy poblados, otras abarcan territorios extensos con la población muy diseminada.

De esta forma, a finales de la década de 1920 existe una red piramidal de compañías escalonadas desde las de mayor tamaño, que suministran directa o indirectamente a varios millones de habitantes, a las más pequeñas que solo suministran directamente a varios cientos.

. Creación de consorcios regionales con el objetivo de constituir sociedades especializadas en transportar energía eléctrica, motivada por tres razones:

- . Desarrollo de la red de transporte de alta tensión a partir de 1927, que comienza a interconectar a las diferentes regiones eléctricas.
- . Fuerte competencia entre compañías eléctricas por abarcar territorios más extensos.
- . Búsqueda de ventajas de racionalidad debido al efecto tamaño.

De esta forma, en 1930 las compañías eléctricas se han organizado en ocho uniones regionales:

- . Grupo Rhone-Alpes.
- . Grupo du Midi.
- . Grupo de l'Est.
- . Grupo du Centre.
- . Grupo Bourguignon.
- . Grupo de l'Ouest.
- . Grupo du Littoral Méditerranéen.
- . Grupo du Nord.

Cada uno de estos grupos se caracteriza por su composición, las razones específicas de su constitución, las modalidades propias de cooperación y la diversidad de sus ambiciones en relación a su papel en la posterior reorganización global del sistema eléctrico.

. Puesta en marcha en el curso de los años 30 de la denominada "Super-Red" y las grandes instalaciones hidráulicas que completan a las grandes centrales térmicas. La Super-Red era un organismo intermedio de transporte y reparto que interconectaba a todos los centros de producción y consumo, repartiendo la energía eléctrica sea cual fuere su lugar de origen.

Con este sistema, la organización de la industria eléctrica conoció una mutación que la hizo pasar definitivamente de una situación de sistemas yuxtapuestos, discontinuos y cerrados, a un sistema nacional.

La industria eléctrica se dota de esta forma de un sistema de organización flexible que, manteniendo la autonomía de la mayor parte de las sociedades originales, le permite resolver de manera coherente todos aquellos problemas que les eran planteados. En relación al modo de funcionamiento, los grupos actuaban en base a acuerdos o convenios que servían de contrapeso a una libertad que podría degenerar en competencia salvaje. El Estado, por su parte, era el encargado de fijar las reglas y favorecer el dinamismo, pero no intervenía en el propio juego.

5.1.4. El por qué de la nacionalización de la industria eléctrica.

En las etapas anteriores caracterizadas por un elevado grado de libertad, la industria eléctrica había alcanzado grandes cotas de concentración:

- . En el plano técnico, la producción aseguraba las necesidades de todos los servicios de distribución bajo la dirección de un comité de organización.
- . En el plano comercial, las tarifas habían tendido a la uniformidad.
- . En el plano financiero, algunas grandes sociedades apoyadas por ciertas instituciones financieras dominaban el mercado y lo organizaban.

A todos los niveles, la idea de servicio público estaba asociada a la noción de gestión privada. El Estado y los municipios concedían las autorizaciones, fijaban las condiciones generales de explotación y controlaban las tarifas, pero apenas intervenían en la formación del capital. Sin embargo, la industria eléctrica no era capaz de cumplir plenamente su papel presionada por el continuo incremento del consumo, resultando insuficientes los medios de producción.

Era necesario construir nuevas instalaciones pero los medios materiales eran escasos debido a las crisis en los sectores del carbón, hierro, cemento, etc., por lo que se precisaba establecer un orden de prioridades. La producción de electricidad debía doblarse en los próximos diez años, lo que suponía invertir durante este difícil período un capital igual al que la industria había invertido en 50 años. Obviamente, la obtención de este resultado no llegaría más que dando prioridad a la industria eléctrica: era necesaria una intervención del Estado.

Las razones que sirvieron de base para nacionalizar la industria eléctrica francesa fueron las siguientes:

- . la industria eléctrica tiene un papel estratégico en el seno de la economía nacional.
- . una verdadera política de electrificación permitiría racionalizar el sistema eléctrico a escala nacional y mantener la actividad económica mediante la puesta en marcha de un programa de grandes instalaciones.
- . evitar importaciones de carbón para mejorar la balanza comercial.
- . poner al alcance de todos los ciudadanos el confort que representa la energía eléctrica.
- . desarrollar la tecnología y la seguridad del país.

No obstante, las razones aducidas no fueron por sí mismas necesarias para llevar a cabo la nacionalización, a lo que contribuyó de una manera especial la atmósfera revolucionaria de la liberación.

5.1.5. El período posterior a la nacionalización de 1946.

El programa del Consejo Nacional de la Resistencia tenía prevista la nacionalización de la industria eléctrica, cuyos principios fueron confirmados el 2 de agosto de 1945 por la Asamblea Consultiva. Después de largos debates, la ley de nacionalización fue aprobada el 8 de abril de 1946¹.

Esta ley establecía que "a partir de la promulgación de la presente ley, son nacionalizadas: la producción, el transporte, la distribución, la importación y la exportación de electricidad. La gestión de las empresas nacionalizadas es confiada a una entidad pública nacional de carácter industrial y comercial denominada Electricité de France (E.D.F.), Servicio Nacional".

No obstante, estaba previsto que la gestión de la distribución de electricidad fuera posteriormente confiada a entidades públicas particulares, y de la producción se excluían ciertas instalaciones. Por tanto, el monopolio de EDF abarcaba a las actividades de transporte, importación y exportación de electricidad, pero no ocurría lo mismo al tratarse de la producción y distribución.

En materia de producción se excluyeron de la nacionalización:

- . las empresas privadas cuya producción media anual en 1942 y 1943 era inferior a 12 millones de kWh.
- . las instalaciones construidas o a construir por empresas para las necesidades de su explotación, con la condición de que funcionen como accesorias de su actividad principal mediante la recuperación de energía residual.
- . las instalaciones de toda entidad, empresa o particular cuya potencia instalada no supere los 8.000 kVA.

¹ Ley nº 46/628 de 8 de Abril de 1946. Journal Officiel de la République Française du 9 avril 1946.

- ✓ . las instalaciones construidas o a construir por sociedades de economía mixta locales o regionales que utilicen residuos y desechos de centros urbanos.
- . las instalaciones de autoproducción, siendo necesaria una decisión ministerial que constate que dichas instalaciones no presentan para el servicio público más que una utilidad accesorio, y la conclusión de un convenio con EDF.
- . las instalaciones pertenecientes a las empresas públicas Société Nationale du Chemin de Fer (S.N.C.F.) y Charbonnages de France (CDF), aunque EDF participa en la gestión de su producción eléctrica a través de dos comités mixtos.
- . las instalaciones pertenecientes a la Compagnie Nationale du Rhône (CNR), que aunque previstas en la ley (art. 41), no se llevó adelante. Mediante un convenio EDF realiza la explotación de las centrales hidroeléctricas de CNR.

En materia de distribución de electricidad se excluyeron de la nacionalización:

- . las empresas de capital mixto en las que el Estado o las colectividades locales tenían la mayoría.
- . los organismos regionales o servicios análogos constituidos por las colectividades locales.
- . las cooperativas de usuarios y las sociedades agrícolas de interés colectivo.

Las relaciones de EDF con los autoprodutores de energía eléctrica se fijaron en el año 1955, destacando por su especial relevancia:

- . la obligación de compra por EDF de la producción eléctrica excedentaria según unas condiciones fijadas.
- . la posibilidad de realizar un common carrier.

Por el Convenio de 27 de noviembre de 1958, el Estado otorgó a EDF la concesión (regulada por un pliego de condiciones) de la red de alimentación general (RAG) de media y alta tensión, con la misión de construirla y explotarla en el conjunto del territorio nacional. Según el artículo 2 forman parte de la concesión las líneas, subestaciones y, de una manera general, las obras eléctricas existentes o que sean necesarias construir, excluyendo a las instalaciones de producción.

El principal objetivo fijado a EDF por la ley de 1946 es asegurar, en las mejores condiciones de costes y calidad de servicio, el suministro de energía eléctrica al país a través de las redes nacionalizadas.

EDF cumple este objetivo en el marco de la política energética que establece el Estado, cuyos fines son:

- . reducir el coste de la satisfacción de las necesidades de energía del país.
- . reducir las importaciones energéticas.
- . mejorar la seguridad de abastecimiento.

Para cumplir esta misión, se dotó a la empresa pública EDF de autonomía financiera y de independencia técnica y comercial en relación al Estado. No obstante, los objetivos a alcanzar por EDF son fijados por los denominados Contratos de Plan entre el Estado y EDF, que tienen una duración de cinco años, y cuyo mecanismo es el siguiente:

- . El Estado otorga completa autonomía a EDF en su campo de acción.

- EDF se compromete a alcanzar niveles de eficacia en su gestión en beneficio de sus abonados (disminución de tarifas y del endeudamiento, mayores estándares de calidad, etc.).

Con todas estas especificaciones, la estructura y organización actuales del sector eléctrico francés se caracteriza por:

- Integración vertical, en la que EDF produce el 92% de la energía eléctrica, transporta el 100% y distribuye el 95%.
- Propiedad pública, a excepción de ciertos autoprodutores que se encuentran en manos privadas.

Cuadro 5.3. Estructura de la industria eléctrica francesa.

Actividad	Empresas	Mercado %	Propiedad
Producción	EDF	92	Pública
	Autoprod.	8	Privada
Explotación y Transporte	EDF	100	Pública
Distribución	EDF	95	Pública
	Locales	5	Mixta

Fuente: Elaboración propia.

Figura 5.1. Organización del sistema eléctrico francés.

5.2. Regulación administrativa del sector eléctrico.

5.2.1. Aparición de la normativa que regula al sector eléctrico.

Las características específicas de la energía eléctrica fuerzan la adaptación de ciertas reglas preexistentes en relación al dominio público, en especial en lo que concierne a la distribución por el problema que plantea la implantación de las instalaciones.

Una circular del Ministerio de Trabajo en 1882 invita a los prefectos (gobernadores civiles) a informar a la Administración central de las demandas de instalaciones y a seguir sus instrucciones, aunque pronto se concede a los municipios la autorización de establecer sobre las vías públicas las instalaciones para distribuir electricidad.

La ley de 25 de junio de 1895 establece que, fuera de las vías públicas, los conductores eléctricos que no sean destinados a la transmisión de señales y palabras, podrán ser establecidos sin autorización ni declaración, pero sobre las vías públicas, su instalación está subordinada a la autorización del prefecto.

De esta forma, el transporte y la distribución de electricidad quedan sometidos al dominio público, pero quedan al arbitrio de los acuerdos o exigencias de los propietarios privados que exigen costosas negociaciones.

Por su parte, la producción de energía eléctrica es considerada con un régimen independiente al de la distribución, aunque si bien la producción de origen térmico, al ser muy localizada y de pequeñas dimensiones, no estaba regulada, la producción de origen hidráulico estaba sometida a un régimen administrativo específico. La ley de 8 de abril de 1898 subordinaba la instalación de una central hidroeléctrica a una concesión otorgada por el Estado.

No es hasta el año 1906, que la ley del 15 de junio establece que la industria de la distribución de energía eléctrica asegura un servicio de interés colectivo a través de un contrato de concesión susceptible de beneficiarse de la declaración de utilidad pública y, en ciertas condiciones, de algunas prerrogativas.

Aunque esta ley ha sido modificada y completada en varias ocasiones, constituye hoy el marco legal de la distribución de energía eléctrica. Sus principales disposiciones son:

- . Establece dos regímenes, el del permiso en las vías públicas que autoriza su utilización, y el de la concesión que permite ejecutar trabajos en las propiedades privadas a pesar de la oposición de los propietarios.
- . Crea, además de las concesiones municipales, las concesiones del Estado para situaciones específicas.
- . De acuerdo con el principio de libre competencia de las compañías de distribución, no se autoriza a otorgar monopolios a los concesionarios excepto al alumbrado privado.
- . Las concesiones se regulan por los Pliegos de Condiciones (cahiers de charges) cuyas cláusulas no pueden ser modificadas nada más que por un decreto del Consejo de Estado. Los primeros pliegos de condiciones se aprobaron por los Decretos de 17 de mayo y 10 de agosto de 1908.

Los pliegos de condiciones sufren numerosas modificaciones y, con ello, aparecen las primeras disposiciones que regulan la tarificación y los precios de la electricidad, que pueden resumirse en la fijación de tarifas máximas.

La publicación de esta ley sirvió de debate para clarificar las dificultades presentadas en el dominio de la producción, lo que se consiguió con la ley de 16 de octubre de 1919 relativa a la utilización de la energía hidráulica.

Dicha ley establecía las siguientes disposiciones:

- . Se sustituyen los antiguos procedimientos por un régimen administrativo único.
- . El régimen de concesión se aplica a las instalaciones con potencia instalada superior a 500 kW, y 150 kW si la empresa suministra a servicios públicos.
- . El concesionario está obligado a no sobrepasar ciertas tarifas máximas para la venta de electricidad, pagar un impuesto y un canon anual.

5.2.2. La organización de la gestión eléctrica.

Durante el período que transcurre entre 1920 y 1944 se lleva a cabo la organización de la gestión eléctrica en un importante número de campos ligados a su desarrollo:

- . Transporte de energía eléctrica.
- . Producción de origen térmico.
- . Índice económico eléctrico.

A. Transporte de energía eléctrica.

La función específica del transporte es consagrada por la ley de 19 de julio de 1922, que concede al Estado la iniciativa para obligar a los actores económicos (productores, distribuidores, municipios, etc.) a constituir un organismo específico destinado a asegurar dicha función.

Las líneas de transporte e interconexión son construidas y explotadas bajo un régimen de concesión específico que puede comprender la transformación de la energía pero, en ningún caso, su venta.

B. Producción de origen térmico.

La construcción de centrales térmicas que era completamente libre es regulada por el Estado a través del Decreto-Ley de 30 de octubre de 1935, que establece una autorización previa siempre que su potencia instalada supere los 1000 kW. Este régimen, que se aplica a las diferentes etapas de su instalación (proyecto, construcción y conexión a la red), se implanta como un medio de la administración para ejercer su control sobre la actividad de producción y coordinar los medios de producción del sector privado.

No obstante, en la exposición de motivos se pone de manifiesto que este nuevo régimen de autorización está inspirado en la preocupación que origina una eventual sobreproducción de energía eléctrica.

C. Índice económico eléctrico.

El antiguo sistema de precios máximos es sustituido en virtud del Decreto de 28 de junio de 1921 por el denominado índice económico de la electricidad basado en las variaciones del precio del carbón y de la mano de obra del sector eléctrico.

Con el paso del tiempo, el precio del kWh así calculado había aumentado hasta 1926 tres veces menos que el índice general de precios, lo que puso en peligro las nuevas inversiones. En el período 1927-1930 las tarifas permanecen estables, y hasta 1935 los precios de la electricidad solo han disminuido un 13%, mientras que el índice de precios al consumo lo hizo en un 30%.

En esta situación de caída general de precios, el Decreto-Ley de 16 de julio de 1935 tiene por objetivo disminuir las tarifas de la electricidad, para lo cual los índices económicos eléctricos se reducen en un 10%.

En relación a los distribuidores:

- . se prohíbe practicar primas fijas en sus tarifas o imponer un mínimo de consumo.
- . se obliga a establecer tarifas especiales para los usos domésticos.

En el año 1936, el Decreto de 10 de marzo regula de forma precisa los descuentos sobre el consumo, la composición de la tarifa y su estructura, e incluye la tarificación de la energía reactiva. La estructura que se propone es binomia, y el decreto establece el cálculo de la parte fija y de la tasa proporcional.

5.2.3. La organización del servicio nacional.

La puesta en práctica de las nuevas estructuras resultantes de la nacionalización se realizó de manera progresiva. Desde la perspectiva institucional puede resumirse esta organización en tres series de normas:

- . las leyes y textos posteriores a la ley de nacionalización, que la completan o modifican.
- . la ley de 17 de agosto de 1948 que persigue el restablecimiento económico y financiero, y que pone énfasis en el coste y rendimiento de los servicios públicos.
- . las normativas de 1958 y 1959 que proceden a reformar la intervención de la administración pública, introduciendo una modernización decisiva.

Todas estas normas afectan a la casi totalidad de las condiciones de la actividad eléctrica: seguridad del servicio público, tarificación, fiscalidad, régimen de salarios, programas de producción, distribución, etc.

Dentro de las modernizaciones decisivas que dan lugar a un mayor crecimiento del servicio nacional es preciso destacar dos aspectos fundamentales:

- . El desarrollo de la energía nuclear.
- . Las modificaciones introducidas en el régimen de autorizaciones administrativas de las instalaciones eléctricas.

A. La energía nuclear.

Su desarrollo está basado en el Decreto de 11 de diciembre de 1963, que especifica los procedimientos de creación, modificación y desmantelamiento, y procede a la creación de la Comisión Interministerial de Instalaciones Nucleares de Base (CIINB). Esta Comisión específica es la encargada de emitir un informe preceptivo sobre las peticiones de autorización, cese o modificación de estas instalaciones.

Normas posteriores completan el régimen reglamentario de las instalaciones nucleares:

- . Principios generales de protección contra las radiaciones ionizantes, desarrollados por el Decreto de 20 de junio de 1966. Dicho decreto establece las condiciones de autorización de los efluentes radiactivos.
- . Responsabilidad civil en el dominio de la energía nuclear, desarrollada por la ley de 30 de octubre de 1968.

- . Creación de la Comisión de la Energía Atómica (CEA) por el Decreto de 29 de septiembre de 1970, con el objetivo de informar sobre la seguridad de las instalaciones.
 - . Creación del Consejo Superior de Seguridad Nuclear (CSSN) por el Decreto de 13 de marzo de 1973, que se responsabiliza del estudio, definición y puesta en marcha de la política nuclear.
 - . Organización del régimen especial de autorización previa de las instalaciones nucleares de base y la protección de los trabajadores y la población contra los efluentes radiactivos líquidos, desarrollados por el Decreto de 31 de diciembre de 1974.
 - . Creación del Comité Interministerial de Seguridad Nuclear (CISN) por el Decreto de 4 de agosto de 1975. Este Comité tiene por objetivo la coordinación de las acciones y medidas generales de protección contra los ruidos y molestias procedentes de las instalaciones nucleares.
 - . Protección y control de materiales nucleares, desarrollado por la Ley de 25 de julio de 1980.
- B. Modificaciones introducidas en el régimen de autorizaciones administrativas de las instalaciones eléctricas.**

Numerosas medidas específicas se desarrollan con posterioridad a las leyes de 1906 (distribución), 1919 (centrales hidroeléctricas), 1922 (transporte) y 1935 (centrales térmicas), en relación al régimen de autorizaciones administrativas de las instalaciones eléctricas.

Las diferentes autorizaciones necesarias para llevar a cabo una actividad de producción, transporte o distribución se reflejan en los Cuadros 5.4 a 5.7.

Cuadro 5.4. Autorizaciones administrativas necesarias en las centrales térmicas.

Procedimiento	Norma y autoridad competente	Objetivo
Declaración de utilidad pública	Decreto del Consejo de Estado	Expropiación
Autorización de creación (centrales nucleares)	Decreto del Consejo Ministros	Control técnico
Autorización para utilizar combustibles petrolíferos	Decisión del Director General de la Energía	Directiva CEE 1975
Autorización de instalaciones clasificadas para la protección del medio ambiente:		
Centrales térmicas	Orden gubernativa	Protección medio ambiente
Centrales nucleares	Orden gubernativa (incluida en el Decreto de autorización de creación)	Protección medio ambiente
Autorización de toma de agua	Orden gubernativa	Protección cursos de agua
Autorización de salida de agua	Orden gubernativa	Protección cursos de agua
Autorización de emisión de efluentes radiactivos líquidos o gaseosos	Decreto ministerial	Limitación de emisiones

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 5.5. Autorizaciones administrativas necesarias en las centrales hidroeléctricas.

Procedimiento	Norma y autoridad competente	Objetivo
Instalaciones P >4.500 kW.		
Concesión	Decreto del Consejo de Estado	Derechos de agua
Declaración utilidad pública	Decreto del Consejo de Estado	Expropiación
Normas de explotación	Administración	Condiciones explotación
Instalaciones P < 4.500 kW.		
Autorización	Decreto gubernativo	Derechos de agua
Reglamento de explotación	Administración	Condiciones explotación

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 5.6 Autorizaciones administrativas necesarias para el transporte de energía eléctrica.

Procedimiento	Norma y autoridad competente	Objetivo
Concesión	Decreto del Consejo Ministros (Red alimentación general)	Derechos de transporte
	Decreto gubernativo con informe del Ministro (Red local)	
Declaración de utilidad pública	Decisión ministerial	Expropiación
Autorización de ejecución	Decreto gubernativo	Reglas de construcción
Permiso de construcción	Decreto gubernativo	Conformidad con reglas urbanismo

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 5.7. Autorizaciones administrativas necesarias para la distribución de energía eléctrica.

Procedimiento	Norma y autoridad competente	Objetivo
Declaración utilidad pública	Decreto prefectura	Expropiación
Servidumbres	Decreto prefectura	Permitir la construcción
Autorización de ejecución	Decreto prefectura	Reglas de construcción
Permiso de construcción	Decreto prefectura	Conformidad reglas urbanismo.

Fuente: Elaboración propia.

5.2.4. La regulación de la política tarifaria

En la actualidad, la política tarifaria francesa se encuentra enmarcada en los denominados Contratos de Plan Estado-EDF que establecen los objetivos económico-financieros de la empresa pública.

El Contrato de Plan 1988-1992 en vigor, determina que las decisiones tarifarias serán decretadas por concertación entre los poderes públicos y EDF teniendo en cuenta la evolución del contexto económico general, la propia situación de la empresa y el crecimiento efectivo del consumo de electricidad.

Por su parte, el Contrato de Plan 1984-1988 estableció los principios que deben cumplir las estructuras de las tarifas:

- . los baremos tarifarios serán uniformes en todo el territorio.
- . las tarifas deben orientar las decisiones de la clientela en función del coste real de la energía suministrada.
- . las tarifas deben respetar el principio de igualdad de tratamiento entre abonados de igual categoría, pudiendo elegir entre las diferentes opciones tarifarias existentes.
- . las estructuras tarifarias de las islas y departamentos de ultramar se adaptarán a las condiciones vigentes en éstos.

Los principios generales en que se basa la política tarifaria de EDF son dos:

- . La igualdad de tratamiento significa que todos los abonados con las mismas características de utilización deben pagar el mismo precio, es decir, deben tener las mismas oportunidades tarifarias. Por tanto, este principio autoriza la existencia de diferentes grupos tarifarios.
 - . La eficacia económica implica repercutir sobre cada cliente los costes que origina al sistema eléctrico y, en función de dicho coste, explicitado por tarifa, cada abonado decide si mantiene su demanda o la modifica. De esta forma, ninguna producción con coste superior al valor que le es reconocido por los consumidores es llevada a cabo, y viceversa.
- A. El coste marginal como elemento de optimización del sistema eléctrico.

EDF intenta resolver el problema de la regulación global del sistema oferta-demanda utilizando instrumentos de regulación para la oferta (medios de producción), teniendo en cuenta la reacción de la demanda a las tarifas.

El problema que se presenta es el de coordinar las decisiones de la empresa pública y la de sus abonados, pues éstos efectúan su decisión sobre la base de su propio interés, es decir, a partir de las tarifas que le son propuestas. Por tanto, corresponde a EDF informar de las consecuencias económicas de cada una de sus decisiones, lo que realiza a través de:

- . producir energía eléctrica al menor coste.
- . vender dicha energía al coste marginal.

De acuerdo con la primera condición, EDF intenta determinar las dimensiones óptimas de las centrales productoras, lo que se traduce en reducir al mínimo los gastos de inversiones y explotación, adaptándose al nivel de la demanda. En estas condiciones de óptimo, la venta al coste marginal significa que el precio de coste de referencia no es el coste medio de producción de las centrales en servicio, sino el coste de producción de los consumos adicionales suministrados por las nuevas centrales.

De esta forma, la venta al coste marginal indica a cada usuario de las consecuencias económicas de su modelo de consumo, al proponerle un precio tal que cualquier decisión por parte de incrementar su consumo le cueste lo mismo que a EDF (coste de producción de la nueva central que será necesario instalar para satisfacer su demanda suplementaria). Asimismo, la venta al coste marginal muestra cómo la colectividad se beneficiaría si el abonado decidiera interrumpir o reducir su consumo.

Figura 5.2. Regulación del sistema oferta-demanda

B. La estructura del coste marginal.

El coste marginal debe ser considerado de dos maneras distintas: corto y largo plazo.

El coste marginal a corto plazo de un suministro es el coste suplementario de producción, transporte y distribución que resulta de este suministro suplementario, pero sin modificar la capacidad de producción instalada.

En el caso más general este suministro implica:

- . uso de centrales que consumen combustible más caros.
- . incremento de las pérdidas debido a la sobrecarga de las redes de transporte y distribución.

Pero si la empresa no puede modificar sus capacidades de producción, transporte y distribución es posible que no pueda satisfacer la demanda en algunos períodos al aparecer un abonado nuevo. En este caso, la empresa se vería obligada a utilizar medios excepcionales: cortar el suministro a otros abonados.

Por tanto, la definición del coste marginal a corto plazo requiere introducir el concepto de coste de fallo, que refleja el coste para la colectividad que resultaría de la incapacidad de la empresa para satisfacer la demanda por sus propios medios.

El coste marginal a largo plazo de un suministro es el coste suplementario de producción, transporte y distribución que resulta de este suministro suplementario para un año dado, cuando esta demanda está alejada en el tiempo para que la empresa pueda modificar sus capacidades instaladas.

Esta modificación de las capacidades se obtiene por el adelanto de un año de las inversiones que deberían realizarse el año siguiente. Este coste para un equipo determinado se denomina coste de anticipación, y está compuesto por la suma de tres términos:

- . coste unitario de inversión multiplicado por la tasa de actualización.
- . amortización correspondiente a ese año.
- . costes fijos de explotación y mantenimiento.

Para un parque de producción y redes de transporte y distribución óptimas, los costes marginales a corto y largo plazo de todo suministro son iguales. Ello se demuestra por las siguientes razones:

- . si el coste marginal a corto plazo es superior al coste marginal a largo plazo, la empresa estaría interesada en desarrollar nuevas instalaciones para satisfacer la demanda a un coste total inferior.
- . si el coste marginal a corto plazo es inferior al coste marginal a largo plazo, la empresa se habría evitado realizar algunas inversiones y satisfacer la demanda a un coste inferior.
- . si los costes marginales son iguales, la empresa no podrá disminuir el coste cuando modifica sus instalaciones, lo que permite satisfacer la demanda al menor coste.

C. Paso de los costes marginales a las estructuras tarifarias.

La realización del óptimo en el sistema eléctrico exige que las transacciones entre la empresa eléctrica y sus abonados se realicen sobre la base de precios denominados contingentes, que serán función de los riesgos que afectan al sistema oferta-demanda, más otro precio diferente función del instante en que el kWh es suministrado.

La representación del coste marginal en las tarifas plantea dificultades, pues dichos costes son complejos en su estructura y contenido. Si se quisiera obtener el precio exacto de cada suministro, no existirían dos abonados a los que se podría aplicar la misma tarifa.

Por tanto, para cada categoría de suministros el óptimo nivel de complejidad es el resultado de un compromiso que puede definirse como el punto de equilibrio entre:

- . las ventajas de una mayor precisión en la elección del abonado.
- . los límites impuestos por el rango de respuestas de los abonados considerados, junto con los costes de medición y gestión generados por la propia estructura tarifaria.

El proceso de elaboración de las tarifas eléctricas se define en la Figura 5.3., en la que se identifican las etapas necesarias:

- . 1ª etapa: Previsión de la demanda anual de energía.
- . 2ª etapa: Previsión de la demanda anual de potencia.
- . 3ª etapa: Elaboración del plan de ampliación de los equipos de producción.
- . 4ª etapa: Elaboración del plan de ampliación de las redes de transporte y distribución.
- . 5ª etapa: Determinación de los costes marginales de producción del año objetivo.
- . 6ª etapa: Determinación de los costes marginales de transporte y distribución.
- . 7ª etapa: Determinación de la estructura de las tarifas fundadas en los costes marginales.
- . 8ª etapa: Determinación del nivel tarifario.

Figura 5.3. Elaboración de la tarifa binomia

5.2.5. Contrato de Plan entre el Estado y EDF.

Las relaciones entre la Administración y EDF se basan en que únicamente ésta puede alcanzar la máxima eficacia si ejerce una gestión autónoma en un marco plurianual de objetivos y restricciones explícitas. Con esta finalidad se establecieron los Contratos de Plan, que tienen una duración de cinco años.

El primero de dichos Contratos se firmó el 23 de diciembre de 1970 para el período 1970-1975, y se denominó "Contrato de Programa". Los compromisos contenidos en este contrato se resumen en:

- . EDF se comprometía a mejorar sus recursos propios y la rentabilidad financiera del capital invertido.
- . El Estado se comprometía a favorecer el acceso de EDF a los mercados financieros franceses e internacionales.

A este contrato han sucedido varios hasta llegar al actual que tiene vigor para el período 1988-1992. Por su relevancia van a resumirse los Contratos de Plan correspondientes a los períodos 1984-1988 y 1989-1992.

A. Contrato de Plan 1984-1988.

Establece los objetivos que EDF debe alcanzar en el período 1984-1988 de forma específica:

- . Buscar la mejor utilización posible del parque de generación incrementando todas las aplicaciones competitivas y económicamente viables de la electricidad, y explotando de la mejor forma posible la capacidad de producción disponible mediante la venta de electricidad al extranjero.

- . Continuar y acentuar los esfuerzos para disminuir los costes de producción y distribución de la energía eléctrica, con la finalidad de que esta energía sea cada vez más competitiva y alcanzar una situación de beneficio o al menos equilibrada de las cuentas de la empresa.

Asimismo, se declara a EDF totalmente responsable de su organización y de los medios a utilizar para alcanzar estos objetivos.

Los compromisos que adquiere EDF se extienden a los siguientes conceptos:

- . Calidad del servicio: EDF debe asegurar en todo instante las mejores condiciones de servicio compatibles con los medios de que dispone.
- . Relaciones con los clientes y sus representantes, debiendo buscar las posibles vías de mejora del servicio al cliente y adaptar sus procedimientos a la evolución de las necesidades de aquellos, teniendo en cuenta los costes y la eficacia económica de cada una de sus acciones.
- . Política comercial: EDF debe desarrollar en el marco de las leyes y reglamentos en vigor los usos competitivos y económicos de la energía eléctrica, dando prioridad a las ventas a la industria.
- . Política tarifaria, que establece los principios a que deben acogerse las estructuras tarifarias, y una reducción relativa de las tarifas de un 1% respecto al nivel general de precios al consumo.
- . Política de investigación y desarrollo. encaminada a garantizar la seguridad y la fiabilidad de los medios de producción, transporte y distribución de energía eléctrica.

- . Política industrial, destinada a desarrollar los usos de la electricidad. La inversión alcanza 800 MFF en 1984 y en 1985.
- . Inversiones, que tienen el objetivo de fomentar las modernizaciones necesarias con el fin de conseguir un precio de venta de la electricidad lo más bajo posible, y consolidar la competitividad de la energía eléctrica.
- . Gestión, con el objetivo de reducir el coste medio a francos constantes del kWh vendido en un 3% de media anual en el período de duración del contrato.

B. Contrato de Plan 1989-1992.

En este contrato el Gobierno francés expresa su voluntad de incrementar la contribución de EDF al desarrollo económico y social del país, identificando el espacio de autonomía en el que ejercerá plenamente sus responsabilidades de empresa.

Los compromisos adquiridos por EDF abarcan a los siguientes conceptos:

- . Objetivos financieros, que establecen que el endeudamiento de EDF a 31.12.92 debe ser inferior en 20.000 MFF al correspondiente a 31.12.88.
- . Tarifas, con el objetivo de conseguir una disminución media anual en términos reales del 1,5%.
- . Remuneración del capital, que establece una tasa de interés del 5%, y la remuneración del Estado se completa con un dividendo determinado en función de los resultados de la empresa.

- . Calidad del servicio, con el objetivo de aproximarse a los estándares europeos por medio de realizar un esfuerzo creciente de inversiones que alcanzarán 21.500 MFF para el período 1989-1992.
- . Política industrial, en la que se definen varios objetivos:
 - . contribuir al mercado interior de la energía.
 - . desarrollar las ventas en el exterior.
 - . desarrollar la I+D en favor de nuevos usos de la electricidad.
- . Política comercial, que deberá apoyarse en el desarrollo de relaciones de asociación con las empresas y grupos industriales a los que suministra energía eléctrica.
- . Política social, con el objetivo de reforzar las relaciones contractuales dentro de la empresa.

Por último, el contrato establece una cláusula de revisión consistente en que las cifras comprometidas son válidas para unos escenarios económicos. Si en cualquier momento del período contractual la tasa media de crecimiento del PIB rebasa el 3,5% anual o es inferior al 1,5% anual, las partes pueden demandar el contrato.

5.2.6. El régimen de regulación de la autoproducción.

La Ley de la nacionalización de 8 de abril de 1946, modificada por la ley de 2 de agosto de 1949 (Ley Armengaud), considera autoprodutor a las empresas cuyas instalaciones de producción:

- . tienen una potencia inferior a 8.000 kVA.

- . se basan en la recuperación de energía residual.
- . utilizan el poder calorífico de los residuos urbanos.

Esta ley establece también que las relaciones entre los autoprodutores y EDF deben ser fijadas por contratos. El Decreto de 23 de octubre de 1950 (art. 3) precisó que estos contratos debían regular los siguientes aspectos:

- . las disposiciones técnicas para asegurar la coordinación de los medios de producción con los de EDF.
- . la conexión de los medios de producción.
- . las condiciones comerciales de los intercambios de la energía eléctrica producida y no utilizada.

Por su parte, el Decreto de 20 de mayo de 1955 obliga a la empresa pública EDF a recibir en su red la energía eléctrica producida en las instalaciones de los productores autónomos, y define los principios de fijación de los precios de compra de dicha energía. Estas disposiciones se completaron posteriormente por el artículo 27 del contrato de concesión de la red de alimentación general de 27 de noviembre de 1958.

Este decreto establece los casos en los cuales un autoprodutor puede utilizar las líneas de transporte o de distribución de EDF, que queda obligada siempre y cuando:

- . la electricidad se destine a ellos mismos o a sus filiales.
- . los lugares de utilización de esa energía no sean superiores a tres.
- . la electricidad se destine a otro usuario siempre que ello hubiese venido sucediendo durante los 10 años que precedieron a la nacionalización de 1946.

Las tarifas de compra que EDF aplica a los suministros que les realizan los autoprodutores están basadas en permitir a la colectividad economizar los gastos que EDF habría incurrido en la ausencia de dicho suministro y se deducen de las tarifas de venta, afectadas por algunas reducciones destinadas a compensar los gastos soportados por EDF para distribuir la energía.

De esta forma se fomenta la producción autónoma cuando ofrece un coste para la colectividad menor que el obtenido por EDF, y desanima el desarrollo de la producción autónoma que tuviera en coste más elevado que el proveniente de EDF.

La compra de los excedentes de producción a los autoprodutores se lleva a cabo a través de tarifas que contienen precios del kWh diferentes según el período tarifario: horas-punta de invierno, horas valle de invierno y verano, etc.

5.3. Principales características técnicas del sistema eléctrico.

5.3.1. Evolución de la producción de energía eléctrica.

El fuerte incremento del consumo de energía eléctrica que se experimentó en el período 1900-1930 fue suministrado por energía de origen hidroeléctrico y térmico (hulla). La parte de esta última en la producción era del 30% en 1910, alcanzó el 45% al comienzo de 1920 y culminó en el 55% en vísperas de la Segunda Guerra Mundial.

Por su parte, la producción de origen hidroeléctrico comenzó a cambiar de escala a partir de 1914, doblándose en el período 1916-1921 gracias a las grandes inversiones que se llevaron a cabo en centrales de gran potencia.

La evolución que experimentó la producción de energía eléctrica en Francia en el período 1923-1945 se refleja en el Cuadro 5.8.

Cuadro 5.8. Producción de energía eléctrica en Francia: 1923-1945. (GWh).

AÑO	HIDRAULICA	TERMICA	TOTAL	%HID/TOTAL	%TER/TOTAL
1923	3.700	4.470	8.170	45,3	54,7
1925	4.235	6.800	11.035	38,4	61,6
1930	7.545	9.200	16.745	45,1	54,9
1935	9.015	8.350	17.365	51,9	48,1
1940	11.833	6.850	18.683	63,3	36,7
1945	10.169	8.200	18.369	55,4	44,6

Fuente: Statistiques EDF.

Analizando los datos del período 1923-1945 se deduce que la producción se incrementó en un 3,7% de media anual, siendo este aumento de un 4,7% para la energía hidráulica y un 2,8% para la térmica.

Asimismo, se aprecia que hasta 1930 la energía de origen térmico predomina sobre la de origen hidráulico, invirtiendo la tendencia a partir de entonces y manteniéndose hasta el año 1968 en que, gracias a la producción de origen nuclear, se igualan ambas.

La evolución de la producción de energía eléctrica en el período 1950-1990 se refleja en el Cuadro 5.9., en el que se aprecia la aparición de energía eléctrica de origen nuclear a partir de 1960 y el aumento experimentado en

los últimos 20 años, que ha pasado de representar el 3,7% de la producción total en 1970 al 74,5% en 1990. Este aumento contrasta con la fuerte disminución que ha sufrido la producción de origen térmico convencional, que de representar el 56,1% de la producción total en 1970 ha pasado al 11,4% en 1990 con la siguiente estructura:

. Carbón	-66%
. Fuel-oil	-15%
. Gas	-19%

Cuadro 5.9. Producción de energía eléctrica en Francia: 1950-1990.

AÑO	<u>HIDROELECTRICA</u>		<u>T. CLASICA</u>		<u>T. NUCLEAR</u>		<u>TOTAL</u>
	(GWh)	%total	(GWh)	%total	(GWh)	%total	
1950	16.250	48,9	16.953	51,1	-	-	33.203
1955	25.639	51,6	24.088	48,4	-	-	49.727
1960	40.530	56,1	31.644	43,8	130	0,1	72.304
1965	46.429	45,6	54.116	53,3	897	1,1	101.442
1970	56.612	40,2	78.949	56,1	5.147	3,7	140.708
1975	59.892	33,6	101.171	56,7	17.451	9,7	178.514
1980	69.813	28,3	118.845	48,2	57.939	23,5	246.597
1985	63.414	19,3	52.059	15,8	213.087	64,9	328.560
1990	56.500	14,1	45.300	11,4	297.700	74,5	399.500

Fuente: Statistiques EDF.

El cuadro 5.10. recoge los porcentajes de la producción de energía eléctrica por tipos de energía según su propiedad.

Cuadro 5.10. Propiedad de la producción por tipos de energía en Francia (%).

PRODUCCION	EMPRESAS PRIVADAS	EMPRESAS ESTATALES	DISTRIBUID.	AUTOPRODUCT.
HIDRAULICA	-	93,1	0,3	6,6
NUCLEAR	-	98,6	-	1,4
CARBON	-	100,0	-	-
FUEL+GAS	-	100,0	-	-

Fuente: Statistiques EDF. Elaboración propia.

5.3.2. Evolución del consumo de energía eléctrica.

A partir de 1870 se aceleran en Francia las innovaciones técnicas, entre las que pueden destacarse como más significativas por sus consecuencias en el consumo de electricidad la lámpara de incandescencia y el motor polifásico, haciendo que la utilización de esta energía fuera más diversificada.

A principios de siglo se reúnen las condiciones para que se relance una nueva etapa con la difusión masiva de estas técnicas y la electrificación intensiva y extensiva del país, a lo que se unió el interés de las sociedades del ferrocarril por la tracción eléctrica.

Estas circunstancias hicieron que el consumo de energía eléctrica se multiplicara por 3 cada 10 años en el período 1900-1920, y por 4 en el decenio 1920-1930. En valores absolutos, el consumo en el año 1923 alcanzaba 7.200 GWh que pasaron a 15.000 GWh en 1930 y a 19.000 GWh en 1939, estancándose alrededor de 16.000 GWh en el tiempo que duró la Segunda Guerra Mundial.

Cuadro 5.11 Consumo de energía eléctrica en Francia: 1923-1945 (GWh).

Año	1923	1925	1930	1935	1940	1942	1945
Consumo	7.200	9.850	15.050	14.954	16.100	16.900	15.516
Indice medio	100,0	136,8	209,0	207,6	223,6	234,7	215,5

Fuente: Statistiques EDF. Elaboración propia.

El crecimiento impresionante del consumo de energía eléctrica comenzó a frenarse a partir de 1931. Esta lentitud no era únicamente característica del sector doméstico, sino también en la tracción eléctrica y en los usos industriales. Las causas fueron debidas a:

- . reticencias de los grupos privados a promover la electricidad en las condiciones jurídicas establecidas.
- . dificultades de financiación en un contexto tarifario restrictivo.

En todo el período analizado el consumo de energía eléctrica no fue limitado como consecuencia de una insuficiencia en los medios de producción, sino que al contrario, se mantuvo un margen de seguridad que

osciló entre el 20 y 25%. No obstante, este sobreequipamiento fue la causa de algunas dificultades.

En el período 1950-1960 la demanda experimentó un incremento importante según se refleja en el Cuadro 5.12. El aumento fue del 8,5% medio anual, superior al 6% de la década anterior como consecuencia del incremento que experimentó el desarrollo industrial: en 1960 el 80% del consumo de electricidad se realizaba en alta tensión.

Cuadro 5.12. Consumo de energía eléctrica en Francia: 1950-1960 (GWh).

Años	Consumo	(%)
1950	28.937	-
1952	35.539	22,8
1954	40.195	13,1
1956	48.393	20,4
1958	55.907	15,5
1960	65.171	16,6

Fuente: Statistiques EDF.

En el período 1960-1990 se han producido fuertes incrementos de la demanda, principalmente en la década de 1960 (7,2% incremento medio anual). A lo largo de este período el consumo se ha multiplicado por 5 y el incremento anual ha sido del 5,6%, alcanzando en 1990 el consumo en alta tensión el 60,5% del total del consumo.

En relación a la estructura del consumo por sectores, los porcentajes son los siguientes:

. Industria	- 56,8%
. Domésticos	- 29,8%
. Comercio/Servicios	- 9,6%
. Transporte	- 3,2%
. Agricultura	- 0,6%

Cuadro 5.13. Consumo de energía eléctrica en Francia: 1960-1990 (GWh).

Año	Consumo	Año	Consumo
1960	65.171	1985	279.402
1965	94.126	1987	303.390
1970	130.119	1988	309.373
1975	168.325	1989	314.792
1980	231.505	1990	322.000

Fuente: Statistiques EDF.

5.3.3. Evolución de la potencia instalada.

Hasta la Primera Guerra Mundial el desarrollo de las centrales hidráulicas estuvo circunscrito a la región de los Alpes, donde la potencia instalada alcanzó 431.229 kW en el año 1899. Este parque estaba compuesto por 388 centrales de las que alrededor del 70% tenían una potencia instalada inferior a 200 CV

En 1906 se registra un aumento del 34,4% de la potencia hidráulica instalada en relación a 1899, aunque las potencias unitarias de las máquinas seguían en el rango señalado. Este incremento va aparejado al del número total de centrales, que lo hace en un 154%.

A partir de 1910 se ralentiza la construcción de pequeñas centrales y comienzan a experimentar un fuerte desarrollo los equipamientos con máquinas de gran potencia unitaria, lo que se refleja en el aumento de estas centrales que alcanza el 730% en el período 1899-1913, frente a las pequeñas centrales (28% en el período 1906-1913). La mayor parte de estas centrales seguían encontrándose en los Alpes, mientras que el resto de las zonas montañosas apenas comenzaban a equiparse.

Esta misma tendencia se experimenta en el período 1914-1931. El parque hidroeléctrico de menos de 200 CV representa en 1931 tan solo el 4,2% de la potencia hidráulica instalada, que alcanzaba 2.848 MW (491% superior a la instalada en 1906).

Cuadro 5.14. Evolución del equipamiento hidráulico en Francia: 1899-1931.

Año	MW	Nº máquinas
1899	431,2	-
1906	579,8	3.769
1926	1996,4	-
1931	2847,5	5.471

Fuente: Statistique Générale de la France.

La potencia térmica comienza a desarrollarse por todo el país con máquinas de vapor de débil potencia, siendo a partir de 1990 que se introduce de manera progresiva la turbina de vapor que alcanza en 1914 potencias unitarias de 15.000 kW.

Los años 1906-1907 marcan la ruptura de los métodos artesanales anteriores, lo que influye en un rápido avance de la electrificación. La potencia instalada que era de 225.000 kW en 1903 alcanza los 750.000 kW en 1913, progreso que se traduce por el hecho de que en 1906 solo había 2.912 municipios electrificados gracias a 1413 centrales térmicas de pequeña potencia unitaria, mientras que en 1913 el número de estos municipios era de 7.000 con solo 2.000 centrales térmicas.

Este proceso continua su curso, al que contribuye de manera singular el aprovechamiento de los circuitos de venta de carbón a las compañías de gas y a las industrias, aunque el potencial minero se encontraba

desaprovechado. La potencia térmica instalada se incrementó en un 146% en el período 1913-1923, año en el que ésta alcanzaba 1.100 MW, y comenzó a acelerar su crecimiento como lo demuestra que en el período 1923-1931 éste fuera del 218%

En los años que precedieron a la Segunda Guerra Mundial el equipamiento térmico prácticamente igualaba al hidráulico, viéndose afectado por el daño bélico principalmente el primero que sufrió una pérdida neta de 700 MW en el período 1939-1945.

Cuadro 5.15. Potencia instalada en Francia: 1930-1945 (MW).

AÑO	HIDRAULICA	TERMICA	TOTAL
1930	2.061	4.600	6.661
1935	3.150	5.600	8.750
1940	3.571	5.900	9.471
1945	3.796	5.500	9.296

Fuente: Statistiques EDF.

En 1945 y con la perspectiva de la ayuda norteamericana, un grupo de técnicos se desplaza a Estados Unidos para interesarse por el último estado de la técnica y de la posibilidad de adquirir material pesado necesario para la realización de los programas de equipamiento que se ponen en marcha a partir de 1947, una vez constituida EDF.

En el período 1950-1970 se produce un fuerte incremento de la potencia instalada (6,6% de media anual). Este aumento es superior en la térmica

convencional (7,3%) que en la hidráulica (5,4%), contribuyendo también la térmica nuclear que alcanza 1.625 MW en 1970.

El impresionante aumento de los precios del fuel en 1974 tuvo como consecuencia el compromiso de un programa únicamente nuclear, con el objetivo de realizar una completa readaptación de los medios de producción mediante la sustitución masiva de los combustibles fósiles importados. Al mismo tiempo, las centrales térmicas mixtas existentes quemando fuel fueron reconvertidas al carbón.

De esta manera, en el período 1970-1990 la potencia nuclear experimenta un incremento anual del 19,4%, que contrasta con el experimentado por la térmica convencional (0,7%) y la hidráulica (2,5%). Desde el punto de vista de la participación en el total de la potencia instalada, la potencia nuclear alcanza el 54%, la térmica convencional el 22% y la hidráulica el 24% de los 103.150 MW instalados en 1990.

Cuadro 5.16. Potencia instalada en Francia: 1950-1990 (MW).

AÑO	HIDRAULICA	T.CLASICA	T.NUCLEAR	TOTAL
1950	5.352	4.800	-	10.152
1960	10.261	10.302	51	20.614
1970	15.219	19.577	1.625	36.421
1980	19.441	29.032	14.394	62.867
1990	24.700	22.700	55.750	103.150

Fuente: Statistiques EDF.

Atendiendo a la propiedad de la potencia instalada, el Cuadro 5.17 la representa en función del tipo de energía.

Cuadro 5.17. Propiedad de la potencia instalada en Francia (%).

		EMPRESAS PRODUCCION PRIVADAS	EMPRESAS ESTATALES	DISTRIBUID.	AUTOPRODUCT.
HIDRAULICA	-	95,4		0,2	4,3
NUCLEAR	-	97,0		-	3,0
CARBON	-	100,0		-	-
FUEL+GAS	-	100,0		-	-

Fuente: Statistiques EDF. Elaboración propia.

5.4. Coordinación de la explotación y la regulación de intercambios.

EDF tiene la responsabilidad de asegurar el suministro de energía eléctrica a alrededor de 27 millones de abonados dispersos por todo el territorio, lo que exige una estrecha coordinación entre los medios de producción y la red de transporte.

5.4.1. Servicio de Movimientos de Energía.

Es el responsable de la coordinación citada, la cual se lleva a cabo por medio de ocho unidades operativas que disponen de un dispatching propio para realizar el control y la intervención en tiempo real. Estas unidades son las siguientes:

- . Centro Nacional de Movimientos de Energía (CNME).
- . 7 Centros Interregionales de Movimientos de Energía (CIME).

El CNME gestiona los programas de producción de las centrales, los intercambios internacionales y la red de 400 kV. coordinando la actividad de los CIME en relación a los planes de explotación.

Los CIME gestionan la red de su región comprendida entre 63 y 225 kV, aseguran la entrega de la energía eléctrica a sus clientes (industrias en alta tensión y centros de distribución) y se responsabilizan de la acción comercial para promover el uso de la electricidad.

5.4.2. Actividades del CNME.

La planificación de las actividades se hace en varios niveles con posibilidades regulares de ajuste en función de las últimas informaciones conocidas.

Un ciclo de gestión a medio plazo (2-5 años) permite:

- . precisar los datos óptimos de puesta en servicio de nuevas instalaciones.
- . orientarse para el mantenimiento de equipos de producción y transporte.
- . analizar nuevas formas de organización de la red.
- . suministrar indicadores de organización de la red.
- . suministrar indicadores que permitan mejorar los stocks de combustibles y negociar los intercambios con el exterior.

Este programa se apoya en numerosas previsiones (consumos, aportes hidráulicos, desgaste del combustible nuclear, etc.) y se afina en períodos anuales, mensuales, semanales y diarios. Al final de estos ciclos las estrategias se revisan en función de los últimos elementos conocidos: disponibilidad de grupos, averías de líneas, consumo, hidraulicidad, nivel de embalses.

El mantenimiento de la red y de las centrales exige una programación muy exacta para satisfacer múltiples exigencias:

- . en períodos de fuerte consumo es difícil parar para mantenimiento y, sin embargo, es imposible concentrar todas las operaciones en un período reducido de tiempo.
- . la parada de los medios de producción influyen en los flujos de energía sobre la red.

El dispatching central es el encargado de implantar la programación diaria, los intercambios con el exterior y de controlar el comportamiento del sistema.

5.4.3 Intercambios con el exterior.

Los intercambios que EDF realiza con el exterior pueden ser de dos tipos:

- . Bien plaire o corto plazo, que corresponden a contratos de compra puntual.
- . Contractuales o largo plazo, que a su vez pueden ser:
 - . Acuerdos comerciales con otros países.

- . Contratos de participaciones francesas en centrales extranjeras y viceversa.

Por su singularidad es importante resaltar las participaciones que actualmente existen en centrales francesas y de otros países:

- . Participaciones extranjeras en centrales francesas:
 - . Centrale Nucléaire Européenne à Neutrons Rapides S.A. (NERSA), que explota la central nuclear de Creis-Malville. Italia y la RFA participan con el 49% y EDF con el 51%.
 - . Société d'Energie nucléaire Franco-Belge des Ardennes (SENA), que explota la central nuclear de Chooz. Bélgica y EDF participan al 50%.
 - . Centrale Electrique Rhénane de Gambsheim (CERGA), que explota la central hidroeléctrica de Gambsheim. EDF participa con el 50% y la RFA con el 50% restante.
- . Participaciones francesas en centrales extranjeras:
 - . Hispano-Francesa de Energía Nuclear S.A. (HIFRENSA), que explota la central nuclear de Vandellós I en España. EDF participa con el 25%.
 - . Société Belgo-Française d'Energie Nucléaire Mosane (SEMO), que explota la central nuclear de Tihange en Bélgica. EDF participa con el 50%.
 - . Electricité d'Emosson S.A. (ESA), que explota la central hidroeléctrica de Mauvoisin en Suiza. EDF participa con el 50%.

- . Forces Motrices du Châtelot, que explota centrales hidroeléctricas en Suiza. EDF participa con el 50%.
- . Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI), que explota la central hidroeléctrica de Iffezheim en la RFA. EDF participa con el 50%.

ANEXO 5.1.

**COMPAÑÍAS ESPECIALIZADAS EN TRANSPORTE
QUE EMERGEN ENTRE 1920 Y 1946**

COMPAÑÍAS ESPECIALIZADAS EN TRANSPORTE QUE EMERGEN ENTRE 1920 Y 1946.

1. SOCIEDADES CREADAS ANTES DE 1929: FASE DE INTERCONEXION REGIONAL.

- 1920 - Sociedad Eléctrica de la Siderurgia de Lorena.
Sociedad de Transporte de Energía de los Alpes (STEDA).
- 1921 - Sociedad de Transporte del Centro (STEC).
- 1922 - Unión de Productores de Energía Eléctrica de los Pirineos Occidentales. (UPEPO).
- 1923 - Sociedad de Transporte de Energía del Norte (STEEN).
Sociedad de Transporte del Este.
- 1925 - Compañía Bourguignonne de Transporte de Energía.
- 1926 - Sociedad Industrial para el Transporte de Energía.
- 1928 - Compañía de Interconexión Ródano-Eguzón.
Sociedad de Transporte de Energía del Oeste (CGE).
Sociedad de Transporte de Energía de Lorena-Champagne.
Sociedad de Transporte de Energía Eléctrica de Mosela.
Sociedad de Transporte de Energía de Alsacia-Este.

2. SOCIEDADES CREADAS DESPUES DE 1929: FASE DE REORGANIZACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE ALREDEDOR DE LA SUPER-RED NACIONAL.

1929 - Sociedad de Transporte de Energía del Macizo Central (TEMAC).

Sociedad Anónima de Transporte de Energía Centro-Oeste (SATECO).

1930 - Unión para la Industria y la Electricidad (UNIE).

Sociedad de Producción, Transporte, Distribución de Electricidad.

Sociedad de Transporte de Energía Rovergue-Auvergne.

Sociedad de Transporte de Energía de Cévennes.

Sociedad de Transporte de Energía de Aveyron-Girondo.

1931 - Sociedad Transeléctrica (Grupo Energía del Rhin).

Compañía de Interconexión Centro-Este.

Sociedad de Transporte de Energía de los Pirineos.

1932 - Sociedad de Transporte de Energía Eléctrica de la Isla de Francia.

1933 - Sociedad de Transporte de Energía del Ródano, de los Alpes y Centro (STEDRAC).

Sociedad de Transporte de Energía Isère-Gard.

1934 - Unión para el Transporte de Energía Eléctrica (UTEE).

Sociedad Inter-París.

Sociedad de Transporte de Energía Ródano-Provence.

1935 - Unión para el Transporte de Energía Ródano-París (UTERP).

Sociedad Bretona de Interconexión.

- 1936 - Sociedad de Transporte de Energía Alpes-Durance.
- 1937 - Sociedad de Transporte de Energía Alpes-Mediterráneo.
Sociedad de Transporte de Energía de los Pirineos.
- 1938 - Sociedad Normanda de Interconexión.
- 1939 - Sociedad de Transporte de Energía Eléctrica del Norte (TERNORD).
Sociedad Bretona y Normanda de Interconexión.
Sociedad de Transporte de Energía Basse-Camargue.
- 1940 - Sociedad de Transporte de Energía de Provenza.
Sociedad de Transporte Este-Bretaña.

3. SUPER-RED ESPECIALIZADA.

- 1942 - Sociedad de Transporte de Energía Eléctrica del Norte (STERN).
Sociedad de Transporte de Energía de la Región Oeste (STERO).
Sociedad de Transporte de Energía de la Región Este (STERE).
- 1944 - Dispatching del Oeste.
Dispatching del Mediterráneo.

CAPITULO 6. DESARROLLO ESTRUCTURAL Y EVOLUCION DEL SECTOR ELECTRICO EN PORTUGAL. PRINCIPALES ASPECTOS TECNICOS, ECONOMICOS Y DE REGULACION.

6.1. Evolución de la organización del sistema eléctrico.

6.1.1. Introducción.

La industria eléctrica portuguesa ha experimentado un desarrollo en el que pueden diferenciarse a grandes rasgos dos etapas: antes y después de la nacionalización de 1975.

Con un mayor nivel de profundización, pueden distinguirse varias etapas significativas con anterioridad a las grandes modificaciones políticas y económicas que tuvieron lugar con la Revolución del 25 de abril de 1974. Con ello, es posible destacar los siguientes períodos:

- . Período 1878 - 1919. Etapa que se caracteriza por el fuerte desarrollo de la iluminación eléctrica y la aparición de pequeñas compañías locales.
- . Período 1920 - 1944. Caracterizado por la expansión de la industria que arrastra al sector eléctrico, produciendo una concentración empresarial. En esta etapa comienza el Estado a participar financieramente en el desarrollo del sector.
- . Período 1945 - 1975. Se caracteriza por el inicio de actuaciones encaminadas a la creación de la red primaria de alta tensión que interconecta a los principales centros de producción, y a la coordinación de los medios de producción.

- **Período 1975 - 1991.** Se produce la nacionalización del sector eléctrico y se constituye una empresa pública en la que se integran verticalmente todas las actividades del sector con el objetivo de asegurar la máxima productividad. A partir de 1991 se comienza a tomar decisiones con la finalidad de reestructurar al sector eléctrico introduciendo la privatización.

6.1.2. El período 1878 - 1919: el dominio de la iluminación.

Las aplicaciones en iluminación constituyen el eje principal del desarrollo de la energía eléctrica en este período frente a la escasa participación de las aplicaciones industriales (motores eléctricos, tracción eléctrica, etc.).

Las primeras iluminaciones eléctricas se desarrollan en Lisboa, y hasta 1890 todas las instalaciones se caracterizan por estar ligadas a instalaciones generadoras móviles, siendo a partir de ese año que comienzan a aflorar las primeras redes de iluminación pública en diferentes municipios.

A primeros de siglo son numerosos los municipios que establecen contratos para iluminar sus calles y locales públicos con energía eléctrica: Tomar (1900), Elvas (1901), Coimbra (1903), Castelo Branco (1906), Abrantes (1909). Las empresas que generan electricidad son en su mayoría de capital privado y como consecuencia de la ampliación de las redes de iluminación pública y privada, emprenden la construcción de las primeras centrales que se pueden denominar de dimensión regional, así como de pequeñas centrales hidráulicas locales.

6.1.3. El período 1920 - 1944: el desarrollo regional.

Con el desarrollo del sector industrial, que provoca el crecimiento de los consumos de energía eléctrica, se ponen en marcha los grandes sistemas regionales de producción hidroeléctrica con el objetivo de conseguir el

máximo aprovechamiento de los recursos hidráulicos del país. Al mismo tiempo se multiplican las pequeñas centrales termoeléctricas que alimentan algunos municipios y a poblaciones limítrofes.

En este período se llevan a cabo tres actuaciones de carácter especial:

- . Concentración empresarial, motivada por la expansión del tamaño de las centrales (principalmente hidroeléctricas) y de las líneas de transporte y distribución de energía eléctrica.
- . Comienzo de la participación financiera del Estado en la construcción de centrales.
- . Definición de las líneas maestras de una política de electrificación a nivel nacional, que tiene como principio orientador el completo aprovechamiento de los recursos hidráulicos portugueses.

Cuadro 6.1. Principales sistemas regionales de producción hidroeléctrica.

Sistema regional	Potencia instalada (CV).
Lindoso	20.000
Varosá	7.500
Serra da Estrela	6.000
Ribeira de Nisa	1.000

Fuente: Um século de electricidade 1990.

6.1.4. El período 1945 - 1975: unificación en la explotación de la red nacional.

En este período se desarrollan una serie de actuaciones que son el origen de la red de transporte y la coordinación de los medios de producción:

- . Constitución en 1945 de las empresas Hidro-Eléctrica do Cávado e Hidro-Eléctrica do Zêzere, a las que se otorgan las concesiones de los ríos Cávado - Rabagao y Zêzere, respectivamente.
- . Comienzo de una intensa política de electrificación con la creación de la denominada Red Primaria, constituida por líneas de 150 y 220 kV, destinada al transporte de energía eléctrica desde las grandes centrales hasta los principales centros de consumo, y a asegurar la interconexión de todos los centros de producción con las redes de distribución existentes.
- . Creación en 1947, por mandato de la Ley 2002, de la Companhia Nacional de Electricidade (CNE), a la que se otorga la concesión de la construcción y explotación de la nueva red de transporte e interconexión entre los grandes centros productores de energía eléctrica, y entre éstos y los centros de consumo prioritarios.

Esta iniciativa del Gobierno estaba dirigida a satisfacer las necesidades de desarrollo económico e industrial del país, subordinando la organización a un pensamiento de unidad al que se invitó a participar a todas las empresas existentes y al Estado. Además, se concentraba en una sola empresa el instrumento fundamental de la política de desarrollo eléctrico.

Con la creación de la CNE, la Red Primaria queda integrada por las cinco mayores empresas eléctricas del país, que tenían capital mixto:

- . Hidroeléctrica do Cávado (HICA)
 - . Hidroeléctrica do Zêzere (HEZ)
 - . Hidroeléctrica do Douro (HED)
 - . Termoeléctrica Portuguesa (ETP)
 - . Companhia Nacional de Electricidade (CNE)
- . Creación en 1951, por el Decreto 38.186, del Repartidor Nacional de Cargas (RNC) con la participación del Estado y de las principales empresas concesionarias de la producción, el transporte y la distribución de energía eléctrica. Estas empresas, además de las integrantes de la Red Primaria, eran las siguientes:

CEAL - Companhia Eléctrica do Alentejo y Algarve.
 CEB - Companhia Eléctrica das Beiras.
 CHENOP - Companhia Hidro-Eléctrica do Norte de Portugal.
 CRGE - Companhias Reunidas Gás e Electricidade.
 ED - Eléctrica Duriense.
 EHESE - Empresa Hidro-Eléctrica da Serra da Estrela.
 EL - Electra del Lima.
 HEAA - Hidro-Eléctrica Alto Alentejo.
 SEOL - Sociedade Eléctrica do Oeste.
 UEP - União Eléctrica Portuguesa.

Las principales funciones del RNC se resumen en:

- . Conducción de la red.
- . Mejora de las disponibilidades energéticas.
- . Fijación de criterios de garantía.
- . Establecimiento de diagramas de carga de las centrales.

En 1961, el Decreto 43.503 extiende las funciones del RNC a los estudios de planificación al designarlo como Órgano Técnico de la Comisión Oficial de Planificación del Sistema Productor.

Es preciso señalar que una parte de estas funciones son ejecutadas por el Dispatching de la Red Primaria (DRP), instalado por la CNE y puesto a disposición del Repartidor Nacional de Cargas como su órgano de actuación permanente.

La producción de energía eléctrica del conjunto de centrales de las empresas del RNC representaba el 94% del total del país, correspondiendo el 6% restante a los autoproductores. Por tanto, puede considerarse que la evolución de la red del RNC representa la evolución de la red eléctrica nacional.

- En 1966 se produce una reestructuración del sector que consiste en concentrar en las empresas que constituyen la Red Primaria todas las concesiones de centros de producción de energía eléctrica y red de transporte. Más adelante, en 1969, el Decreto-Ley 49.211 autoriza la fusión de dichas empresas, otorgando el Gobierno la concesión única a la Companhia Portuguesa de Electricidade (CPE).

6.1.5. La nacionalización de 1975: constitución de una única empresa verticalmente integrada.

La revolución social y económica que aconteció el 25 de abril de 1974 tuvo una influencia determinante en el sector eléctrico. El Decreto-Ley 205-G75 declara la nacionalización de diversas compañías explotadoras del servicio público de producción, transporte y distribución de energía eléctrica, y toma algunas medidas con vistas a la reordenación global del sector eléctrico.

Las principales razones expuestas para nacionalizar el sector hacen referencia a su situación actual caracterizada por:

- elevado número de empresas existentes.
- excesiva diversidad tarifaria.
- trabas al desarrollo de una política global de electrificación.
- elevadas inversiones necesarias.

Estas razones justifican el control por el Estado del sector con el objetivo de asegurar su máxima productividad, teniendo en cuenta su incidencia en otros sectores de la economía nacional.

Como primera fase de la reestructuración se determina la reorganización de las empresas nacionalizadas con el propósito de constituir una sola entidad jurídico-económica, para lo cual el Ministerio de Industria y Tecnología crea una Comisión de reestructuración que presenta en enero de 1976 un proyecto de la nueva compañía.

El Decreto-Ley 502/76 de 30 de junio, crea la empresa pública Electricidade de Portugal (EDP) a la que dota de autonomía administrativa, financiera y patrimonial, y cuyo objetivo principal es la explotación del servicio público de producción, transporte y distribución de energía eléctrica en el territorio continental. Esta concesión en régimen de exclusividad se otorga por tiempo indefinido.

No obstante, este régimen de exclusividad no impide la producción y distribución de electricidad para uso propio por aquellas empresas que posean el permiso necesario o a las cuales, después del aviso favorable de EDP, la Dirección General de los Servicios Eléctricos le conceda.

El servicio público encomendado a EDP comprende:

- . la explotación del sistema productor, de la red de transporte e interconexión, y de las redes de distribución de energía eléctrica que integran la red eléctrica nacional.
- . la explotación de las centrales hidroeléctricas y de las centrales térmicas clásicas o nucleares destinadas a fines diferentes de la producción de electricidad, en los casos aprobados por el Gobierno.

Con motivo de resolver los problemas originados por las deudas de los municipios e EDP, cuyo importe empieza a causarle graves disfunciones

económicas, el Ministerio de Industria, Energía y Exportación, a través del Decreto-Ley 344-B/82, establece los principios generales de la distribución de energía eléctrica en baja tensión, y las condiciones a las que deben obedecer los contratos de concesión a favor de EDP.

De esta forma, EDP mantiene el derecho exclusivo de la distribución en media tensión (entre 1.000 y 60.000 V), mientras que en baja tensión la distribución pasa a ser competencia de los municipios, que tienen el derecho de explotación directa o de establecer concesiones a:

- . EDP
- . Empresas públicas de ámbito local o regional.
- . Cooperativas.

Actualmente, la estructura y organización del sector eléctrico portugués se caracteriza por:

- . Integración vertical, en la que EDP produce el 94% de la energía eléctrica, transporta el 100% y distribuye el 87%.
- . Propiedad pública, a excepción de la autoproducción que se encuentra en manos privadas.

Cuadro 6.2. Estructura de la industria eléctrica de Portugal.

Actividad	Empresas	Mercado %	Propiedad	Observaciones
Producción	EDP	94	Pública	
	Auto-productores	6	Privada	
Explotación y Transporte	EDP	100	Pública	
Distribución	EDP	87	Pública	
	Municipales	13	Pública	Sólo en B.T.

Fuente: Elaboración propia.

Figura 6.1 Organización del sistema eléctrico portugués

6.1.6. La reestructuración del sector eléctrico.

A principios de 1991 se han publicado los nuevos estatutos de EDP, que de ser una compañía del sector público pasa a convertirse en una sociedad pública de responsabilidad limitada, abriendo el camino hacia su privatización. Aunque el alcance y los plazos temporales de la privatización aún no han sido decididos, la admisión de capital privado en la nueva estructura parece firmemente decidida.

De esta forma, el Decreto-Ley 99/91 establece los principios generales de libertad de acceso a las actividades eléctricas a través de un marco mixto que estimula la iniciativa privada en régimen de concesión de servicio público, con el objetivo de garantizar la seguridad de suministro.

Se constituye un sistema eléctrico de abastecimiento público (SEP) constituido por:

- . Red Nacional de Transporte de Energía Eléctrica (RNT), explotada en régimen de concesión de servicio público, que incluye a la red de transporte de alta tensión, la red de interconexión y el despacho nacional.
- . Entidades vinculadas en régimen contractual al sistema: productores y distribuidores.

A la RNT se confía el papel de coordinador del sistema, debiendo asegurar la estabilidad y seguridad del suministro público.

Los objetivos que persigue la privatización en el sector eléctrico son los siguientes:

- . Incrementar el número de suministradores a través de la liberalización y la desregulación.

- . Diversificación de las fuentes energéticas.
- . Racionalización del sistema.
- . Incrementar la eficacia energética.
- . Mejorar la competitividad.
- . Promocionar la inversión privada.

6.2. Regulación administrativa del sector eléctrico.

6.2.1. Principales directrices reguladoras anteriores a la nacionalización.

Las primeras normas que se introducen para reglamentar el sector eléctrico hacen referencia a las centrales hidráulicas, como consecuencia del incremento en el número que entran en funcionamiento alrededor de 1910.

Entre estas normas se destacan:

- . Ley de Aguas (1919), que regula las concesiones para el aprovechamiento hidroeléctrico de los embalses de agua.
- . Ley de Aprovechamientos Hidráulicos (1926), que regula el completo aprovechamiento de los recursos energéticos, define las bases para la normalización del sector y establece un modelo de participación financiera del Estado en la construcción de centrales eléctricas.

Con esta ley se definen las líneas maestras de la política de electrificación, cuyo principio de orientación es la ampliación de los sistemas hidroeléctricos regionales y su completo aprovechamiento.

- . Ley 2002 (1944), que establece el principio de coordinación de la producción de energía eléctrica y atribuye prioridad absoluta a los aprovechamientos de los recursos hidráulicos de los grandes ríos, cuyas instalaciones conformarán la Red Primaria.

6.2.2. Régimen reglamentario de las actividades eléctricas.

Con la nacionalización del sector eléctrico en 1975 pasan a regularse de manera uniforme las diferentes fases de la actividad eléctrica. No obstante, hasta la actualidad esta regulación ha sufrido diversas modificaciones debido fundamentalmente a la apertura privatizadora que tiene lugar a partir de 1988.

A. Regulación de la actividad de producción.

Aunque las actividades de producción de energía eléctrica fueron encomendadas a EDP en exclusividad, el Decreto-Ley 189/88 abrió dicha actividad a personas singulares o colectivas, de derecho público o privado con independencia de su forma jurídica, estando únicamente sujetos al cumplimiento de las normas técnicas y de seguridad correspondientes.

Estas instalaciones deben cumplir:

- . La potencia instalada no debe exceder de los 10.000 kVA.
- . Utilizar recursos renovables, combustibles nacionales o residuos industriales, agrícolas o urbanos.
- . Centrales de cogeneración.

El Decreto-Ley 449/88 permite el acceso de la iniciativa privada a las actividades de producción de energía eléctrica para consumo público.

El inicio o aumento de esta actividad está sujeto únicamente al cumplimiento de las normas técnicas y de seguridad, mientras que el

proyecto de instalación y las obras de centrales térmicas e hidroeléctricas están sujetas a la autorización del Ministerio de Industria y Energía. Por su parte, la utilización de cursos de agua está sujeta a la autorización del Ministerio de Planificación y Administración del Territorio.

El marco que regula la política en materia de nuevas centrales productoras de electricidad es el Plan Energético Nacional (PEN), cuya versión actual corresponde al año 1984, aunque se realizan planes de nuevos equipamientos con horizontes parciales.

B. Regulación de la actividad de transporte.

Esta actividad es responsabilidad de la empresa pública EDP, cuyas principales funciones son:

- . Coordinar la explotación de todos los medios de generación a través del Centro de Control Nacional.
- . Adquirir a los autoprodutores la energía eléctrica excedentaria sin limitación de la cantidad.
- . No existe obligación legal para transportar energía eléctrica por sus redes a cuenta de terceros.
- . Gestionar los intercambios de energía eléctrica con el exterior, aunque no tiene concedido un derecho exclusivo. Las autorizaciones necesarias para importar o exportar electricidad corresponden al Ministerio de Industria y Energía, y simultáneamente al Ministerio de Finanzas en el caso que la importación implique financiación externa.
- . No existe obligación legal de importar o exportar energía eléctrica por cuenta de terceros.

La instalación de líneas de transporte necesita la concesión de una licencia de establecimiento por parte de la Dirección General de Energía.

C. Regulación de la actividad de distribución.

El Decreto-Ley 344-B/82 establece los principios generales de la distribución de energía eléctrica en baja tensión (inferior a 1000V). Esta es competencia exclusiva de los municipios que tienen el derecho de explotarla directamente o establecer concesiones a EDP, empresas públicas de ámbito local/regional o cooperativas. Estas concesiones tienen una vigencia de 20 años renovables por períodos iguales.

EDP tiene el derecho exclusivo de la distribución en media tensión, no existiendo obligación legal para distribuir la energía eléctrica a cuenta de terceros.

La construcción de líneas de distribución necesita la concesión de una licencia por parte de la Dirección General de Energía.

D. Las concesiones de distribución.

A pesar de que la Ley de creación de EDP confirmó los derechos exclusivos de la compañía en materia de distribución de energía, y estableció la eventual integración de los servicios de distribución operados por los municipios, este régimen fue derogado por el Decreto Ley 344-B/82. De acuerdo con la Orden Ministerial que desarrolla este Decreto, los derechos originales de los municipios para la distribución de la energía eléctrica en baja tensión fueron de nuevo reconocidos, así como la posibilidad de transferir los mismos a EDP en forma de concesiones exclusivas de distribución.

Así mismo, la Ley estipulaba las condiciones contractuales aplicables a las concesiones de distribución que se garantizaban a EDP. Estas

condiciones incluían el pago de una renta por parte de la compañía a los municipios a partir de la fecha en la que las instalaciones de distribución fueran utilizadas por EDP. La renta pagada por EDP a los municipios por este concepto ascendieron en 1988 y 1989 a 3.538 y 3.745 millones de escudos, respectivamente.

Por otra parte, de acuerdo con los términos de la Ley, las concesiones de distribución en baja tensión no requieren la transferencia de los activos de distribución propiedad de los municipios.

6.2.3. Gestión del sistema eléctrico de suministro público (SEP).

El Decreto-Ley 99/91 de 2 de marzo establece los principios generales del régimen jurídico del ejercicio de las actividades de producción, transporte y distribución de energía eléctrica.

La gestión global del SEP se ejerce por la entidad concesionaria de la RNT y comprende la coordinación de las actividades desarrolladas por las instalaciones y redes vinculadas al abastecimiento público y su control. Esta gestión incluye el poder suspender temporalmente las instalaciones de producción en función de las necesidades de consumo.

Fuera del ámbito de la concesión señalada, el acceso a las actividades de producción, transporte y distribución es libre y se realiza mediante licencia, existiendo las siguientes categorías:

- . De producción de energía eléctrica.
- . De transporte de energía eléctrica.
- . De distribución de energía eléctrica en alta y media tensión.
- . De distribución de energía eléctrica en baja tensión.

Cualquiera de estas licencias pueden ser:

- . Vinculadas, cuando el titular asume el compromiso de alimentar o ser alimentado por el SEP.
- . No vinculada, cuando el titular explota la actividad para satisfacer sus propias necesidades o de terceros en régimen de mercado.

La concesión de las licencias es realizada por el Director General de la Energía y su duración está comprendida entre los 35 y 75 años, pudiendo ser prorrogada por períodos idénticos.

El Decreto-Ley establece que la concesión de explotación de la RNT se atribuye a EDP, S.A., y que cada una de las actividades incluidas en el régimen de concesión previstas será objeto de reglamentación propia.

El Decreto-Ley 100/91 de 2 de marzo regula la actividad y la concesión de licencias de producción de energía eléctrica para instalaciones con potencia instalada superior a 10 MVA. El proceso de concesión de una licencia se realiza en tres fases:

1. Análisis preliminar del pedido de la licencia para comprobar la conformidad de la energía primaria propuesta con la política energética del país.
2. Instrucción del procedimiento para consultar a los órganos de la Administración implicados en los términos legales exigidos.
3. Concesión de la licencia, que podrá ser anulada por una de estas razones:
 - . No aprobación del emplazamiento propuesto.
 - . Impacto ambiental negativo.

La concesión de la licencia confiere a su titular unos derechos y unas obligaciones. Los derechos consisten en:

- . Utilizar los bienes de dominio público o privado del Estado y de los municipios para el establecimiento o paso de instalaciones eléctricas.
- . Constituir servidumbres necesarias en el ejercicio de la actividad licenciada y expropiar por utilidad pública.

Las obligaciones del productor se resumen:

- . Mantener la central en funcionamiento e interrumpir la actividad mediante autorización de la entidad responsable del SEP.
- . Adoptar las normas que dicte la Dirección General de Energía o las delegaciones regionales de Industria y Energía.
- . Proceder a reparar las instalaciones y equipos.
- . Enviar a la Dirección General de la Energía antes de fin de marzo de cada año, los datos estadísticos del año anterior.

Los derechos de producción de energía eléctrica adquiridos por una licencia tienen un plazo de:

- . 35 años para las centrales termoeléctricas.
- . 60 años para las centrales hidroeléctricas.

Es preceptivo por el productor adoptar los medios necesarios para minimizar el impacto ambiental, observando las disposiciones legales aplicables.

6.2.4. La regulación de la tarifa.

La Ley 2002 de 26 de diciembre de 1944, contenía un capítulo relativo a las tarifas por el cual su fijación era competencia del Gobierno, distinguiéndose entre energía suministrada en alta y baja tensión:

- . Suministros en baja tensión: el Gobierno fija las fórmulas tarifarias a ser aplicadas por cada federación, municipio no federado o sus concesionarios dentro de criterios variables según la aplicación de la energía. Las tarifas máximas se establecen en moneda corriente y son sometidas a revisiones periódicas.
- . Suministros en alta tensión: el Gobierno establece las fórmulas tarifarias de manera uniforme en cada concesión y, en la medida de lo posible, en todo el país.

El Decreto-Ley 43.335 de 10 de noviembre de 1960, aprobó las Concesiones Generales de Venta de Energía en Alta Tensión, estableciendo que el suministro de energía sería efectuado según las condiciones resultantes de la tarifa aprobada por el Gobierno de acuerdo con lo dispuesto por el pliego de condiciones de la concesión.

A partir de 1975 los precios de venta de la energía eléctrica quedan sometidos al régimen de precios controlados por el Decreto-Ley 329-A/74 y el Decreto Ministerial 144-C/75, régimen que fue revocado por el Decreto-Ley 75-Q/77 que los somete al régimen de precios declarados. No obstante, en 1978 el Decreto Ministerial 4/78 excluye a varias empresas del marco anterior, entre las que se encuentra EDP.

Por razones superiores de interés público y para activar la planificación económica del territorio, en 1982 el Decreto-Ley 344-A/82 estableció lo siguiente:

- . Los precios de venta de energía eléctrica en alta, media y baja tensión en el territorio del continente son competencia del Ministerio de Industria y Energía.
- . Los vendedores de energía eléctrica no pueden establecer precios diferentes.

El Decreto-Ley 344-A/82 fue revocado por el Decreto 18-A/89 debido a la necesidad de utilizar la política de precios como instrumento para combatir las distorsiones en el sector eléctrico dando a los consumidores una señal correcta del coste de la energía eléctrica al país. Este decreto establece el régimen de precios de la electricidad mediante la fijación de una tarifa única para todo el territorio continental.

Las tarifas se fijan a través de un contrato entre la Dirección General de Competencia y Precios y EDP, entrando en vigor al día siguiente de su ratificación por los ministerios de Industria y Energía, y de Comercio y Turismo. Cada contrato tiene la duración acordada y puede ser denunciado por cualquiera de las partes con una antelación mínima de 45 días.

El sistema tarifario se basa en la existencia de una tarifa única para cada tipo de suministro, que se obtiene a partir de la determinación de la tarifa media. La fijación del nivel medio de la tarifa se calcula teniendo en cuenta los siguientes conceptos como componentes del coste del servicio:

- . El coste de combustibles de acuerdo con una previsión de hidraulicidad media.
- . Los costes de operación y mantenimiento.
- . Los costes fijos derivados de la inversión, que se reflejan en la amortización y cargas financieras.

- . La diferencia entre la dotación a amortización del inmovilizado y la devolución prevista de deuda, si ésta fuera mayor que aquella.
- . El 30% de la cifra media de inversiones de los dos últimos años.
- . El 4% de remuneración al capital social en poder del Estado.

Analizando la evolución del precio medio de la electricidad durante el período 1984-1990 se deduce que ha sido uno de los mayores de los países comunitarios, con un incremento acumulado del 90%. A pesar de este fuerte incremento y debido a las limitaciones impuestas por la Administración en este sentido, el aumento anual de las tarifas se ha mantenido prácticamente al mismo nivel que el de las tasas del IPC. Pero dos razones han agravado la necesidad de incrementos de tarifas:

- . Una inadecuada estructura de capitales.
- . El retraso en el cobro de los abonados oficiales (municipios, corporaciones públicas, etc.).

Cuadro 6.3. Precios medios del kWh en Portugal y España.

	1988				1989			
	A.T.	M.T.	B.T.	MEDIA	A.T.	M.T.	B.T.	MEDIA
PORTUGAL	6.87	10.24	12.76	10.68	6.92	10.15	12.71	10.75
ESPAÑA	6.36	10.50	15.38	11.67	6.46	10.90	16.05	11.91

Fuente: Grupo FINSIT de UNIPEDE y OFICO.

6.2.5. El régimen de regulación de la autoproducción.

Las actividades de la producción independiente de energía eléctrica se encuentran reguladas por el Decreto-Ley 189/88 de 27 de mayo. Este decreto define como autoproduccion a todas aquellas empresas cuyas instalaciones cumplan los siguientes requisitos:

- . La potencia instalada no supere 10.000 kVA.
- . Se utilicen recursos renovables, combustibles nacionales o residuos industriales, agrícolas o urbanos.

También se consideran en este ámbito las instalaciones de cogeneración sin límite de potencia.

La entidad que pretenda instalar una unidad de producción autónoma de energía eléctrica debe solicitar a la empresa que explota la red pública las informaciones necesarias para la elaboración del proyecto (punto de conexión, tensión nominal, potencia de cortocircuito, etc.). La aprobación del mismo corresponde al Ministerio de Industria y Energía.

Los autoproduccion tienen reconocido el derecho de distribuir la energía eléctrica producida a través de una red propia y para consumo público, siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

- . No exista o se encuentre en vías de construcción una red de distribución que suministre electricidad a la zona en cuestión.
- . En caso de que exista una red, haya un acuerdo con la entidad propietaria de la misma para adquirir la energía al autoproduccion.

Las restantes condiciones que afectan a la autoproducción se resumen en:

- . No pueden utilizar las líneas de transporte o de distribución de otra compañía para transferir la energía eléctrica a un centro de consumo de su propiedad u otro consumidor ajeno interno o externo al país.
- . Existe obligación legal de compra de la energía eléctrica excedentaria por parte del distribuidor público sin limitación de cantidad y a unas tarifas definidas en el Decreto-Ley 189/88.

6.3. Principales características técnicas del sistema eléctrico.

6.3.1. Evolución de la producción de energía eléctrica.

Desde los comienzos del desarrollo de la industria eléctrica en Portugal, los incrementos del consumo eléctrico experimentados han sido cubiertos por una producción que se ha caracterizado por:

- . Superioridad de la energía de origen hidráulico a la de origen térmico.
- . Ausencia de energía eléctrica de origen nuclear.

La primera de las razones se debió al gran potencial hidráulico portugués y a la escasa existencia de combustibles fósiles propios, lo que obligaba a su importación.

La evolución de la producción de energía eléctrica en el período 1974-1990 se refleja en el Cuadro 6.4. En 1990, la producción bruta alcanzó 26.467 GWh distribuida en 34,7% de origen hidroeléctrico y 65,3% de origen termoeléctrico convencional.

Del análisis de estos datos se deduce que la producción se incrementó en un 5,9% de media anual en el período 1974-1990, siendo este aumento del 12,7% para la energía térmica y del 1% para la hidráulica. Este fuerte incremento de la energía de origen térmico ha sido debido a la sequía que afectó a Portugal en los años 1989 y 1990, que exigió la utilización a un fuerte nivel de las centrales térmicas.

Cuadro 6.4. Producción de energía eléctrica en Portugal: 1974-1990 (GWh)

AÑO	HIDRAULICA	TERMICA	TOTAL	% HID/TOTAL	% TER/TOTAL
1974	7.762	2.272	10.034	77,4	22,6
1977	9.872	3.061	12.933	76,3	23,7
1980	7.947	6.117	14.064	56,5	43,5
1983	8.011	8.744	16.755	47,8	52,2
1987	9.061	9.408	18.469	49,1	50,9
1990	9.186	17.281	26.467	34,7	65,3

Fuente: EDP.

El Cuadro 6.5 recoge los porcentajes de la producción de energía eléctrica por tipos de energía según su propiedad.

Cuadro 6.5. Propiedad de la producción por tipos de energía en Portugal (%).

PRODUCCION	EMPRESAS PRIVADAS	EMPRESAS ESTATALES	DISTRIBUIDORES	AUTO-PRODUCTORES
HIDRAULICA	0,4	99,2	-	0,4
NUCLEAR	-	-	-	-
CARBON	-	100,0	-	-
FUEL-GAS	-	89,4	-	10,6

Fuente: EDP. Elaboración propia.

6.3.2. Evolución del consumo de energía eléctrica.

El incremento del consumo de energía eléctrica durante el período 1974-1990 ha sido del 5,9% medio anual, debido al fuerte desarrollo tanto industrial como doméstico experimentados: los consumos en alta y baja tensión han oscilado alrededor del 58% y 42% respectivamente.

A lo largo de este período el consumo se ha multiplicado por 2,5, caracterizándose por ser superior a la producción, lo que ha obligado a importar energía eléctrica. Una excepción a esta situación se produjo en los años 1977, 1978 y 1979.

La estructura del consumo por sectores en 1990 fue la siguiente:

Industria	-	49,3%
Doméstico y otros usos	-	47,9%
Tracción	-	1,3%
Usos agrícolas	-	1,5%

Cuadro 6.6 Consumo de energía eléctrica en Portugal: 1974-1990.

Año	Consumo (GWh)	Año	Consumo (GWh)
1974	9.999	1983	17.940
1977	12.342	1987	21.346
1980	15.819	1990	26.353

Fuente: EDP.

6.3.3. Evolución de la potencia instalada.

Con el desarrollo de los niveles de electrificación del país, comienza a desarrollarse las primeras centrales de dimensión regional en la década de 1910, formándose los grandes sistemas productores hidroeléctricos. Las centrales se equipan con máquinas de mayor potencia unitaria en detrimento de las pequeñas centrales que van desapareciendo.

Mientras los sistemas hidroeléctricos regionales se amplían y otros empiezan a construirse, se van multiplicando también las pequeñas centrales termoeléctricas que alimentan municipios y poblaciones limítrofes. Una muestra de este desarrollo hidroeléctrico es la central de Bemposta, que es puesta en servicio en la década de 1960 equipada con tres turbinas que hacen un total de más de 100.000 CV.

El elevado valor del consumo anual de energía eléctrica, que al inicio de la década de 1970 era cercano a los 7.000 GWh, conjugado con las elevadas tasas de crecimiento anual (próximas al 10%) y la disminución del ritmo de construcción de las centrales hidroeléctricas, constituyen el origen de la instalación de centrales térmicas con gran potencia unitaria.

En el período 1974-1990 aumenta la potencia instalada en un 5,5% de media anual. Este incremento es superior en la térmica clásica (9,8%) que en la hidráulica (2,7%), de acuerdo a lo expuesto en el párrafo anterior.

Cuadro 6.7. Potencia instalada en Portugal: 1974-1990 (MW).

AÑO	HIDRAULICA	T.CLASICA	TOTAL
1974	1.957	719	2.676
1977	2.260	1.068	3.328
1980	2.268	1.632	3.900
1983	2.745	2.299	5.044
1987	2.957	3.199	6.156
1990	3.069	3.555	6.624

Fuente: EDP.

Atendiendo a la propiedad de la potencia instalada, el Cuadro 6.8. la representa en función del tipo de energía.

Cuadro 6.8. Propiedad de la potencia instalada en Portugal (%).

PRODUCCION	EMPRESAS PRIVADAS	EMPRESAS ESTATALES	DISTRIBUIDORES	AUTO-PRODUCTORES
HIDRAULICA	0,3	99,2	-	0,5
NUCLEAR	-	-	-	-
CARBON	-	100,0	-	-
FUEL+GAS	-	82,3	-	17,7

Fuente: EDP. Elaboración propia.

6.4. Coordinación de la explotación y la regulación de intercambios.

La coordinación necesaria entre los medios de producción y transporte es responsabilidad de la empresa pública EDP, que tiene el deber de asegurar el suministro de unos 4 millones de abonados en alta, media y baja tensión. Esta coordinación es realizada por el Departamento de Movimientos de Energía (GME).

6.4.1. Departamento de Movimientos de Energía.

Este Departamento tiene las siguientes funciones:

- . Establecer los programas de generación de las centrales eléctricas.
- . Establecer los intercambios de energía eléctrica con el exterior.
- . Controlar la producción y la operación de las redes de transporte e interconexión, asegurando permanentemente la continuidad del servicio en condiciones económicas y de seguridad.

Para realizar el control en tiempo real de la red de transporte, el GME posee el Centro de Control Nacional (CCN) también conocido como Dispatching Nacional.

Con el objetivo de optimizar la operación se establecen programas anuales, semestrales, mensuales, semanales y diarios. A través de estos períodos, los programas se revisan para tener en cuenta los datos más recientes sobre:

- . indisponibilidad de centrales.
- . indisponibilidad de líneas.
- . recursos hidráulicos.
- . ofertas internacionales.
- . previsiones de consumo.

Simultáneamente se realizan estudios de la red con la finalidad de analizar la seguridad y estabilidad del sistema.

6.4.2. Actividades del CCN.

El CCN es el responsable del control de la red en tiempo real y de aplicar los programas diarios de explotación. Posee los medios necesarios para tomar las acciones preventivas y correctivas necesarias para hacer frente a las inesperadas desviaciones de los citados programas.

El CCN puede actuar directamente sobre:

- . programas de intercambio.
- . carga de los transformadores.
- . generadores conectados al Control Automático de Generación (CAG).

Indirectamente, a través de los Centros de Operación de Subestaciones Regionales y los Centros de Control Hidráulicos, el CCN puede actuar sobre la topología de la red.

Desde un punto de vista funcional, el control de la producción y redes de transporte e interconexión está jerarquizado en tres niveles diferentes:

- . Nivel superior: Centro de Control Nacional, que es responsable del control de todo el sistema.
- . Nivel secundario: Centros de Telecontrol de Centrales y Subestaciones, que son responsables de la operación y vigilancia del equipamiento.
- . Nivel terciario: Centrales y Subestaciones.

6.4.3. Intercambios con el exterior.

Los intercambios de energía eléctrica con el exterior pueden ser el resultado de contratos previamente establecidos, o el resultado de ofertas y demandas a corto plazo que también contribuyan a minimizar los costes de la energía.

Portugal realiza importaciones de la empresa española Red Eléctrica de España S.A. y de la francesa EDF con el objetivo de sustituir producción propia de fuel, que resulta menos económica para EDP.

Además de estas situaciones, cualquier crisis importante que se produzca en el sistema es apoyada a través de la interconexión con Europa, la cual permite minimizar sus consecuencias.

CAPITULO 7.LA ENERGIA ELECTRICA EN EL DERECHO COMUNITARIO

7.1 La electricidad y los Tratados Europeos.

Los tres Tratados que conforman respectivamente la Comunidad Europea del Carbón y el Acero (CECA), la Comunidad Europea de la Energía Atómica (EURATOM) y la Comunidad Económica Europea (CEE), aunque difieren en sus respectivos ámbitos de aplicación, tienen la característica común de no regular nada específico en el campo de la energía eléctrica.

El Tratado CECA, firmado en París en el año 1951, establece un mercado común del carbón y el acero a través de:

- . la supresión de los derechos aduaneros y de las restricciones cuantitativas a su comercio entre los Estados miembros.
- . la eliminación de las discriminaciones en materia de precios.
- . la prohibición de las ayudas estatales y la supresión de prácticas restrictivas.

El Tratado EURATOM, firmado en Roma en el año 1957, establece las condiciones necesarias para la creación y el desarrollo de la industria nuclear en los Estados miembros, para lo cual confiere a los órganos de decisión comunitarios atribuciones en materia de:

- . investigación y desarrollo.
- . salud y seguridad.
- . protección del medio ambiente.
- . desarrollo y uso de la energía nuclear con fines pacíficos.

El Tratado CEE, firmado en Roma en el año 1957, estableció políticas comunes en los sectores agrícola y de transporte, e instituyó una Unión

Aduanera a través de la adopción de una tarifa exterior común (TEC) y de una política exterior común basada en acuerdos comerciales y tarifarios, medidas de exportación y defensa comercial (dumping y subvenciones).

Por su parte, al Tratado CEE no se le dotó de contenido específico en relación a la actividad energética en general, ni al resto de combustibles como el petróleo, el gas y la electricidad, que no habían sido contemplados por los demás Tratados.

En referencia a estos aspectos, el Tratado CEE se limita a contemplar genéricamente que "la acción de la CE debe tender a la aproximación de las legislaciones nacionales en la medida necesaria para el funcionamiento del Mercado Común". Con ello, el papel de la Comisión de la CE es el de coordinar y armonizar las diferentes políticas de los Estados miembros en estos ámbitos, no teniendo carácter de obligación las orientaciones dictadas por los órganos comunitarios.

A modo de ejemplo es preciso señalar que la Dirección General de Energía de la Comisión de la CE (D.G.XVII) apenas ha emitido normas de obligado cumplimiento (Reglamentos y Directivas) a excepción de la publicada en 1975 relativa a la prohibición de construir nuevas centrales de fuel o gas, y las más recientes dirigidas a la consecución del Mercado Interior de la Energía. Toda la legislación se ha restringido a la publicación de Comunicaciones, Recomendaciones y Resoluciones que en ningún caso son de obligado cumplimiento.

La última Resolución sobre los objetivos de la CE en materia de política energética, publicada el 16 de septiembre de 1986, remarcó que dicha política reside en la soberanía de los Estados miembros.

No obstante, el Tratado CEE reglamenta varias condiciones de carácter general que afectan en su particularidad al régimen de la producción, transporte y distribución de la electricidad: régimen de concesiones y derechos exclusivos.

- . El artículo 37 dispone el desmantelamiento de los monopolios de carácter comercial que controlen, directa o indirectamente, las importaciones o exportaciones entre Estados miembros.
- . El artículo 90 establece que las empresas públicas o privadas encargadas de la gestión de servicios de interés económico general y beneficiarias de derechos especiales o exclusivos están sometidas a las reglas de la competencia, estipulando que el desarrollo de los intercambios no debe afectar de manera contraria a los intereses de la CE.

7.1.1. El sector eléctrico y el derecho de la competencia.

Se van a analizar en este apartado aquellas cuestiones relacionadas con la competencia que han surgido como consecuencia de realizar una estricta aplicación de las normas contenidas en el Tratado CEE a la energía eléctrica.

Ya analizadas las características específicas de la electricidad en el Capítulo 2, la situación del sector eléctrico aparece reflejada teniendo presente las siguientes consideraciones:

- . Los monopolios de producción de energía eléctrica no constituyen derechos exclusivos incompatibles con el art. 90 del Tratado CEE, pues no son monopolios comerciales tal y como lo exige el art. 37 del mismo Tratado.
- . Los derechos exclusivos de importación o exportación de energía eléctrica son incompatibles con el art. 90 del Tratado CEE, en relación con el art. 37.1 del mismo.
- . Los derechos exclusivos en las actividades de transporte o distribución de energía eléctrica son contrarios al art. 37 del Tratado CEE, debido a que no permiten la libre comercialización del producto importado

porque los abonados o usuarios solamente pueden dirigirse a un suministrador. Por tanto, si no existe posibilidad de sustitución de la energía o de autoproducirla, cualquier posibilidad de competencia está excluida.

Los derechos exclusivos para la instalación o explotación de redes de transporte que conllevan el otorgamiento de los monopolios de producción y comercialización incluidos los productos importados, suponen un abuso de posición dominante por las siguientes razones:

- el monopolio del transporte no tiene por qué llevar anexo el monopolio de comercialización.

- se subordinan los contratos de suministro al uso de la red.

7.1.2. Valoración de la compatibilidad de las legislaciones del sector eléctrico en relación con las reglas de la competencia de la CE.

En todos los Estados miembros, y bajo formas jurídicas diversas, se han constituido monopolios para la producción, el transporte y la distribución de electricidad, bien a nivel nacional, regional o local. Para limitar los riesgos que entrañan el abuso de su posición dominante se les imponen una serie de obligaciones específicas en materia de precios y suministros, principalmente. Estas obligaciones, no obstante, no se aplican a los grandes consumidores industriales, los cuales pueden negociarlas de forma diferenciada.

La teoría de los mercados contestables (un mercado es perfectamente contestable cuando la entrada a él es libre y la salida no implica costes hundidos o irrecuperables) llega a distinguir, en el interior de un sector considerado como monopolio natural, entre las actividades que por razones de eficacia económica deben ser confiadas a una sola empresa y aquellas que pueden ser abiertas a la competencia.

En aquellos sectores donde los costes hundidos son muy elevados, como es el caso de aquellos sectores que necesitan del uso de una red, es posible diferenciar entre:

- . la construcción y explotación de la red, que constituye un monopolio natural.
- . las actividades de producción y prestación de servicios utilizando dicha red, que constituyen un mercado contestable y pueden ser abiertos a la competencia y desregulados.

Con esta teoría algunos Estados miembros han llevado a cabo un proceso de liberalización en diversos sectores, que en lo que afecta al sector eléctrico ha conducido a la elaboración de un proyecto de revisión de la legislación sobre la competencia en Alemania, y a la adopción de nuevas leyes sobre la electricidad en 1989 en Holanda y el Reino Unido. Estas nuevas legislaciones están basadas en que si es necesario mantener derechos exclusivos para la explotación de las redes también debe permitirse a los consumidores, en cierta medida y bajo ciertas condiciones, elegir a su suministrador de electricidad y utilizar para dicho fin las redes de suministro público existentes.

De este modo, estas nuevas leyes imponen a los operadores de las redes realizar una distinción entre su actividad de productor o vendedor de un producto, y su actividad de prestación de un servicio como es el transporte de energía eléctrica.

En todos los Estados miembros existen derechos exclusivos o especiales incompatibles con el art. 90.1 del Tratado CEE. en relación con los artículos 37 y 86. Estos derechos son los siguientes:

A. Derechos exclusivos de importación y exportación de electricidad.

Estos derechos exclusivos existen actualmente en Dinamarca, Grecia, España, Francia, Irlanda, Holanda, Italia, Portugal y Reino Unido (Irlanda del Norte). Constituyen una incompatibilidad con el art. 90 del Tratado CEE pues según la jurisprudencia del Tribunal de Justicia, un derecho exclusivo de importación de un producto manufacturado en beneficio de un monopolio nacional de carácter comercial es en sí una discriminación prohibida por el art. 37.1.¹

B. Derechos exclusivos de transporte y distribución de electricidad en las redes de suministro público.

Existen en la totalidad de los Estados miembros y su consecuencia es que los consumidores solo pueden dirigirse a un único suministrador de electricidad, por lo que si no existe la posibilidad de encontrar energías sustitutivas la competencia está excluida.

Estos derechos exclusivos sobre las redes constituyen derechos exclusivos de comercialización que tienen los mismos efectos económicos que un derecho exclusivo de importación y son, por tanto, incompatibles con los art. 37 y 90 del Tratado CEE en la medida que su existencia tenga un efecto sensible sobre el comercio entre los Estados miembros ².

Por otro lado, los derechos exclusivos de transporte y distribución de electricidad tienen la consecuencia de limitar la producción de ésta en perjuicio de los consumidores al impedirles dirigirse a otros productores y subordinando los contratos para la utilización de sus redes al suministro de electricidad, asociando dos actividades económicas que, por su propia naturaleza, son dissociables.

¹ Sentencia Manghera, asunto 59/75

² Sentencia Costa/Enel, asunto 6/64

Tanto el Reino Unido como Holanda en sus nuevas legislaciones han decidido confiar las actividades de producción, transporte y distribución a empresas diferentes, y han previsto que los responsables de la explotación de las redes de transporte y distribución permitan el uso de las mismas para el transporte de electricidad comprada a terceros.

7.1.3. Análisis de la situación en España.

Este análisis se basa en la legislación en vigor al 31 de diciembre de 1991, y abarca a las siguientes actividades:

A. Producción de electricidad.

Cualquier empresa puede ser titular de instalaciones de producción, pero su funcionamiento está sometido a las decisiones de Red Eléctrica de España S.A., salvo para aquellas instalaciones cuya potencia instalada es pequeña y no se consideran integrantes del sistema eléctrico nacional.

B. Importación y exportación de electricidad.

Existen derechos exclusivos otorgados a Red Eléctrica de España S.A. en virtud del art. 2.1. de la Ley 49/1984 y del Real Decreto 91/1985. Los acuerdos deben ser aprobados por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, y deben basarse en razones relativas a la seguridad de suministro, al menor coste o a razones de interés nacional. No existe la posibilidad de importación o exportación por cuenta de terceros.

C. Transporte de electricidad a alta tensión.

Es función de la empresa Red Eléctrica de España S.A. el desarrollo y mantenimiento de la red de 400 kV y 220 kV que efectúe funciones de transporte e interconexiones, siendo dichas instalaciones de su propiedad. No existe obligación de transporte por cuenta de terceros.

D. Distribución de electricidad en media y baja tensión.

Esta función está en manos de numerosas empresas que no tienen obligación legal de suministrar a todos los consumidores de su área geográfica, aunque de hecho sí lo hacen. No existen derechos exclusivos.

E. Compra de electricidad a los autoprodutores.

Existe la obligación de compra de la electricidad sobrante a los autoprodutores por parte de las empresas distribuidoras a un precio fijado por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.

F. Utilización de las redes por un consumidor.

No existe base legal para esta posibilidad.

G. Motivos para otorgar los derechos exclusivos.

Se fundamentan en que para mantener un precio único en todo el territorio sobre la base del coste medio de producción es necesario llevar a cabo la explotación unificada del sistema eléctrico, que es indispensable también para optimizar la gestión y lograr un suministro al menor coste.

7.1.4. Análisis de la situación en Francia.

Este análisis se basa en la legislación en vigor al 31 de diciembre de 1991.

A. Producción de electricidad.

Esta actividad se encuentra nacionalizada por la Ley 46/628, de 8 de abril de 1946, que la otorgó a la empresa pública EDF. Se excluyen de la nacionalización las instalaciones citadas en el apartado 5.1.5.

B. Importación y exportación de electricidad.

Está nacionalizada por la Ley 46/628 y el monopolio está confiado a EDF, no existiendo obligación de importación o exportación por cuenta de terceros.

C. Transporte de electricidad a alta tensión.

Esta actividad se nacionalizó en 1946 incluyendo las redes de 400 kV., 220 kV., 90 kV., y 63 kV., y se concedió el derecho exclusivo a EDF por el Decreto 56/1225, de 28 de noviembre de 1958, con algunas excepciones.

El Decreto 55/662, de 20 de mayo de 1955, obliga a EDF a asegurar el transporte sobre sus redes de la electricidad generada por autoprodutores siempre que:

- . la electricidad sea destinada a ellos mismos o a sus filiales.
- . los lugares de utilización de dicha energía no exceda de tres.

D. Distribución de electricidad en media y baja tensión.

Esta actividad se nacionalizó en 1946 y se confió a EDF en un 95%, con la imposición de la obligación de suministro.

E. Compra de electricidad a los autoprodutores.

El Decreto de 20 de mayo de 1955 obliga a EDF a comprar la electricidad no consumida por los autoprodutores en sus instalaciones en base a unos precios que son función de las tarifas de venta de EDF, la hora y la estacionalidad.

F. Utilización de las redes por un consumidor.

No existe base legal para esta posibilidad.

7.1.5. Análisis de la situación en Portugal.

Este análisis se basa en la legislación en vigor al 31 de diciembre de 1991.

A. Producción de electricidad.

Es un derecho exclusivo de la empresa EDP según el Decreto 502/76, con la excepción de aquellas centrales que:

- . Utilicen energías renovables, combustibles nacionales o residuos industriales, agrícolas o urbanos, con una potencia instalada inferior a 10.000kW.
- . Cogeneración (Decreto-Ley 189/88).

B. Importación y exportación de electricidad.

No existen derechos exclusivos otorgados, aunque en la práctica estas actividades están efectuadas únicamente por EDP y necesitan las autorizaciones del Ministerio de Industria y Energía, y del Ministerio de Finanzas.

C. Transporte de electricidad a alta tensión.

Existen derechos exclusivos otorgados a EDP por el Decreto-Ley 502/76, no existiendo obligación legal de transporte por cuenta de terceros.

D. Distribución de electricidad en media y baja tensión.

En esta actividad es necesario distinguir entre distribución en:

- . media tensión (de 1kV. a 60kV.), existen derechos exclusivos otorgados a EDP.
- . baja tensión (menos de 1kV.), es competencia exclusiva de los municipios que lo ejercen directamente o a través de concesiones acordadas con EDP, con empresas públicas o con cooperativas.

No existe obligación legal de transporte por cuenta de terceros.

E. Compra de electricidad a los autoprodutores.

Existe obligación legal de compra de la electricidad sobrante a los autoprodutores por EDP en las condiciones fijadas por el Decreto-Ley 189/88.

F. Utilización de las redes por un consumidor.

No existe base legal para esta posibilidad.

7.2. La electricidad y el Acta Unica Europea.

La firma en Luxemburgo, el 17 de febrero de 1986, y en La Haya, el 28 de febrero del mismo año, del Acta Unica Europea (AUE) obedeció al deseo de relanzar el proceso de integración comunitario. Con esta perspectiva el Acta Unica se articula entorno a tres ejes principales:

- . Las reformas institucionales de la CE.
- . La redefinición de seis políticas comunitarias.
- . La cooperación europea en materia de política exterior.

El Acta Unica no menciona específicamente a la electricidad, pero contiene disposiciones que van a afectar de forma directa al sector eléctrico, pudiendo citarse entre otras el desarrollo de una política medioambiental, el reforzamiento de la política de I+D y la instauración de un Mercado Interior para el 1 de enero de 1993.

A continuación se van a realizar ciertas consideraciones sobre aquellos aspectos que repercuten directamente sobre la estructura y el futuro del sector eléctrico.

7.2.1. Las reformas institucionales de la CE.

Las reformas que el Acta Unica introduce en el funcionamiento institucional de la CE pueden resumirse en:

- . Recurso creciente a la mayoría cualificada en el Consejo frente al sistema de la unanimidad existente con anterioridad.
- . Reforzamiento de las competencias de ejecución de la Comisión.
- . Incremento de los poderes del Parlamento Europeo por medio de mecanismos de cooperación.
- . Reforma del Tribunal de Justicia relativa a la posibilidad de reconocer recursos de primera instancia.

Obviamente estas actuaciones afectan al sector eléctrico como consecuencia de que pueden legislarse medidas mediante estos mecanismos, que regulen o desregulen sus diversas actividades.

7.2.2. La redefinición de políticas comunitarias.

El Acta Unica modifica seis aspectos clave del Tratado CEE, incluyendo nuevas áreas en las que se disponía de suficiente legislación comunitaria pero que no habían sido contempladas en dicho Tratado.

Las acciones comprenden aquellas políticas desempeñadas hasta entonces por la CE, bien al amparo del Tratado CEE o bien al margen del mismo. En el primer caso, se refuerza o amplía el apoyo legal, y en el segundo, se introduce su fundamento jurídico en el derecho originario.

Las nuevas políticas comunitarias abarcan los siguientes campos:

- . . Mercado Interior
- . Política monetaria
- . Política social
- . Cohesión económica y social
- . Política de investigación y desarrollo tecnológico
- . Política de medio ambiente

Por su especial relevancia sobre el sector eléctrico, únicamente se analizan las políticas relativas al mercado interior, investigación y desarrollo, y medio ambiente.

A. Mercado Interior.

Se define en el art. 13 como un espacio sin fronteras interiores en el que la circulación de mercancías, personas, servicios y capitales se realizará libremente y sin obstáculos, fijándose el plazo para su realización en el 31 de diciembre de 1992.

Para conseguir este Mercado Interior no se instrumentan medidas especiales a excepción de las ya mencionadas del nuevo régimen de mayorías cualificadas , que deben emplearse para eliminar los

obstáculos que impiden la progresiva instauración del Mercado Interior y que, según el Libro Blanco de la Comisión para la realización del Mercado Interior, se clasifican en barreras físicas, técnicas y fiscales.

No obstante, el Acta Unica contiene dos limitaciones que pueden entorpecer la implantación del Mercado Interior:

- . Una Declaración relativa al artículo 8A del Tratado CEE especifica que "la fijación de la fecha del 31 de diciembre de 1992 no implica efectos jurídicos automáticos", por lo que se admite de antemano la posibilidad de superar la misma.
- . El art. 100A del Acta Unica admite a los Estados miembros la posibilidad de adoptar cláusulas de salvaguardia si estiman necesaria la aplicación de disposiciones nacionales justificadas por exigencias importantes, en cuyo caso la Comisión deberá confirmarlas.

Según puede apreciarse, este Mercado Interior no se refiere exclusivamente a un sector industrial o comercial en concreto. El anterior Comisario de la Energía, Nic Mosar, propuso en el Consejo de la Energía celebrado en junio de 1987 una iniciativa específica en el sector de la energía cuyos objetivos eran identificar y eliminar progresivamente los obstáculos para la creación de un mercado interior de la energía.

El análisis relativo al Libro Blanco de la Comisión para la realización del Mercado Interior y las iniciativas adoptadas para lograr el Mercado Interior de la Energía en la vertiente de la electricidad se realiza en apartados posteriores.

B. Investigación y desarrollo tecnológico.

Esta política es introducida en el Acta Unica como consecuencia de la creación del gran espacio europeo, y su objetivo es reforzar y fortalecer las bases científicas y tecnológicas de la industria europea y favorecer el desarrollo de su competitividad internacional.

Las acciones comunitarias no son otras que la aplicación de programas de I+D con especial atención a la difusión y explotación de los resultados obtenidos. Para ello se implantan los Programas-Marco con carácter plurianual que incluyen todas las acciones comunitarias a realizar en dicho periodo y fijan los objetivos científicos y técnicos, las prioridades, las líneas de acción previstas, etc.

Los Programas-Marco se ejecutan mediante programas específicos desarrollados dentro de cada una de sus líneas de acción, que se adoptan por el Consejo por mayoría cualificada en cooperación con el Parlamento Europeo y previa consulta al Comité Económico y Social.

C. Medio ambiente.

Consecuencia de la reciente toma de conciencia sobre la necesidad de proteger la calidad de vida y el equilibrio de los sistemas que concurren al mantenimiento de la vida natural de la tierra, el Acta Unica estableció los objetivos de esta nueva política comunitaria:

- . conservar, mejorar y proteger la calidad del medio ambiente.
- . contribuir a la protección de la salud de las personas.
- . garantizar la utilización prudente y racional de los recursos naturales.

No obstante, el Acta Unica deja claro que la CE actuará en materia de medio ambiente en la medida en que los objetivos anteriores puedan conseguirse en mejores condiciones en el plano comunitario que en los planos nacionales considerados aisladamente.

La acción de la CE se basa en los principios de acción preventiva, que consiste en corregir las actuaciones antes de que se produzcan y de "quien contamina paga".

7.2.3. Los intercambios de energía eléctrica.

El Acta Unica Europea ha puesto en las manos de la Comisión de la CE los instrumentos necesarios para intentar establecer un mercado interior de la energía eléctrica, lo cual es de una importancia fundamental en el suministro de electricidad.

La posible forma que pueda adoptar finalmente dicho mercado interior dependerá de los acuerdos a que concluyan los distintos elementos que intervienen en su diseño: Comisión de la CE y asociaciones de las empresas eléctricas europeas.

El objetivo de la aplicación del Acta Unica a la energía eléctrica se entiende de forma que una mayor integración de dicho mercado ofrecerá ventajas desde las perspectivas de la seguridad y de la explotación, por lo que los intercambios de electricidad se verán afectados de manera especial al estar interconectadas a un gran nivel las redes de transporte de los diversos Estados miembros.

Los intercambios entre países tienen lugar para mejorar la seguridad de los suministros y por razones económicas, distinguiéndose entre:

- Intercambios de urgencia: los socios se ayudan mutuamente cuando se han producido perturbaciones en la red de uno de ellos.

- . Intercambios de seguridad: la venta o compra de electricidad permite mejorar la seguridad de la red.
- . Intercambios económicos: la compra de electricidad se utiliza para reducir los costes del suministro y, por tanto, los costes para el consumidor.
- . Reparto de reservas: los costes de producción se reducen por medio de una asistencia mutua para responder a las fluctuaciones de la demanda y de la producción, lo que permite además repartir los riesgos.

No todos estos intercambios se traducen en beneficios económicos directos para los usuarios como son los intercambios de seguridad, pero obviamente tienen una importancia esencial.

En la actualidad, el nivel de intercambios entre empresas de diferentes países está determinado principalmente por:

- . Disponibilidad de la producción.
- . Precios de la energía eléctrica.
- . Ventajas de seguridad.

Cada empresa tiene la obligación de responder a las necesidades de sus consumidores, para lo cual debe prever las capacidades más adecuadas de suministro teniendo en cuenta sus propias instalaciones de producción y, a veces, contratos con suministradores externos. Todo ello obliga a establecer un control sobre un número importante de variables (capacidades de transporte internas y de interconexión, tensión, ...) y, considerando la necesidad de tomar medidas a largo plazo para responder de manera satisfactoria a la demanda de energía eléctrica, a procurar obtener la mayor parte de sus suministros de fuentes económicas y fiables.

Para lograr que el funcionamiento global de las redes eléctricas de los diferentes países miembros sea seguro, existen unas reglas de coordinación que suponen una cooperación técnica y un considerable intercambio de datos. Estas reglas de coordinación han sido establecidas por la UCPTE (Unión para la coordinación de la Producción y el Transporte de Electricidad).

7.3. Disposiciones específicas del Acta Unica Europea y sus implicaciones para el sector eléctrico.

La realización efectiva del Mercado Interior tal como recoge el Acta Unica supone que los Estados miembros hayan superado sus dificultades económicas actuales, modificándose, por tanto, el entorno económico:

- . Las políticas económicas se están aproximando paulatinamente, lo que ha originado unas mejores perspectivas de crecimiento económico.
- . Las empresas tienden a ser más competitivas, incrementándose los intercambios tanto a nivel intracomunitario como con países terceros.
- . Las consecuencias de esta mayor competitividad están siendo muy favorables sobre las actividades de las empresas y las condiciones de su gestión.
- . Los agentes tradicionales de las empresas (clientes, suministradores) se hayan en plena evolución adaptándose a lo que puede denominarse "dimensión europea": fusiones, creación de empresas europeas y grandes empresas internacionales.

En este apartado se van a analizar una serie de disposiciones incluidas en el Acta Unica que van a tener implicaciones para el sector eléctrico. Dichas disposiciones específicas son:

- . Libre circulación de personas.
- . Libre circulación de mercancías.
- . Mercado común de servicios.
- . Apertura de los mercados públicos.
- . Protección de los consumidores.
- . Libre circulación de capitales.
- . Medidas destinadas a favorecer la cooperación industrial.

Las consecuencias derivadas de la apertura de los mercados públicos se analizan en el apartado 7.4.

7.3.1. Libre circulación de personas.

El objetivo es conseguir que los ciudadanos comunitarios tengan libertad para establecerse y ejercer su profesión en cualquier lugar de la CE. A este efecto la Comisión está actuando en relación a:

- . establecimiento de un sistema de correspondencia de los certificados de aptitud profesional.
- . creación de un sistema de reconocimiento mutuo de diplomas.
- . limitación del derecho de las administraciones públicas de los Estados miembros para reservar los puestos de trabajo a sus propios nacionales.

Respecto al personal de las empresas eléctricas, deberá llevarse a cabo una mayor coherencia de sus estatutos con el derecho comunitario haciendo especial hincapié en no reservar los puestos de trabajo a las personas de la misma nacionalidad. Asimismo, las empresas eléctricas tendrán que reconocer, al amparo de lo legislado, los diplomas entregados en cualquier país miembro.

7.3.2. Libre circulación de mercancías.

El objetivo es conseguir que cualquier producto fabricado o comercializado legalmente en un Estado miembro pueda ser vendido libremente en el conjunto de la CE. Para ello:

- . cualquier comprador sea mayorista, minorista o consumidor final debe tener el derecho de elegir, sin obstáculos, a su suministrador de entre todos los de la Comunidad.
- . deben eliminarse todas las trabas técnicas a los intercambios entre países miembros.

El sector eléctrico se encuentra afectado como consecuencia de la actual desarmonización en los siguientes aspectos:

- . Especificaciones particulares exigidas a las compras de materiales.
- . Protección de las redes contra equipos y aparatos que introducen armónicos, y la eliminación de aparatos muy sensibles a las impurezas de la onda de tensión.
- . Condiciones de seguridad exigidas a los electrodomésticos y juguetes eléctricos.
- . Condiciones y códigos que deben respetar los laboratorios y organismos competentes en materia de certificación, en especial con los materiales y equipos procedentes de terceros países.

7.3.3. Mercado común de servicios.

El objetivo es conseguir que la libre prestación de los servicios esté asegurada en toda la CE, tanto para los servicios tradicionales (transportes,

servicios financieros, bancos, seguros, ...) como para los nuevos tipos de servicios (informática, redes de telecomunicaciones, servicios informatizados de distribución y comercialización, ...).

Para su consecución, la Comisión está dedicada a promover:

- . Competencia leal entre proveedores.
- . Garantías mínimas para los usuarios.
- . Desarrollo de nuevas tecnologías.

Al ser el sector eléctrico un gran demandante de todo tipo de servicios, obviamente la consecución de un mercado libre de trabas le repercutirá de una manera muy positiva, redundando fundamentalmente en un ahorro de costes.

7.3.4. Protección de los consumidores.

El objetivo que se persigue es que el consumidor se beneficie de una eficaz protección contra todos los abusos posibles, y de una información veraz y adecuada en relación a los bienes y servicios que les son ofrecidos. Esto mismo es aplicable para todo aquello que afecte a la salud del consumidor y a su seguridad.

Para la consecución de estos fines la Comisión, además de liberalizar el mercado de bienes y los diferentes sectores de servicios, ha adoptado las siguientes medidas:

- . Regular obligaciones a cumplir por las empresas suministradoras de bienes o servicios.
- . Dotar al consumidor de medios de defensa y de recursos cuando es víctima de un producto defectuoso.

El Consejo aprobó la Directiva de junio de 1985 sobre "Responsabilidad por razón de productos defectuosos", la cual afecta de manera expresa al sector eléctrico como consecuencia de los problemas que puede plantear una baja calidad del producto suministrado (energía eléctrica): caídas de tensión, bajadas de frecuencia, etc.

De esta forma, se tenderá a equiparar la calidad del servicio a niveles superiores debido a que el abonado podrá comparar su nivel de calidad del suministro con la situación de otros abonados análogos de otra parte de la CE.

De manera especial influirá esta nueva legislación en la tendencia a revisar las pólizas de abono o contratos de suministro, con el objetivo de eliminar aquellas cláusulas que tengan un cierto carácter abusivo.

7.3.5. Libre circulación de capitales.

El objetivo que se persigue es conseguir que los capitales circulen libremente y que los usuarios (empresas o particulares) tengan acceso a servicios financieros eficaces y competitivos en todo el territorio de la CE. Para su consecución, la Comisión de la CE está adoptando una serie de medidas tendentes a:

- . Realizar la convergencia de las políticas económicas de los Estados miembros.
- . Conseguir la estabilidad monetaria.
- . Fortalecer el Sistema Monetario Europeo (SME) y el ECU como moneda única.

Las empresas eléctricas ante esta nueva perspectiva se verán favorecidas en relación a:

- . Acceso más fácil a los diferentes mercados financieros para encontrar los capitales indispensables para el desarrollo de sus actividades.
- . Mejora de la administración de la deuda a medio y largo plazo, así como la tesorería día a día.
- . Mayor facilidad para ampliar el sistema de participaciones en otras empresas eléctricas y en filiales industriales o financieras.

7.3.6. Medidas destinadas a favorecer la cooperación industrial.

El objetivo que se pretende alcanzar es el establecimiento de un entorno propicio para el estímulo de la empresa, de la competencia y de los intercambios, lo que redundará en beneficio de una mayor cooperación entre empresas.

Para su consecución, la Comisión de la CE está creando el marco jurídico apropiado a través de las siguientes acciones:

- . Creación del nuevo tipo de asociación denominado "Agrupación Europea de Interés Económico (AEIE)".
- . Facilitar la implantación de filiales o sucursales en otros países de la CE.
- . Especial atención a la fiscalidad o régimen tributario de las empresas (doble imposición, aplazamiento de pérdidas, ...).
- . Aproximación de las legislaciones nacionales en lo que se refiere a:
 - . adquisición de participaciones.
 - . sociedades por acción.
 - . ofertas de adquisición pública.
 - . propiedad intelectual e industrial.

El sector eléctrico estará afectado por la presencia de una serie de oportunidades que influirán positivamente en:

- . Desarrollo de una cooperación más estrecha entre las empresas eléctricas de la CE.
- . Nuevas posibilidades para favorecer el desarrollo y la comercialización de aplicaciones tradicionales o nuevas de la electricidad.
- . Posibilidad para diversificar las actividades de las empresas eléctricas en otros campos de acción.
- . Ampliar el ámbito tradicional de las empresas eléctricas mediante la participación accionarial en otras empresas eléctricas de la CE.

7.4. El Libro Blanco para la realización del Mercado Interior.

El Tratado CEE ya señalaba como uno de sus objetivos la creación de un mercado único, idea que se desvaneció al anteponer los Estados miembros sus prácticas proteccionistas. Dicha idea se volvió a recoger en los Consejos Europeos de Copenhague en 1982 y de Fontainebleau y Dublín en 1984, cristalizando en el Consejo de Bruselas de marzo de 1985 con el encargo a la Comisión de establecer un programa detallado para conseguir dicho gran mercado.

La Comisión, a través de Lord Cockfield, confeccionó el denominado Libro Blanco para la realización del Mercado Interior, que fue presentado en el Consejo Europeo de Milán en el mes de junio de 1985 y sirvió de base para las discusiones de la Conferencia Intergubernamental que se organizó en relación a este tema. La Declaración tercera del Acta Final de la conferencia eleva este documento como la referencia para delimitar el ámbito de aplicación en relación con la introducción progresiva del Mercado Interior.

El Libro Blanco se compone de 300 propuestas a adoptar en el periodo 1985-1992, con el objetivo de eliminar todas las barreras existentes para lograr la consecución de dicho Mercado Interior en la fecha del 1 de Enero de 1993. A este efecto, clasifica las barreras en tres tipos diferentes:

- . Barreras físicas.
- . Barreras técnicas.
- . Barreras fiscales.

Es importante subrayar que la energía eléctrica no se encuentra mencionada en este extenso programa, y únicamente las propuestas relativas a los mercados públicos y a la armonización fiscal hacen alusión indirecta a la misma.

A. Eliminación de las barreras físicas.

Consiste en la supresión de los controles en las fronteras entre Estados miembros tanto para las personas como para las mercancías. Con ello se logrará mejorar los intercambios al desaparecer las formalidades y retrasos que los obstaculizan y hacen aumentar los costes.

Los controles actuales se deben a las restricciones nacionales que aún subsisten, a las disparidades de la fiscalidad indirecta entre los Estados miembros e incluso a la propia normativa comunitaria (medidas agrícolas, controles sanitarios y veterinarios, ...).

En este aspecto, el Acta Unica no ha creado nuevos medios de actuación pues ha excluido el adoptar por mayoría cualificada y por cooperación con el Parlamento las actuaciones relativas a la libertad de circulación, aunque ha flexibilizado la toma de decisiones en aspectos relacionados con la libertad de establecimiento y la libre prestación de servicios.

B. Eliminación de las barreras técnicas.

Estas fronteras las constituyen los obstáculos que existen en el interior de los Estados miembros para comercializar los productos: trabas creadas por reglamentos y normas nacionales diferentes sobre los productos que suponen costes adicionales y distorsiones en los sistemas de producción, así como el cierre de los mercados públicos a la libre competencia entre los Estados miembros.

En el caso de los reglamentos y normas nacionales se ha propugnado la armonización de legislaciones en materias esenciales y el reconocimiento mutuo de reglas y normas nacionales, de forma que un producto fabricado y comercializado en un país miembro pueda ser también comercializado en cualquier otro país miembro.

C. Eliminación de las barreras fiscales.

Estas fronteras las constituyen las diferencias existentes en la fiscalidad indirecta de los distintos Estados miembros (IVA e impuestos especiales). Para su eliminación la Comisión de la CE ha propugnado la armonización de las diferentes legislaciones.

Las ventas de electricidad están actualmente sometidas al IVA y, en algunos países, a ciertas tasas municipales o departamentales calculadas a partir de un porcentaje determinado aplicable al precio y no definido como un montante fijo, que pueden ser asimiladas a las accisas o impuestos especiales.

7.4.1. La apertura de los mercados públicos.

Este concepto constituye un objetivo prioritario desde la perspectiva de la culminación del Mercado Interior. Los objetivos que la Comisión persigue en este ámbito son:

- . Apertura de los mercados a la competencia comunitaria por la vía de las adjudicaciones.
- . Transparencia de procedimiento para los potenciales licitadores.
- . Derecho de recurso para que las empresas descartadas en una licitación puedan conocer las razones.

Para lograr estos objetivos, además de las reglas básicas contenidas en los Tratados comunitarios y el Acta Unica Europea, el Consejo a propuesta de la Comisión aprobó las Directivas 71/305/CEE, sobre contratos administrativos de obras, y 76/62/CEE, sobre contratos administrativos de suministros.

Estas directivas establecían que estos contratos cuando superasen los umbrales económicos de 1.000.000 y 200.000 ECUS respectivamente, debían someterse a las normas en ellas contenidas en materia de anuncios, adjudicación, selección de contratista, pliego de condiciones, etc. Estas condiciones se han modificado en diciembre de 1988 con la finalidad de endurecerlas y así evitar su incumplimiento generalizado.

Como hecho de singular relevancia se encuentra la disposición común a ambas Directivas que excluye de sus respectivos ámbitos de aplicación a los sectores del agua potable, las telecomunicaciones, los transportes y la energía, aduciendo para ello el diferente status jurídico de las empresas suministradoras de los correspondientes productos.

7.4.2. Consideraciones generales a la Directivas de 1971 y 1976 sobre mercados públicos.

La Comisión de la CE en su Comunicación de 19 de junio de 1986 sobre contratos públicos, reconoce de manera implícita el relativo fracaso de las acciones establecidas por las Directivas 71/305/CEE y 76/62/CEE sobre contratos administrativos de obras y suministros.

Para su justificación concluye que en 1986, el valor de los contratos administrativos de obras y suministros equivalía al 9% del PIB de la CE, es decir, a unos 200.000 millones de ECUS, sin incluir en dicha cifra a aquellos contratos que no estaban reflejados en los correspondientes presupuestos del Estado, ni los contratos realizados por un gran número de empresas públicas, por lo que de cada cuatro ECUS que se contrataban en régimen público solo uno era sometido a las normas de estas Directivas.

Con esta base, la Comisión justifica las causas de dicho fracaso en circunstancias tales como:

- . la recesión económica.
- . la falta de interpenetración de los mercados.
- . el fraccionamiento de los precios.
- . la incorrecta actualización de los procedimientos de adjudicación.
- . ciertos defectos de las Directivas que se resumen en:
 - . plazos de presentación de ofertas muy breves.
 - . escasos medios de control y de sanción.
 - . no aseguración de la publicidad.
- . una amplia interpretación de los sectores excluidos.

Asimismo, en el Segundo Informe de la Comisión al Consejo para la puesta en práctica del Libro Blanco, de 22 de junio de 1987, se resalta que el valor total de los contratos públicos incluidos los adjudicados por las empresas del sector público se aproximaba a 400.000 millones de ECUS para el conjunto de la CE, y que únicamente el 2% de los contratos adjudicados lo son a empresas de otros países, mientras que el 75% de dichos contratos se adjudican a las empresas nacionales mediante convocatorias hechas a medida.

Apoyándose en estas medidas, en el Libro Blanco para la realización del Mercado Interior y los sucesivos informes sobre su cumplimiento ³, la Comisión emprendió una serie de acciones dirigidas a afianzar la consecución de la apertura de los mercados públicos. Entre estas acciones destacan:

- . Mejora de las Directivas sobre obras y suministros (ya citadas) con el fin de asegurar una mayor transparencia de los procedimientos de adjudicación a efectos de promover la concurrencia de licitadores extranjeros.
- . Un reforzamiento en el control del cumplimiento de las disposiciones en vigor.
- . La ampliación de las Directivas a los sectores excluidos (agua potable, telecomunicaciones, transportes y energía), con las consideraciones necesarias para tener presente que algunos poderes adjudicadores son organismos de derecho público y otros lo son de derecho privado.
- . La apertura de los contratos públicos en el sector de los servicios más allá de los límites de las Directivas de obras y suministros públicos de 1971 y 1976.

7.4.3. La Directiva de 1990 relativa a la inclusión en los procedimientos de contratación pública a los sectores excluidos.

El 17 de septiembre de 1990, el Consejo de la CE aprobó la Directiva 90/531/CEE ⁴ relativa a los procedimientos de formalización de contratos en los sectores del agua, energía, transporte y telecomunicaciones.

³ Primer Informe de la Comisión al Consejo, 6.8.86
Segundo Informe de la Comisión al Consejo, 22.6.87
Tercer Informe de la Comisión al Consejo, 6.4.88
Cuarto Informe de la Comisión al Consejo, 20.6.89
Quinto Informe de la Comisión al Consejo, 28.3.90

⁴ D.O.C.E. L 297 del 29.10.90

La idea que originó su alumbramiento y posterior aprobación fue la gran importancia cuantitativa que la contratación de obras y suministros tiene en los sectores denominados excluidos, teniendo en cuenta que parte de dichos sectores está en manos públicas, aunque también una parte importante de los mismos es gestionado por empresas privadas.

El objetivo de la Directiva de someter la contratación de obras y suministros en estos sectores, con independencia de su status jurídico, a las normas de contratación pública se basa en que con ello se mejorará la competencia entre las empresas que gestionan tales sectores y los empresarios que puedan realizar contratos con los mismos.

La ya citada Comunicación de la Comisión de 19 de junio de 1986 sobre contratos públicos reconoce que el interés de dicha legislación reside en los siguientes criterios:

- . evitar el falseamiento de la competencia en tales sectores.
- . asegurar a los contratistas el conocimiento de la tendencia del mercado.
- . asegurar la objetividad en los criterios de selección.
- . crear un sistema de control adecuado para corregir las desviaciones en las prácticas de una competencia efectiva.

De igual forma, se expone que el impacto de las compras en estos sectores es de gran importancia y tiene un significado estratégico en el desarrollo industrial, presentando un gran interés para la industria comunitaria en general, para las empresas contratistas y para los consumidores.

Por otro lado, esta idea de apertura de los sectores excluidos a las normas de contratación pública también se encuentra recogida en el Libro Blanco de la Comisión para la realización del Mercado Interior de 1985 y en el Segundo Informe de su seguimiento.

A grandes rasgos, la Directiva 90/531/CEE está dividida en cinco Títulos relativos a:

- . Disposiciones generales.
- . Especificaciones técnicas y normas.
- . Procedimientos de formalización de contratos.
- . Clasificación, selección y adjudicación.
- . Disposiciones finales.

A. Disposiciones generales.

En ellas se especifica el ámbito de las entidades contratantes que abarca:

- . Los Organismos y empresas públicas.
- . Los Organismos o entidades que se beneficien de derechos especiales o exclusivos, o de una autorización otorgada por autoridad competente.

Las actividades incluidas en su ámbito de aplicación son las siguientes:

- . la explotación de las redes destinadas al servicio público en relación con la producción, transporte o distribución de electricidad, gas, calefacción y agua potable, o el suministro de estos elementos a dichas redes.
- . la explotación de una zona geográfica determinada para la prospección o extracción de petróleo, gas, carbón y otros combustibles sólidos, y la puesta a disposición de los transportistas aéreos, marítimos o fluviales de los aeropuertos, puertos marítimos o interiores.
- . la explotación de redes que presten un servicio público en el campo del transporte.

- . la explotación de redes públicas de telecomunicaciones y el suministro de dichos servicios.

Este ámbito de aplicación tiene diversas excepciones entre las que pueden destacarse:

- . los contratos de suministro de energía o de combustibles destinados a la producción de energía.
- . los contratos que, incluido el IVA, no superen el umbral de los 400.000 ECUS para los suministros (a excepción del campo de las telecomunicaciones cuyo límite son 600.000 ECUS), y 5.000.000 ECUS para los contratos de obras.

B. Especificaciones técnicas y normas.

Se refiere a las especificaciones técnicas de los contratos y a los pliegos de condiciones, que deben hacerse con referencia a normas europeas o, en su ausencia, a las demás normas vigentes en la CE.

Se prohíben de forma expresa aquellas especificaciones que mencionen productos o procedencias que tengan por finalidad favorecer o eliminar a determinadas empresas, o que indiquen marcas, patentes o tipos.

C. Procedimientos de formalización de contratos.

En este título se regulan los siguientes preceptos:

- . los procedimientos pueden ser abiertos, restringidos o negociados.
- . los casos especiales en los que las entidades contratantes pueden utilizar un procedimiento sin convocatoria de licitación previa.

- . los anuncios para efectuar las convocatorias de las licitaciones, y su publicación en el Diario Oficial de las Comunidades Europeas.
- . las obligaciones y plazos de información a las empresas o suministradores que concurran a un contrato.
- . la comunicación de la formalización de un contrato a la Comisión de la CE.

D. Clasificación, selección y adjudicación.

Se refiere este título a la clasificación, selección y adjudicación de contratistas como consecuencia de la existencia de contratos restringidos y negociados que requieren una tarea previa de selección o de invitación a negociar.

La clasificación se debe hacer con arreglo a criterios y normas objetivas y no discriminatorias, haciendo referencia a las normas europeas en los casos que resulten oportunas, admitiéndose las agrupaciones de empresas para licitar o negociar.

La selección de las empresas que han solicitado participar en un procedimiento de adjudicación debe hacerse de manera que la exclusión de algunas solamente pueda llevarse a cabo por razones definidas y comunicadas previamente.

La adjudicación del contrato puede hacerse en base a cualquiera de estos dos criterios:

- . a la oferta económicamente más ventajosa (plazo de entrega, calidad, rentabilidad, seguridad en el suministro, etc).
- . al precio más bajo.

E. Disposiciones finales.

Contiene preceptos relativos a:

- . procedimiento de revisión de los umbrales.
- . obligaciones estadísticas de los Estados miembros.
- . fecha de entrada en vigor (1 de enero de 1993).

7.4.4. Consideraciones sobre la aplicación de la Directiva 90/531/CEE al sector eléctrico.

En el Anexo II de la Directiva 90/531/CEE se especifican las entidades contratantes del sector de la producción, el transporte o la distribución de electricidad que caen bajo la regulación de dicha Directiva.

El criterio que la Directiva utiliza para incluir a la energía eléctrica en su ámbito de aplicación consiste en actuar sobre las empresas o entidades que, sea de carácter público o privado, se benefician de un derecho especial exclusivo o de una autorización, o bien abastezcan o suministren a redes destinadas a la prestación de un servicio público en relación con la producción, transporte o distribución de electricidad.

Por citar solamente a las entidades españolas afectadas, la Directiva incluye a las siguientes:

- . las entidades encargadas de la producción, transporte o distribución de electricidad en virtud del art. 1 del Decreto de 12 de marzo de 1954, que aprueba el Reglamento de verificaciones eléctricas y regularidad en el suministro de energía, y del Decreto 2617/1966 de 20 de octubre, sobre Autorización administrativa en materia de instalaciones eléctricas.
- . la empresa Red Eléctrica de España S.A., creada en virtud del Real Decreto 91/1985 de 23 de enero.

En la definición del ámbito de aplicación de la Directiva es preciso realizar las siguientes puntualizaciones:

- . la aplicación a las empresas públicas de electricidad se lleva a cabo de una manera indiscriminada, no teniendo en cuenta la posibilidad de que dicha empresa gestione y adjudique sus contratos de obras o de suministros de acuerdo con un procedimiento sujeto a derecho privado, y en el que se respete la competencia de las distintas empresas ofertantes. Por ello, más que por su carácter público debe tratarse de que en su actuación contractual respete o no el entorno de competencia.
- . el hecho de que determinadas empresas privadas puedan beneficiarse de derechos especiales o exclusivos, o de autorizaciones o concesiones públicas, no debe evitar tener en cuenta:
 - . el carácter de monopolio natural del servicio de suministro de energía eléctrica.
 - . el régimen de competencia en que se mueven las empresas privadas en la contratación de sus suministros y ejecución de obras.
 - . la existencia de competencia con otros sectores energéticos (gas, carbón) para el abastecimiento de determinados mercados.

CAPITULO 8. EL MERCADO INTERIOR DE LA ENERGIA: IMPLICACIONES PARA EL SECTOR ELECTRICO.

8.1. Intentos de definir una política energética.

El describir la evolución de las tentativas para establecer una política energética por los organismos comunitarios en el período que transcurre desde 1957 hasta la actualidad, pasa por realizar un breve análisis de la situación energética de la CE en relación a sus aprovisionamientos.

Como referencia es importante destacar que la producción de carbón de los países europeos de la OCDE alcanzó en 1957 la cifra de 501 millones Tm y la importación de petróleo 108 millones Tm, cantidades que en 1960 se redujeron para el carbón (457 millones Tm) y aumentaron para el petróleo importado (172 millones Tm). Estas importaciones satisfacían el 33% de las necesidades en energía primaria de los nueve países miembros que en 1973 constituían la CE, año en el que dicha cifra se incrementó de forma espectacular hasta el 63%.

Las principales causas de este incremento en la importación y consumo de petróleo fueron las siguientes:

- . la introducción en 1959 de cuotas de importación al petróleo en el mercado norteamericano.
- . la intensa actividad de exploración y los numerosos descubrimientos de nuevos yacimientos en el Próximo Oriente llevados a cabo a partir de 1960.
- . el sistema de concesiones existentes que dejaba a las compañías petrolíferas libres para responder a una presión concurrencial bajando los precios.

Consecuencia de esta favorable situación fue el hecho de que en la CE numerosas minas de carbón, cuyos costes de producción aumentaban de manera constante, fueron abandonadas y que se ralentizara el desarrollo de la energía nuclear, lo que contribuyó a un estado de gran vulnerabilidad de la CE en caso de ruptura en los suministros de energía primaria.

8.1.1. Período 1957-1973.

Los primeros estudios de la CE que tenían como tema específico la política energética fueron encargados a un grupo de trabajo denominado "Energía", que en junio de 1962 emitió un memorándum ¹ que centraba la actuación sobre dos objetivos:

- . establecimiento de un mercado común de la energía.
- . seguridad de los aprovisionamientos.

En el primero de estos objetivos se recomendaba una política de fomento de las inversiones en otros sectores diferentes al de la energía, con la finalidad de que las exportaciones de productos de dichos sectores sirvieran para pagar las importaciones de petróleo.

Por su parte, la seguridad de los aprovisionamientos debía asegurarse por una diversificación de las fuentes, lo que permitiría disminuir el riesgo de una perturbación brusca o accidental provocada por un suministrador importante. También se incluía la necesidad de tener una política común de creación de reservas para impedir que una escasez temporal de petróleo no perturbase de forma grave las economías de los Estados miembros, y que posibles disparidades en los niveles de stock ocasionaran distorsiones de la competencia.

Los Estados miembros expresaron su apoyo a esta política a través de la firma del Protocolo de Acuerdo de abril de 1964, cuya adopción solamente se tradujo en dos medidas concretas:

¹ Memorándum sobre la Política Energética. CECA. Luxemburgo. 25 Junio 1962.

- Directiva del Consejo de 1968 ² obligando a los Estados miembros a mantener stocks de petróleo crudo y productos petrolíferos correspondientes a 65 días de consumo.
- Decisión de la CECA ³ autorizando a los Estados miembros a otorgar una ayuda financiera a sus industrias del carbón.

A partir de la fusión de los tres ejecutivos existentes (CECA, EURATOM y CEE) en uno solo en 1967, la nueva Comisión propuso las primeras orientaciones para una política energética comunitaria ⁴. Estas actuaciones se desarrollaban en tres direcciones:

- establecimiento de un cuadro de acción común que incluía previsiones y orientaciones generales y sectoriales en caso de dificultades de aprovisionamiento.
- establecimiento de un mercado común.
- mantenimiento de un aprovisionamiento seguro y diversificado.

Tan solo la Directiva de 1968 ya mencionada se promulgó en el primero de los tres objetivos, pero como en el caso de los otros dos restantes, escasos progresos se realizaron y numerosas propuestas de la Comisión en relación a la armonización de precios y fiscalidad no encontraron la conformidad del Consejo.

Hasta 1972 la Comisión no reiteró sus intenciones de definir una política energética común, y en una Comunicación titulada "Progreso necesario de la política energética comunitaria" ⁵ propuso las nuevas orientaciones a seguir:

² Directiva del Consejo N° 68/414. DOCE L 308 de 1968. pág.14

³ Decisión N° 3/65 de 17 Febrero 1965. DOCE 1965. pág. 480

⁴ Comisión de la CE: Primeras orientaciones para una política energética comunitaria. Bruselas 1968.

⁵ COM (72) 1200.

- . búsqueda de una solución rápida a los problemas medio ambientales originados por la utilización de la energía.
- . esfuerzo para llevar a cabo una utilización más racional de la energía con independencia de un eventual incremento en los precios.
- . adopción de un programa de investigación y desarrollo, y mejora de las condiciones y niveles generales de producción, refino, transporte, almacenamiento y utilización de la energía.
- . desarrollo de fuentes de energía sustitutivas, energías renovables y nuevos usos de las fuentes tradicionales de energía.
- . cooperación entre la CE y los países productores de petróleo, así como con otros países consumidores.

En el plano interno, la Comisión presentó varias propuestas dirigidas a asegurar la cohesión del mercado insistiendo en la necesidad de adoptar un mecanismo a utilizar en caso de crisis de petróleo:

- . Directiva de 1972 ⁶ elevando a 90 días de consumo el stock obligatorio de petróleo crudo y productos petrolíferos.
- . Directiva de 1973 ⁷ imponiendo a los Estados miembros dotarse de poderes necesarios para hacer frente a una crisis energética, e instituyendo un mecanismo de consulta en el ámbito de la CE.

Un importante avance se produjo al instaurarse un sistema centralizado de información sobre los mercados energéticos a través de los siguientes Reglamentos:

⁶ Directiva del Consejo Nº 72/425. DOCE L 291 de 1972, pág. 154

⁷ Directiva del Consejo Nº 73/238. DOCE L 228 de 1973, pág. 1

- . Reglamento de 1972 ⁸ que obligaba a los Estados miembros a comunicar a la Comisión sus proyectos de inversión en los sectores del petróleo, del gas y de la electricidad.
- . Reglamento de 1972 ⁹ que obligaba a los Estados miembros a comunicar a la Comisión sus importaciones de petróleo bruto y gas natural.

Debido a la incapacidad de la Comisión de aplicar con eficacia al sector de la energía las reglas del Tratado CEE relativas al comercio exterior, en abril de 1973 dirigió al Consejo una nueva Comunicación titulada "Orientaciones y acciones prioritarias para la política energética comunitaria" ¹⁰ donde incluía orientaciones para inspirar las actividades futuras de las instituciones comunitarias, y se prestaba particular atención sobre las acciones siguientes:

- . relación con otros países importadores de energía.
- . relación con los países exportadores de energía.
- . organización del mercado del petróleo.
- . desarrollo de la energía nuclear.

Como resumen a este período puede afirmarse que la política energética de la CE presentó un balance negativo debido a la falta de soluciones específicas a los problemas energéticos, como en lo que afecta a una aplicación correcta de la reglamentación comunitaria al sector de la energía.

En el Anexo 8.1. se encuentra la normativa comunitaria legislada en el campo de la energía en el período 1957-1973.

⁸ Reglamento del Consejo N° 1056/72. DOCE L 120 de 1972, pág. 7

⁹ Reglamento del Consejo N° 1055/72. DOCE L 120 de 1972, pág. 3 aplicado por el Reglamento de la Comisión N° 1068/73. DOCE L 113 de 1973, pág. 1

¹⁰ SEC (73) 1481. Abril 1973.

8.1.2. Período 1974-1980.

La crisis de 1973 dio la razón a la Comisión de la CE en su objetivo largamente buscado de la necesidad de definir y poner en marcha medidas a largo plazo tendentes a reducir la dependencia del petróleo.

En esta perspectiva, la Resolución del Consejo de 17 de septiembre de 1974 ¹¹ estableció los siguientes objetivos de planificación general en materia de energía:

- . reducción de las tasas de crecimiento del consumo interno de energía por medio de un uso más racional de la misma, sin comprometer los objetivos de desarrollo económico y social.
- . reforzamiento de la seguridad en los aprovisionamientos por medio de:
 - . acelerar el desarrollo de la energía nuclear.
 - . utilizar en todo lo posible los recursos de la CE en hidrocarburos y en combustibles sólidos.
 - . diversificar las fuentes externas de suministros.
 - . intensificar los esfuerzos en I+D.
- . estudio de los problemas de protección del medio ambiente relativos a la producción y utilización de la energía.

Estas estrategias marcaban las prioridades a adoptar en el marco de la política energética común y debían ser tenidas en cuenta en el establecimiento de las políticas energéticas nacionales.

¹¹ DOCE C 153 DE 1975, pág. 1.

Dichas actuaciones adquirieron mayor relieve cuando el Consejo de Energía aprobó la Resolución de 17 de diciembre de 1974 ¹² en la que se establecían los objetivos comunitarios de política energética para el año 1985:

- . reducción al 50% (y si era posible al 40%) de la dependencia energética en relación a las importaciones por medio de un uso mayor de los combustibles sólidos, el gas natural y, en particular, la energía nuclear, y un menor uso del petróleo.
- . limitación del aumento de la demanda energética.
- . modificación de la estructura del consumo realizando un mayor uso de la electricidad.

El Consejo de Energía a través de otra Resolución aprobada el 13 de febrero de 1975¹³ , precisó los medios que debían aplicarse para alcanzar los objetivos de política energética comunitaria citados.

Dos informes realizados con posterioridad a 1980 ¹⁴ en relación a los objetivos fijados en 1974 mostraron que en la mayoría de los Estados miembros disminuyó la producción en casi todas las fuentes de energía, fenómeno que es imputable a las medidas dictadas por la Comisión y, también al hecho de existir una ralentización en el crecimiento económico.

Posteriormente, el Consejo de Energía aprobó el 9 de junio de 1980 una Resolución ¹⁵ en la que adaptaba sus objetivos de 1974 al horizonte de 1990, además de la convergencia de las políticas de los Estados miembros. En dicha resolución se invitaba a los Estados miembros a presentar anualmente a la Comisión sus problemas de política energética en la

¹² DOCE C 153 de 1975, pág. 2.

¹³ DOCE C 153 de 1975, pág. 6.

¹⁴ COM (81) 60 final: La situación energética en la comunidad.

COM (83) 305 final: Estrategia energética comunitaria, progreso y orientaciones para una acción futura.

¹⁵ DOCE C 149 de 1980, pág. 1.

perspectiva de 1990, y se daban cinco orientaciones generales para cumplir con los objetivos comunes de ahorrar energía y reducir la dependencia del petróleo.

1. Ahorrar energía.

- . Reducir para el conjunto de la CE hasta un 0,7% la relación entre la tasa de crecimiento del consumo de energía primaria y la tasa de crecimiento del PIB.
- . Seguir una política de precios compatible con la realización de los objetivos energéticos.

2. Reducir la dependencia del petróleo.

- . Reducir el consumo de petróleo a un nivel del 40% del consumo bruto de energía primaria.
- . Cubrir por medio del carbón y de la energía nuclear el 70-75% de las necesidades de energía primaria para la producción de electricidad.
- . Fomentar el empleo de fuentes de energía renovables de forma que aumente el autoaprovisionamiento energético de la CE.

Como resumen a este período es interesante poner de relieve la aparición de una solidaridad comunitaria en relación a un mercado de la energía, que se manifestó en unos compromisos sobre objetivos comunes de política energética.

En el Anexo 8.2 se relaciona toda la normativa comunitaria aplicada en el dominio de la energía en el período 1973-1980.

8.1.3. Período 1981-1991.

Prácticamente alcanzados los objetivos marcados para 1990, a los que contribuyeron dos Reglamentos ¹⁶ que establecían medidas especiales de interés comunitario en el ámbito de la estrategia energética y otras medidas legislativas, la Comisión consideró conveniente definir unos nuevos objetivos en la perspectiva de 1995. El 15 de septiembre de 1986, la Comisión presentó al Consejo de Energía la Comunicación 245/85 de 28 de mayo de 1985 sobre los nuevos objetivos de política energética de la CE que fueron aprobados el 16 de septiembre ¹⁷ de forma unánime por el Consejo, lo que expresó la resolución de continuar una política energética eficaz en el futuro.

A todos los Estados miembros se les pide que continúen esforzándose para lograr alcanzar estos objetivos con el fin de que en 1995 se pueda seguir garantizando un abastecimiento seguro y favorable al medio ambiente en condiciones internacionalmente competitivas.

Los objetivos marcados se dividen en dos niveles:

- . Horizontales, que son comunes a todos los sectores de la energía y guían la política energética general de la CE.
- . Verticales, que afectan específicamente a cada sector.

Los objetivos energéticos horizontales abarcan a:

- . Seguridad de abastecimiento.
- . Eficacia de costes.

¹⁶ Reglamento del Consejo Nº 625/83 de 15 de Marzo 1983. DOCE L 73 de 1983, pág. 8.
Reglamento del Consejo Nº 1890/84 de 26 de Junio 1984. DOCE L 177 de 1984, pág.7.

¹⁷ Resolución del Consejo de 16 septiembre 1986. DOCE L 241 de 1986, pág. 1.

- . Fijación de precios.
- . Mercado energético interno.
- . Protección del medio ambiente.
- . Desarrollo regional.
- . Innovación tecnológica.
- . Relaciones exteriores.

Los objetivos energéticos verticales son:

- . Utilización eficaz de la energía. El grado de eficacia de la demanda final de energía debe incrementarse al menos en un 20% hasta 1995.
- . El consumo del petróleo debe descender al 40% del consumo energético, reduciéndose las importaciones netas a menos de un tercio del consumo total de energía de la CE.
- . Conservación de la participación del gas natural en la producción de energía.
- . Incremento de la participación de los combustibles sólidos en el consumo energético.
- . Reducir a menos del 15% la energía eléctrica producida con hidrocarburos, y aumentar al 40% la producida a partir de la energía nuclear.
- . Fomento de las energías renovables incluyendo la producción hidroeléctrica convencional.

La Comisión ha realizado un seguimiento del grado de cumplimiento de estos objetivos ¹⁸ cuyos resultados han sido bastante satisfactorios, lo que pone de relieve el elevado grado de compromiso de los Estados miembros con el objetivo de una política energética común.

No obstante, con motivo de recientes cambios entre los que es preciso señalar la intención de establecer un mercado interior de la energía y ante la proximidad del objetivo-horizonte fijado, la Comisión se está planteando la modificación de estos objetivos.

En el Anexo 8.3. se relaciona toda la normativa comunitaria aplicada en el dominio de la energía en el período 1981-1991.

8.2. Orientaciones generales para el sector eléctrico: 1974-1989.

La Comisión aprobó el 27 de noviembre de 1974 una Comunicación al Consejo ¹⁹ sobre las orientaciones que debía seguir el sector eléctrico en la CE, preconizado por el importante papel que la energía eléctrica estaba llamada a jugar y por la crisis energética reciente de 1973.

Se estimaba que para el desarrollo de este sector eran necesarias las siguientes acciones:

- . Incremento del parque de centrales que utilizan combustibles sólidos, aceleración de los programas de equipamiento nuclear, limitación de la construcción y utilización de nuevas centrales de fuel, y constitución de stocks de seguridad de combustibles fósiles junto a las centrales térmicas clásicas.
- . Sustitución progresiva de los productos petrolíferos por la electricidad en aplicaciones que se garantice un uso racional de la misma.

¹⁸ COM (88) 174/I y II final. Bruselas 31 Mayo 1988.

¹⁹ COM (74) 1970 final.

- . Toma en consideración, para la producción de electricidad, de recursos preferentes a las formas de energía que actualmente son difícilmente utilizables en otras aplicaciones, limitando el consumo de gas natural y de productos petrolíferos en centrales eléctricas.
- . Aumento de la regularidad de la demanda de electricidad para una mejor utilización de las capacidades de producción y de transporte, promocionando las aplicaciones de la energía eléctrica "fuera de punta" mediante medidas tarifarias apropiadas.
- . Promoción del acoplamiento entre producción de electricidad y de calor con el fin de limitar desechos térmicos y de atender a una utilización más racional de la energía primaria.
- . Mejora de la economía y seguridad de los suministros mediante una interconexión óptima de las redes de transporte.
- . Establecimiento de normas armonizadoras en materia de protección medio ambiental a nivel comunitario.
- . Desarrollo tecnológico en los medios de producción, transporte y utilización racional de la energía.
- . Política común de financiación de las inversiones muy importantes a realizar en el sector de la electricidad.

Las medidas concretas que se adoptan en este período fueron las siguientes:

- . Directiva del Consejo 75/339/CEE, de 20 de mayo de 1975, por la que se obliga a los Estados miembros a mantener un nivel mínimo de reservas de combustibles fósiles en las centrales eléctricas térmicas. (DOCE L 153 del 13.6.75, pág. 35).

- . Directiva del Consejo 75/404/CEE, de 13 de febrero de 1975, relativa a la limitación de la utilización del gas natural en las centrales térmicas. (DOCE L 178 del 9.7.75). Esta Directiva fue anulada posteriormente por la Directiva del Consejo 91/148/CEE de 18 de marzo de 1991 (DOCE L 75 del 21.3.91, pág. 52).
- . Directiva del Consejo 75/405/CEE, de 14 de abril de 1975, relativa a la limitación del uso de productos petrolíferos en las centrales eléctricas. (DOCE L 178 del 9.7.75, pág. 26).
- . Resolución del Consejo, de 20 de noviembre de 1978, relativa al intercambio recíproco de informaciones a nivel comunitario en materia de ubicación de centrales eléctricas. (DOCE C 286 del 30.11.78, pág. 1).
- . Recomendación del Consejo 81/924/CEE, de 27 de octubre de 1981, relativa a las estructuras tarifarias para la energía eléctrica en la Comunidad. (DOCE L 337 DEL 24.11.81, Pág. 12).
- . Recomendación del Consejo 88/611/CEE, de 8 de noviembre de 1988, sobre el fomento de la cooperación entre las empresas de servicios públicos y los autoprodutores de electricidad, (DOCE L 335 del 7.12.88, pág. 29).
- . Decisión del Consejo 89/364/CEE, de 5 de junio de 1989, por la que se adopta un programa comunitario de actuación para mejorar la eficacia del uso de la electricidad. (DOCE L 157 del 9.6.89, pág. 32).
- . Directiva del Consejo 88/609/CEE, de 24 de noviembre de 1988, sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión. (DOCE L 336 del 7.12.88, pág 1).

8.3. El mercado interior de la energía.

8.3.1. Antecedentes que influyeron en la concepción del mercado interior de la energía.

Como ya se ha puesto de manifiesto, no existe dentro del estado actual de los Tratados de la CE ningún mercado común de la energía. Ante este silencio sobre la política energética en general, y sobre la energía eléctrica en particular, los organismos comunitarios han conseguido establecer a partir de 1957 algunas orientaciones encaminadas a construir una estructura europea en este ámbito.

De esta forma, la Primera Orientación para una política energética comunitaria de fecha 18 de diciembre de 1968 pone de relieve el principio según el cual la libertad de circulación y la libertad de establecimiento se aplican a los productos, servicios y personas de las industrias energéticas. También, y como respuesta a la crisis del petróleo de 1973, el derecho derivado en el campo energético se amplió en 1975 con dos Directivas que tendían a limitar el empleo del gas natural y los productos petrolíferos en dicha industria.

Es importante destacar que las tentativas de armonización y de coordinación de las políticas energéticas nacionales que están dirigidas a cubrir las lagunas de los Tratados originarios, no constituyen los fundamentos de una verdadera política energética. A este respecto, en el Acta Unica Europea tampoco figura la energía entre aquellos sectores a los que se refiere de forma directa esta importante modificación de los Tratados.

Entre las 300 medidas expuestas por la Comisión en el Libro Blanco para la realización del Mercado Interior, tan solo aquellas relativas a los contratos públicos y a la armonización fiscal conciernen a la política energética.

El Consejo de la Energía del 2 de junio de 1987 examinó por primera vez en qué medida el sector de la energía podría contribuir a la consecución del Mercado Interior y, sobre la base de la Resolución de fecha 16 de septiembre de 1986 relativa a los nuevos objetivos de la política energética comunitaria para 1995 y la convergencia de la política de los Estados miembros, adoptó una acción en dos etapas:

- . encomendar a la Comisión proceder en cada Estado miembro a un inventario de los obstáculos jurídicos, técnicos y fiscales a un mercado integrado de la energía.
- . una vez analizados los obstáculos, la Comisión podía proponer las medidas necesarias para instaurar este mercado.

8.3.2. La integración de la energía en el concepto de mercado único.

Las diferencias que existen entre los países comunitarios en relación al mercado de la energía se explican por la propia naturaleza de los productos energéticos y por las condiciones en las que se producen y utilizan. Por tanto, la causa de que actualmente el mercado de la energía en la CE continúe relativamente compartimentado se debe a las características específicas de cada uno de los mercados nacionales y a su evolución histórica, lo que supone serios obstáculos para que circulen libremente los productos energéticos.

El mercado único constituye un medio para conseguir la integración energética de la CE, que contribuirá a incrementar su competitividad. Las ventajas que ofrece este mercado único son:

- . La disminución del coste de acceso a la energía, tanto para el consumidor individual como para la industria que la utiliza, pues la energía representa entre el 25% y el 30% de los costes de producción en los sectores de la siderurgia, del vidrio, del aluminio o de los

materiales de construcción.

- . La mejora de la estructura de la industria comunitaria de la energía, a través de un mayor aprovechamiento de las complementariedades, una más eficaz estructura de los costes y la racionalización de las actividades de producción, transporte y distribución de energía.
- . Un mayor nivel en la seguridad de abastecimiento para los Estados miembros.
- . Un incremento de los intercambios entre Estados miembros.

La Comisión ha evaluado una serie de obstáculos que se oponen a la creación de un mercado único de la energía. Estos obstáculos son de naturaleza e importancia diferentes y están originados por distintos motivos:

- . se apoyan en normativas nacionales cuyo origen es anterior al de la idea de "Europa".
- . están en relación con especificaciones técnicas.
- . carácter político.
- . se basan en las características de mercados tradicionalmente poco abiertos.

8.3.3. Marcos de actuación para el establecimiento del mercado interior de la energía.

El establecimiento del mercado interior de la energía se basa en cuatro marcos de actuación:

- . la puesta en práctica de las disposiciones del Libro Blanco de 1985 que afectan al ámbito de la energía.

- . la aplicación del Derecho comunitario.
- . la consecución de un equilibrio satisfactorio entre la energía y el medio ambiente.
- . la definición de dispositivos adecuados en el ámbito de la energía.

La definición de dispositivos adecuados en el ámbito de la energía afecta principalmente a los precios de la energía y a las infraestructuras.

A. Costes, precios y tarifas.

Las diferencias que existen en la CE entre costes, precios y tarifas de la energía son un factor determinante en el desarrollo de los intercambios energéticos. Su establecimiento en condiciones objetivas y transparentes es esencial para el eficaz desarrollo de la competencia y de los intercambios. No obstante, en las respuestas que la Comisión obtuvo a su propuesta de comentar los obstáculos existentes aparecen algunos problemas como:

- . las divergencias en las estructuras de coste en algunos Estados miembros.
- . la ausencia de transparencia en la formación de los precios, sobretodo respecto a los grandes consumidores de energía.
- . incoherencias entre las estructuras de precios y tarifas de los distintos combustibles (especialmente en el caso del gas y de la electricidad) y entre los niveles de precios de los Estados miembros.

B. Infraestructuras.

La existencia de infraestructuras suficientes es la base de los intercambios de energía y constituyen un factor esencial de flexibilidad, seguridad de abastecimiento y de una mejor integración del mercado interior de la energía. Ahora bien, para su establecimiento es necesario que las operaciones a realizar sobre las mismas sean viables tanto económica como comercialmente.

Existen tres grandes tipos de infraestructuras: las de recepción, las de almacenamiento y las destinadas al transporte y la distribución.

En este ámbito, en la Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento de diciembre de 1990 ²⁰, titulada "Hacia las redes transeuropeas", se ponen de relieve cinco razones que refuerzan la necesidad de disponer de tales infraestructuras:

- . Efecto de volumen: el incremento futuro y ya constatado de los intercambios intracomunitarios una vez liberados de las barreras físicas, técnicas y fiscales.
- . Exigencia de interoperabilidad: la necesidad de interconexión de las infraestructuras y de los servicios para hacer frente a la nueva dimensión del mercado.
- . Efecto de dimensión: la importancia de tener en cuenta la dimensión comunitaria en la concepción y el desarrollo de las futuras redes.
- . Exigencia de calidad: la exigencia creciente de una calidad en los servicios adecuada para el conjunto del espacio europeo.
- . Efecto de cohesión: la necesidad de acercar todos los componentes

²⁰ COM (90) 585 final. Bruselas, 10 Diciembre 1990.

del espacio comunitario.

En relación con la energía eléctrica, la Comisión ha identificado un cierto número de proyectos que presentan interés comunitario:

- . Interconexión Irlanda-Reino Unido.
- . Interconexión Italia-Grecia.
- . Reforzamiento de las interconexiones:
 - . Francia hacia España y Portugal.
 - . Francia hacia Alemania, Bélgica, Italia y Suiza.
 - . Italia hacia Austria y Suiza.
 - . Alemania hacia Holanda, Dinamarca y Austria.
- . Reforzamiento de las interconexiones internas en Alemania, Bélgica, Francia y Holanda.

8.4. El mercado interior de la energía eléctrica.

La consideración del mercado interior de la energía eléctrica y la manera de poder administrarse para alcanzar niveles aceptables de economía, seguridad de suministro y ausencia de restricciones inaceptables de competencia, necesita tener en cuenta las especiales características de la electricidad.

8.4.1. Concepción y objetivos.

La idea de crear un mercado interior de la energía eléctrica está basada en que la libre competencia en el seno de un mercado interior único debe

armonizar y eliminar los obstáculos que gravitan sobre el sector eléctrico

como consecuencia de la disparidad de las políticas nacionales en materia de energía.

Dentro de este orden de ideas se inscribe la exigencia de un nivel de precios competitivos para la energía eléctrica, que en líneas generales determinarán el mantenimiento o establecimiento de la competitividad en la CE.

Los principales objetivos que persigue el mercado interior de la energía eléctrica se exponen a continuación y deben ser abordados de modo progresivo:

- . Adaptación empresarial y económica de las capacidades de producción a la demanda de energía eléctrica, incluidas las fuentes de energía primaria y la coordinación general de los excedentes.
- . Transparencia en las transferencias de electricidad a terceros, como por ejemplo el suministro a grandes consumidores a través de las redes ya existentes, sin efectos discriminatorios generales y teniendo en cuenta los tratamientos preferenciales.
- . Reconversión de las redes eléctricas en función de las necesidades económicas de la CE, como por ejemplo el aumento de las importaciones/exportaciones interiores de energía eléctrica en ausencia de fronteras.
- . Mantenimiento de la necesaria seguridad de abastecimiento en el marco del derecho de la competencia.
- . Fomento de la I+D en el sector eléctrico (energía solar y eólica, refinamiento del carbón, energía nuclear, superconductividad, almacenamiento y ahorro energético).

8.4.2. Obstáculos en el sector de la electricidad.

El documento "Mercado Interior de la Energía" de la Comisión de la CE ²¹ contiene un inventario completo de los obstáculos potenciales a un mercado interior de la electricidad. Estos obstáculos se agrupan en cinco bloques:

A. Tratamiento fiscal y acceso al mercado financiero.

- . Diferente imposición fiscal sobre los precios de la electricidad y las modalidades de dichas imposiciones.
- . Distinto tratamiento financiero de las empresas eléctricas.

B. Normas y obligaciones administrativas.

- . Falta de armonización en los requisitos técnicos para el suministro de electricidad a los consumidores.
- . Diferentes requisitos para autorizar la construcción de centrales eléctricas.
- . Diferentes normas de protección del medio ambiente y de las condiciones de seguridad en las centrales eléctricas.

C. Monopolios y derechos exclusivos.

- . Monopolios de distribución de electricidad a los consumidores.
- . Derechos exclusivos para utilizar los sistemas de distribución e interconexión, especialmente en lo que afecta a la capacidad de obtener los consumidores suministros de fuentes diferentes del distribuidor que les ha sido asignado.

²¹ COM (88) 238 final. Bruselas, 2 Mayo 1988.

- . Derechos exclusivos de funcionamiento de los sistemas de interconexión de alto voltaje, especialmente en lo que esto afecta al uso de fuentes de producción de mínimo coste y al suministro de electricidad a los distribuidores en las condiciones más rentables.
- . Falta de acceso libre a suministro de combustibles por parte de los productores de electricidad.

D. Precios y costes de la electricidad.

- . Falta de armonización en la política de precios y aranceles.
- . Falta de transparencia en los precios de la electricidad a los grandes consumidores, en los costes de producción de electricidad, en los precios de los trasvases entre sistemas y de los combustibles para la producción de energía eléctrica.

E. Infraestructuras.

- . Falta de interconexión eléctrica de Irlanda y Grecia con otros Estados miembros.
- . Limitación en el funcionamiento del sistema de interconexión de alto voltaje en lo que afecta a la rentabilidad del suministro eléctrico a los consumidores.

8.4.3. Principales aspectos del sector eléctrico.

En la CE no existe una estructura común en los diferentes sectores eléctricos de los países que la integran. Coexisten varios regímenes de propiedad públicos y privados, y las funciones de producción, transporte y distribución están integradas verticalmente en una única organización en algunos casos, y separadas en diferentes estructuras en otros.

Como aspectos comunes a todos los países destacan:

- . la influencia, de hecho o de derecho, de los Gobiernos en el funcionamiento del sector por medio de disposiciones reglamentarias.
- . la existencia de monopolios de concesión para la distribución.
- . el control y la explotación de los sistemas de transporte.

Para demostrar la existencia de los obstáculos señalados en el punto anterior se va a analizar de forma sucinta la situación del sector eléctrico en los países comunitarios en relación a los siguientes aspectos:

- . Disposiciones reglamentarias.
- . Seguridad de suministro.
- . Regímenes de precios.
- . Impuestos a la electricidad.
- . Aspectos financieros.
- . Normativa medio ambiental.

A. Disposiciones reglamentarias.

1. Planificación global.

- . Planes Energéticos Nacionales establecidos por el Gobierno de acuerdo con las empresas eléctricas (España, Francia, Italia, Holanda).

- . Planes Energéticos Nacionales establecidos por la propia industria eléctrica con el acuerdo de la Administración (Grecia, Bélgica, Alemania).

2. Producción.

- . En manos de empresas públicas que tienen derechos exclusivos y que operan en condiciones de monopolio (Francia, Grecia, Italia, Irlanda y Portugal).
- . Sistema de autorizaciones públicas establecidas por la Administración (España, Holanda, Dinamarca y Reino Unido).
- . Obligación de notificación a las autoridades públicas (Alemania).
- . No requieren autorizaciones específicas (Bélgica y Luxemburgo).

3. Transporte.

- . Derechos exclusivos y monopolios (Francia, Grecia, Irlanda, Italia, Holanda y Portugal).
- . Autorización pública (España y Dinamarca).
- . Concesión de un derecho (Luxemburgo y Reino Unido).
- . Necesidad de declaración que las autoridades pueden rehusar (Alemania).
- . No requiere autorización (Bélgica).

4. Importación/Exportación.

- . Monopolio o derechos exclusivos con la necesidad de su aprobación por el Ministerio de Energía (España, Francia, Irlanda, Italia, Portugal, Grecia, Dinamarca y Holanda).**
- . No existen derechos exclusivos o especiales (Alemania, Bélgica, Luxemburgo y Reino Unido).**

5. Distribución.

- . Concesión de un derecho (Italia, Holanda, Luxemburgo y Reino Unido).**
- . Necesidad de autorización administrativa (España, Alemania).**
- . Derechos exclusivos (Portugal, Grecia, Irlanda y Bélgica).**

6. Autoproducción.

- . Obligación de compra de la electricidad autoproducida (España, Francia, Italia, Grecia, Portugal y Holanda).**
- . No existe obligación de compra en el resto de países.**
- . Existen reglas relativas al transporte (Francia, Italia, Grecia, Holanda, Luxemburgo y Alemania).**
- . No existe obligación de transporte en el resto de países.**

Un resumen de los regímenes de autorización administrativa para la construcción de centrales e instalaciones eléctricas existentes en los países de la CE se refleja en el Cuadro 8.1.

Cuadro 8.1. Regímenes de Autorización Administrativa en los países de la CE.

PAIS	REGIMEN DE AUTORIZACION ADMINISTRATIVA
BELGICA	<ul style="list-style-type: none"> . Permiso de Construcción (Administración Regional). . Autorización de Establecimientos Peligrosos (Administración Regional). . Autorización de Establecimientos en relación a la protección contra el peligro de radiaciones (Ministerios de Salud Pública y de Empleo y Trabajo). . Autorización de toma de agua (Administración Regional).
DINAMARCA	-
ESPAÑA	<ul style="list-style-type: none"> . Concesión de aguas (Ministerio de Obras Públicas). . Autorización de elementos electromecánicos (Ministerio de Industria y Energía). . Autorización del proyecto de ejecución (Ministerio de Industria y Energía). Para las centrales nucleares es preceptivo el informe favorable del Consejo de Seguridad Nuclear.
FRANCIA	<ul style="list-style-type: none"> . Declaración de utilidad pública (Ministerio de Industria). . Autorización de creación de centrales nucleares (Consejo de Ministros). . Autorización de toma de agua (Prefectura). . Autorización para la protección del medio ambiente (Prefectura). . Autorización de arrojar efluentes radiactivos líquidos o gaseosos (ministerial). . Concesión de obra hidráulica (Consejo de Ministros).

GRECIA

- . Autorización de construcción.
- . Autorización del Departamento de Antigüedades.
- . Autorización de la Dirección de Bosques.
- . Autorización derogatoria de construir en altura (Ministerio de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio).
- . Autorización derogatoria de construir al borde del mar (Ministerio de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio, y Ministerio de Industria, Energía y Tecnología).
- . Autorización para la gestión del agua.
- . Aprobación de la Comisión de Arquitectura.
- . Autorización de explotación. (Ministerio de Industria, Energía y Tecnología).

ITALIA

- . Autorización de la localización, construcción y explotación (Ministerio de Industria y Comercio, además de un complejo procedimiento en el que concurren varias administraciones locales y centrales, en particular el Ministerio del Medio Ambiente y de Sanidad de la región afectada).
- . Para las instalaciones hidráulicas es necesaria la concesión administrativa (Ministerio de Trabajo y Ministerio de Finanzas).

LUXEMBURGO

-

HOLANDA

- . Autorización de construcción (Municipios).
- . Autorización sobre emisiones (Regional).
- . Autorización sobre residuos sólidos (Ministerio de Medio Ambiente y Municipios).
- . Autorización para la gestión del agua (Ministerio de Transporte).

- PORTUGAL** . Autorización de centrales hidroeléctricas y gestión de agua (Ministerios de Industria y Energía, Planificación y Administración del Territorio).
- . El resto de actividades de producción únicamente están sujetas al cumplimiento de normas técnicas y de seguridad.
- ALEMANIA** . Autorización para la gestión del agua (Administración Central y Länder).
- . Autorización sobre emisiones.
- . Autorización de centrales nucleares (Administración Central y Länder).
- IRLANDA** . -
- REINO UNIDO** . Autorización de construcción (Secretario de Estado de Energía y autoridad local).

Fuente: Elaboración propia.

B. Seguridad de suministro.

1. Combustibles primarios.

- . Todos los Estados miembros diversifican los combustibles como factor primordial en la seguridad de abastecimiento.
- . La mayor parte de ellos explotan al máximo sus propios recursos buscando un equilibrio entre éstos y los combustibles importados.
- . Existe la tendencia general a minimizar el uso de derivados del petróleo para la producción de electricidad.

2. Stocks de combustibles primarios.

- . En todos los países miembros se aplica la Directiva 75/339/CEE que obliga a mantener en las centrales térmicas stocks mínimos de combustibles.

3. Obligación de suministro.

- . Existe en todos los países miembros una obligación de hecho de las empresas eléctricas en asegurar el suministro.

El Cuadro 8.2 expone la situación del acceso de las empresas eléctricas a los combustibles en los diferentes países comunitarios.

Cuadro 8.2. Acceso a las energías primarias en los países de la CE

PAIS	CARACTERISTICAS PRINCIPALES
BELGICA	Existen ayudas al carbón nacional al tener éste un precio de indiferencia con el carbón de importación.
DINAMARCA	Existe obligación de comprar gas natural a la Danish Natural Gas A/S a través de Acuerdos.
ESPAÑA	Existe apoyo al carbón nacional a través de un Convenio Marco. El carbón importado se utiliza con carácter complementario.
FRANCIA	Existen ayudas al carbón nacional al tener éste un precio de indiferencia con el carbón de importación. Esta ayuda disminuirá progresivamente hasta 1993 en que se fijará un precio de indiferencia con el combustible nuclear.

GRECIA	Existe apoyo al lignito nacional al tener preferencia sobre los demás combustibles según establece la política energética.
ITALIA	Existe un suplemento térmico en la tarifa para compensar los costes de compra de fuel.
LUXEMBURGO	No existen restricciones.
HOLANDA	No existen restricciones.
PORTUGAL	Existen ayudas al petróleo por ser la base del combustible utilizado.
ALEMANIA	Existen ayudas al carbón nacional a través de un Convenio Marco. El carbón importado está limitado por Ley, existiendo un sistema de cuotas.
IRLANDA	Existe apoyo a la turba motivado por razones de política socio-económica.
REINO UNIDO	Existe apoyo al carbón nacional a través de Acuerdos con British Coal. El carbón importado se utiliza con carácter complementario.

Fuente: Elaboración propia.

C. Regímenes de precios.

Existen grandes diferencias entre las estructuras tarifarias de los Estados miembros, aunque se vislumbra una mayor homogeneización de acuerdo a lo establecido por la Recomendación 81/924/CEE sobre las tarifas eléctricas.

Las principales características que aparecen en relación a los precios son:

- . la existencia en algunos Estados miembros de un sistema de compensación del combustible:
 - . Carbón (España, Bélgica, Alemania).
 - . Petróleo (Italia).
 - . Nuclear (Reino Unido).
- . la importante variación de los precios de la electricidad que pagan los consumidores domésticos (cautivos) en comparación con los consumidores industriales (más competitivos).

En el Cuadro 8.3 se establece una comparación de los precios medios de la electricidad (excluidos impuestos) en los sectores doméstico e industrial de los países de la CE.

Cuadro 8.3. Precios medios de la electricidad en los sectores doméstico e industrial de los países de la CE en 1988 (excluidos impuestos).

PAIS	S.INDUSTRIAL(1) (ECU/kWh)	S.DOMESTICO(2) (ECU/kWh)	(1)/(2) (%)
BELGICA	0.046	0.107	232,6
DINAMARCA	0.042	0.056	133,3
ESPAÑA	0.063	0.130	206,3
FRANCIA	0.041	0.088	214,6
GRECIA	0.052	0.070	134,6
ITALIA	0.054	0.074	137,0
LUXEMBURGO	0.055	0.093	169,1
HOLANDA	0.042	0.077	183,3
PORTUGAL	0.074	0.088	118,9
ALEMANIA	0.066	0.104	157,6
IRLANDA	0.055	0.104	189,1
REINO UNIDO	0.056	0.082	146,4

Fuente: Eurostat Elaboración propia.

D. Impuestos de la electricidad.

Existen dos tipos de impuestos que aplican a la energía eléctrica:

- . IVA, que es la tasa principal y en el que existen diferencias considerables entre los Estados miembros, desde el 0% aplicado en el Reino Unido hasta el 22% aplicado en Dinamarca.
- . Impuestos específicos que se aplican únicamente en cinco países (Dinamarca, Francia, Italia, Portugal y Alemania).

El Cuadro 8.4 refleja la situación de la imposición a la energía eléctrica en los países de la CE en 1989.

Cuadro 8.4. Impuestos a la electricidad en 1990.

PAIS	IMPUESTOS INDIRECTOS (IVA) (%)	IMPUESTOS ESPECIFICOS
BELGICA	17	-
DINAMARCA	22	33.0 Ore/kWh.
ESPAÑA	12	-
FRANCIA	5,5/18,6	Tasa municipal que oscila entre 0 y 13,2% Tasa departamental que oscila entre 0 y 4%.
GRECIA	16	-
ITALIA	9 (Doméstico) 9/19 (No doméstico)	Tasa del Estado función de la región y tipo de consumo. Tasas locales.

LUXEMBURGO	6	-
HOLANDA	18,5	-
PORTUGAL	8	Tasa de inspección que aplica a los consumos: . Doméstico=7,5 esc/mes . Industriales=37,5 esc/mes
ALEMANIA	14	Tasa de ayuda al carbón nacional variable según la región. El valor medio ha sido en 1990 del 8,4%.
IRLANDA	5	-
REINO UNIDO	0	-

Fuente: Electricity prices 1985-1990. EUROSTAT. Elaboración propia.

E. Aspectos financieros.

- . En la mayor parte de los Estados miembros las empresas eléctricas no tienen ninguna ventaja con respecto a otras industrias en relación al acceso a los mercados financieros. Sin embargo, en algunos países (Francia, Grecia, Italia y Portugal) las empresas eléctricas se benefician de tasas de interés más bajas y de las garantías del Estado para los préstamos del propio Estado o de los conseguidos en los mercados internacionales.
- . Las tasas de descuento aplicadas a la evaluación de las inversiones son fijadas por las propias empresas, aunque ciertos Gobiernos (Francia, Holanda, Portugal y Reino Unido) aconsejan a las empresas eléctricas.

- En algunos países miembros (Bélgica, Italia, España, Holanda y Reino Unido) se aplican sistemas de reparto de los ingresos cuyo propósito es el sostenimiento de ciertas fuentes de producción o combustibles específicos.

En el Cuadro 8.5 se expone la situación del sector eléctrico en los países de la CE en relación a las tasas de descuento aplicadas y a los sistemas de reparto de los ingresos.

Cuadro 8.5. Tasas de descuento aplicadas en la evaluación de inversiones y sistemas de reparto de los ingresos en los países de la CE.

PAIS	TASA DESCUENTO (%)	REPARTO DE LOS INGRESOS
BELGICA	8,6	-
DINAMARCA	5,0	-
ESPAÑA	15,8	Sistema de compensaciones de las diferentes estructuras de costes y de mercado de las empresas.
FRANCIA	8,0	-
GRECIA	10,0	-
ITALIA	5,0	Fondo generado por un suplemento térmico en la tarifa destinado a compensar los costes de compra del fuel.
LUXEMBURGO	-	-
HOLANDA	5,0	Sistema de puesta en común de los gastos para compensar las diferencias de costes de producción.
PORTUGAL	10,0	-

ALEMANIA	-	Fondo (Kohlpenning) generado por un suplemento en la tarifa para financiar el carbón nacional.
IRLANDA	-	-
REINO UNIDO	8,0	-

Fuente: Elaboración propia.

F. Normativa medio ambiental.

En el pasado, los Estados miembros establecieron diversas estrategias y opciones para la reducción de la contaminación atmosférica provocada por fuentes fijas. Entre los principales métodos adoptados se encontraban las normas de calidad del aire, la calidad del combustible, la reglamentación de su uso y las normas de emisión.

La CE adoptó en 1988 la Directiva 88/609/CEE relativa a la limitación de las emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión, cuya finalidad es conseguir un nivel mínimo de uniformidad en las normas de los Estados miembros aplicables a las nuevas centrales térmicas. Se diferencia entre:

- . Nuevas instalaciones de combustión de más de 50MW, que estarán sujetas a un procedimiento de licencia para garantizar que respetan los límites de emisión de anhídrido sulfuroso, óxidos de nitrógeno y partículas.
- . Instalaciones existentes, que deberán reducir sus emisiones de anhídrido sulfuroso y óxidos de nitrógeno a niveles inferiores a los existentes en 1980.

En cualquier caso, legislaciones nacionales más estrictas existirán conforme lo autoriza el artículo 130 del Tratado CEE.

Para las instalaciones de combustión inferiores a 50MW se está preparando una legislación comunitaria. Estas pequeñas instalaciones no están sometidas a normas estrictas nada más que en Alemania y Holanda.

Es importante destacar el hecho de que no existen normas para controlar las emisiones de anhídrido carbónico.

Cuadro 8.6. Reducción de emisiones de anhídrido sulfuroso para las instalaciones existentes.

Estado miembro	Emisiones de SO ₂ (kt)	% Reducción sobre emisiones de 1980		
		1993	1998	2003
Bélgica	530	- 40	- 60	- 70
Dinamarca	323	- 34	- 56	- 67
R.F.A.	2.225	- 40	- 60	- 70
Grecia	303	6	6	6
España	2.290	0	- 24	- 37
Francia	1.910	- 40	- 60	- 70
Irlanda	99	25	25	25
Italia	2.450	- 27	- 39	- 63
Luxemburgo	3	- 40	- 50	- 60
Países Bajos	299	- 40	- 60	- 70
Portugal	115	102	135	79
Reino Unido	3.883	- 20	- 40	- 60

Fuente: Directiva 88/609/CEE.

Cuadro 8.7. Reducción de emisiones de óxidos nitrosos para las instalaciones existentes.

Estado miembro	Emisiones de NOx (kt)	% Reducción sobre emisiones de 1980	
		1993	1998
Bélgica	110	- 20	- 40
Dinamarca	124	- 3	- 35
R.F.A.	870	- 20	- 40
Grecia	36	94	94
España	366	1	- 24
Francia	400	- 20	- 40
Irlanda	28	79	79
Italia	580	- 2	- 26
Luxemburgo	3	- 20	- 40
Países Bajos	122	- 20	- 40
Portugal	23	157	178
Reino Unido	1.016	- 15	- 30

Fuente: Directiva 88/609/CEE.

Cuadro 8.8. Valores límite de emisión de anhídrido sulfuroso para nuevas instalaciones. Combustibles sólidos.

Fuente: Directiva 88/609/CEE.

Cuadro 8.9. Valores límite de emisiones de anhídrido sulfuroso para nuevas instalaciones. Combustibles líquidos.

Fuente: Directiva 88/609/CEE.

Cuadro 8.10. Valores límite de emisiones de anhídrido sulfuroso para nuevas instalaciones. Combustibles gaseosos.

Tipo de combustible	Valores límite de emisión (mg/Nm)
Combustibles gaseosos en general	35
Gas licuado	5
Gases de bajo valor calorífico procedentes de la gasificación de residuos de refinería, gas de hornos de coke, gas de altos hornos	800
Gas procedente de la gasificación del carbón	(1)

(1) Pendiente de fijar por el Consejo.

Fuente: Directiva 88/609/CEE.

Cuadro 8.11.Valores límite de emisión de óxidos de nitrógeno para nuevas instalaciones.

Tipo de combustible	Valores límite de emisión (mg/Nm)
Sólido en general	650
Sólido con menos de 10% volátil	1.300
Líquido	450
Gaseoso	350

Fuente: Directiva 88/609/CEE.

Cuadro 8.12.Valores límites de emisión de cenizas para nuevas instalaciones.

Tipo de combustible	Capacidad térmica (MW th)	Valores límite de emisión (mg/Nm)
Sólido	≥ 500	50
	< 500	100
Líquido	toda la instalación	50
Gaseoso	toda la instalación	5 como norma general, pero 10 para gas de altos hornos 50 para gases producidos por la industria siderúrgica que puede tener otros usos.

Fuente: Directiva 88/609/CEE.

8.5. Las acciones emprendidas en la construcción del mercado interior de la energía eléctrica.

8.5.1. El proceso de liberalización.

Con la perspectiva del tiempo transcurrido desde la adopción por la Comisión del documento COM (88) 238, se puede afirmar que existe un fuerte compromiso en el proceso de liberalización del sector de la energía eléctrica. Este compromiso se pone de manifiesto si se analizan las transformaciones que se están produciendo en diferentes Estados miembros:

- . BELGICA. Las tres más importantes empresas eléctricas se han reorganizado en una única sociedad para adaptarse al ambiente más competitivo que resultará del Mercado Único.
- . ESPAÑA. Está en fase de reestructuración el sector eléctrico dirigido hacia una mayor concentración de la producción y la desmembración de las empresas verticales.
- . FRANCIA. La empresa EDF está incrementando sus actividades comerciales y tiene previsto otorgar mayor autonomía a los centros de distribución.
- . ITALIA. Se está reflexionando sobre la posibilidad de desnacionalizar una parte de la empresa pública ENEL.
- . HOLANDA. Se ha adoptado una nueva reglamentación en la que se contemplan las siguientes acciones:
 - . Concentración de la producción en cuatro empresas.
 - . Posibilidad para los grandes consumidores industriales de suministrarse del exterior.

- . Disposiciones sobre el acceso de terceros a la red.
- . PORTUGAL. Se está iniciando un proceso de privatización unido a la separación física de las actividades de producción, transporte y distribución de energía eléctrica.
- . ALEMANIA. Se están llevando a cabo ciertas acciones en favor de una cierta liberalización con la posibilidad de sincronizar la duración de los contratos de concesión y demarcación, y de flexibilizar las disposiciones sobre el acceso de terceros a la red.
- . REINO UNIDO. Ha realizado una privatización del sector eléctrico con el objetivo de introducir una mayor competencia, y ha separado las actividades de producción, transporte y distribución en diferentes empresas.

Desde el punto de vista de las asociaciones empresariales, el planteamiento de la liberalización del sector eléctrico está siendo objeto de numerosos análisis y comentarios. Entre las acciones más significativas se pueden citar:

- . Constitución del organismo IFIEL EUROPA (Federación Internacional de Consumidores Industriales de Energía) para defender los intereses de los grandes consumidores industriales.
- . Constitución de la entidad EURELECTRIC por las empresas eléctricas de los países comunitarios, con el objetivo de incrementar y optimizar los intercambios de electricidad y mejorar la concertación sobre las inversiones eléctricas.

8.5.2. Acciones específicas de la Comisión.

De los estudios realizados por los servicios de la Comisión se ha concluido que el coste de la no realización de Europa en el sector eléctrico o, dicho de otra forma, el potencial económico de ahorro que se puede obtener de una mayor integración del sector eléctrico comunitario es de alrededor de 70.000 millones de ECUS en su valor actual en el período 1992-2010 ²².

Esta mayor integración se puede obtener mediante una planificación y explotación más eficaz de los sistemas, pues tan sólo una utilización más eficiente del sistema permite ahorros en concepto de inversiones equivalentes a un tercio de los que, en caso contrario, se necesitarían hasta finales de siglo.

Cuadro 8.13. Estimación de los beneficios anuales derivados de una mayor integración.

	1992	2000	2010
Millones de ECUS	1,3	2,3 - 5,3	6 - 13
% de los costes operativos	6	7 - 16	12

Fuente: Comisión de la CE.

²² COM (89) 336 final. Bruselas, 3 Octubre 1989.

Estos beneficios comprenden:

- . una mejora de los intercambios a corto plazo (spot, por horas, estacionales, etc.)
- . una disminución de las inversiones en capacidades nuevas o de sustitución.
- . una mayor fiabilidad de los sistemas.

En términos eléctricos, el ahorro de inversiones en capacidad se traduce en unos 13 GW hasta el año 2000, con una posible ampliación entre 12 y 15 GW en caso de mayor integración.

Teniendo presente estas posibilidades, la Comisión adoptó las siguientes líneas directrices:

- . Directiva 90/377/CEE sobre transparencia de precios de gas y electricidad a los consumidores industriales.
- . Directiva 90/547/CEE relativa al tránsito de electricidad por las grandes redes.
- . Propuesta de Reglamento relativa a las inversiones de interés comunitario en los sectores del petróleo, del gas natural y de la electricidad.

1. Directiva 90/377/CEE de 29 de junio de 1990 ²³.

Establece que las empresas eléctricas deben comunicar a la Oficina Estadística de las Comunidades Europeas (OECE) la siguiente información:

²³ DOCE L 185 del 17 de Julio 1990, pág. 16.

- . los precios y las condiciones de venta aplicables a los consumidores industriales finales de electricidad.
- . los sistemas de precios vigentes.
- . la distribución de los consumidores y de los volúmenes correspondientes por categorías de consumo.

Las dos primeras informaciones se deben comunicar semestralmente (1 de enero y 1 de julio de cada año) y la tercera cada dos años, mientras que su publicación se realizará a más tardar cinco meses después de que se haya efectuado la recopilación de datos, los cuales están sometidos a confidencialidad. La Directiva cubre a todos los consumidores industriales hasta una potencia instalada de 75 MW con un consumo no superior a 650 GWh.

2. Directiva 90/547/CEE de 29 de octubre de 1990 ²⁴ .

Esta Directiva establece el marco comunitario que aplica a los intercambios de electricidad que se realicen entre las grandes redes de transporte de alta tensión y cumplan:

- . La red de origen o de destino final esté situada en el territorio de la CE.
- . El transporte implique el cruce de al menos una frontera intracomunitaria.
- . El transporte se efectúe por la empresa o empresas responsables en cada Estado miembro de la gestión de la red de transporte.

Asimismo, se especifica que las condiciones de tránsito deben cumplir las normas del Tratado CEE:

²⁴ DOCE L 313 del 13 Noviembre 1990, pág. 30

- . equitativas y no discriminatorias para las partes interesadas.
- . no incluir disposiciones abusivas o restricciones injustificadas.
- . no poner en peligro la seguridad del suministro ni la calidad del servicio.
- . tener en cuenta la óptima utilización de las capacidades de reserva y la explotación óptima de los sistemas existentes.

Con esta normativa se persigue incrementar los intercambios de electricidad sin descuidar las condiciones de seguridad y calidad del suministro, pues como se puso de manifiesto con anterioridad dicho aumento reduce los gastos de inversión y de combustibles en el marco de una utilización óptima de los medios de producción y de las infraestructuras.

Como se aprecia en el Cuadro 8.14, el volumen de intercambios de electricidad de los países de la CE (entre ellos y con terceros países) fue en 1989 el 11,2% del consumo de electricidad, cifra que puede aumentarse como lo demuestra el valor que representa el porcentaje entre la máxima potencia de intercambio producida entre países en 1989 y la capacidad real teórica de las respectivas interconexiones (Cuadro 8.15).

Cuadro 8.14. Intercambios de electricidad en 1989.

País	Intercambios (GWh)	Consumo (GWh)	% Intercambios sobre consumo
BELGICA	12.547	64.929	19,3
DINAMARCA	13.861	32.495	42,7
ESPAÑA	7.252	144.768	5,0
FRANCIA	55.598	363.761	15,3
GRECIA	1.648	34.730	4,8
ITALIA	35.003	244.592	14,3
LUXEMBURGO	5.293	5.204	101,7
HOLANDA	11.099	78.071	14,1
PORTUGAL	3.709	26.692	13,9
R.F.A.	39.133	439.949	8,9
IRLANDA	-	13.944	-
REINO UNIDO	13.210	324.858	4,1
TOTAL	198.353	1.773.993	11,2

Fuente: UCPTE y EUROSTAT - Energy 1991.

Cuadro 8.15. Capacidad de intercambio entre países y máxima potencia de intercambio en 1989.

Interconexión entre países	Capacidad Nominal MVA	Capacidad Real teórica MVA	Máxima Potencia MW	% sobre capacidad real teórica
RFA-HOLANDA	5.145	4.245	1.850	43,6
BELGICA-HOLANDA	5.940	4.740	1.500	31,6
BELGICA-LUXEMBURGO	400	400	170	42,5
BELGICA-FRANCIA	3.440	3.340	1.700	50,9
RFA-FRANCIA	5.075	5.075	1.800	35,5
FRANCIA-ITALIA	4.440	4.290	3.850	89,8
FRANCIA-ESPAÑA	2.950	2.950	1.350	45,8
RFA-DINAMARCA	2.040	1.275	700	54,9
RFA-LUXEMBURGO	3.460	2.215	1.300	58,7
FRANCIA-U.K.	2.000	2.000	2.000	100,0
ESPAÑA-PORTUGAL	2.200	2.200	800	36,4
PAISES CE	37.090	32.730	17.020	52,0
FRANCIA-SUIZA	5.460	5.460	2.350	43,1
RFA-SUIZA	11.450	8.550	3.250	38,0
RFA-AUSTRIA	8.800	7.170	2.850	39,8
ITALIA-SUIZA	4.010	3.900	2.950	75,6
ITALIA-AUSTRIA	285	285	350	122,8
ITALIA-YUGOSLAVIA	1.975	1.975	850	43,1
GRECIA-YUGOSLAVIA	1.300	750	400	53,3

GRECIA-ALBANIA	1.400	250	250	100,0
GRECIA-BULGARIA	1.400	1.400	200	14,3
DINAMARCA-NORUEGA	510	510		
DINAMARCA-SUECIA	1.260	1.260		
CE-TERCEROS	37.850	31.510	13.450	42,7

Fuente: Elaboración propia.

3. Propuesta de Reglamento relativa a las inversiones de interés comunitario en los sectores del petróleo, del gas natural y de la electricidad ²⁵.

Esta propuesta intenta modificar el Reglamento 1056/72 y tiene por objeto:

- permitir que la Comisión conozca desde la fase de viabilidad, los proyectos de inversión en instalaciones de producción superiores a 200MW.
- proporcionarle la posibilidad de informar a los demás Estados miembros de los aspectos de las inversiones que tengan interés comunitario.
- permitirle organizar una concertación flexible entre los Estados miembros interesados a fin de buscar la máxima coherencia posible de las grandes inversiones previstas.
- permitir al responsable de la inversión que adopte su decisión definitiva de autorización de dichas inversiones teniendo presente el interés comunitario.

²⁵ COM (89) 335 final. Bruselas, 15 Septiembre 1989.

Hasta hoy no ha habido el suficiente acuerdo en el seno del Consejo de Energía por parte de los Estados miembros que recelan de una excesiva intromisión en un aspecto que es considerado estratégico. Por tanto, continúan las discusiones para su posible aprobación en un futuro próximo.

8.5.3. Acciones inmediatas de la Comisión.

La Comisión de la CE tiene la intención de abrir aquellos mercados que hasta ahora han estado fuertemente regulados por los gobiernos, entre los que se encuentra el sector de la electricidad. Entre las razones que apoyan esta intención se encuentra la que dice:

"Donde los monopolios todavía existen con la ayuda y protección de derechos especiales o exclusivos concedidos por los Gobiernos, el comercio no puede fluir libremente y no puede haber una competencia efectiva" ²⁶ .

Por ello, la Comisión va a exigir a dichos monopolios que justifiquen su existencia si quieren ser permitidos. Únicamente podrán existir si son absolutamente necesarios para suministrar un servicio público que el mercado es incapaz de proporcionar. En caso contrario, deberán ser sometidos a la competencia.

En relación al sector eléctrico es manifiesta la existencia de derechos exclusivos para la importación/exportación de electricidad, no existiendo razones que justifiquen el por qué tan solo una empresa por país sea la encargada de importar y exportar electricidad. Además, es necesario abrir las redes a aquellos que deseen utilizarlas incluso si no son propietarios de las mismas.

No obstante, un cierto nivel de armonización de las normas técnicas es necesario para abrir las redes a una competencia pues, a modo de ejemplo, una competencia sería difícil si cada país continua utilizando diferentes tipos de enchufes.

²⁶ Conferencia de Sir Leon Brittain. Sheffield, 5 Abril 1991.

En la perspectiva de una mayor competencia en el sector eléctrico, la Comisión está desarrollando diversas acciones que se concretan en:

- . Proyecto de Directiva relativa a la competencia en los mercados de la electricidad.
 - . Proyecto de Directiva relativa al acceso a la red por terceros (TPA).
1. Proyecto de Directiva relativa a la competencia en los mercados de la electricidad.

Este proyecto de Directiva tiene el siguiente contenido:

- . Suprime los derechos exclusivos de producción y reconoce el derecho de construir, explotar, comprar o vender instalaciones de producción de electricidad para el uso propio, la venta a terceros o el suministro público.
- . Suprime los derechos exclusivos o especiales de importación o exportación de electricidad.
- . Suprime los derechos exclusivos o especiales para la construcción de líneas de transporte y distribución, debiendo permitirse la construcción, explotación, compra y venta de líneas en los siguientes casos:
 - . insuficiencia de la capacidad disponible.
 - . la red no satisfaga las necesidades de transporte o distribución porque los gestores rechacen la construcción de nuevas líneas o impongan plazos o condiciones financieras no razonables.
 - . la demanda de transporte sea rechazada o dejada sin respuesta de manera injustificada.

- . Se impone el acceso de terceros a la red, suprimiendo los derechos especiales o exclusivos de explotación de redes, sobre la base de condiciones públicas, objetivas y no discriminatorias para:
 - . las empresas que produzcan electricidad para sus propias instalaciones o las de sus filiales, o para ser vendida a compañías distribuidoras o a otros suministradores o consumidores cuyo consumo anual sea superior a 5GWh.
 - . los consumidores o compañías distribuidoras cuyo consumo anual individual sea superior a 5GWh.
- . Se establece el mismo régimen para el uso de líneas directas.
- . Suprime los derechos especiales o exclusivos de conexión con los sistemas de transporte y distribución, de las instalaciones de generación, instalaciones pertenecientes a los consumidores y líneas independientes.
- . Establece que una entidad independiente de los gestores de la red y de las empresas y organismos que concurren en el mercado eléctrico de los Estados miembros, defina los procedimientos de autorización, las formalidades para la importación y la exportación, y la vigilancia del ejercicio de construcción de líneas y acceso a la red.
- . Contiene una cláusula de salvaguardia a aplicar en caso de situaciones de crisis o fuerza mayor que amenacen de forma grave e inmediata la fiabilidad del sistema.

2. Proyecto de Directiva relativa al acceso a la red por terceros (TPA).

Este proyecto de Directiva tiene el siguiente contenido:

- . El sector eléctrico debe funcionar de acuerdo con los principios comerciales normales, y cualquier obligación impuesta por razones de política social debe ser transparente.
- . Los productores y consumidores de electricidad deben tener acceso a las redes de transporte y distribución sin discriminación, pero sujetos a la viabilidad y capacidad de la red.
- . El sistema de transporte debe estar sometido a una gestión centralizada de control que actuará de manera objetiva, transparente y no discriminatoria, incluyendo la aprobación de conexiones, tarifas por servicios y dispatching en las instalaciones de generación.
- . El sistema de distribución debe designar a un operador para su aplicación.
- . Las condiciones de acceso a las redes de transporte y distribución se definirán por referencias a normas o estándares europeos o internacionales.
- . Las funciones de transporte y distribución deben llevar contabilidad separada a efectos de asegurar la transparencia y no discriminación.
- . Las tarifas por el uso del sistema de transporte y distribución deben ser transparentes.
- . Después del 31 de diciembre de 1995 las tarifas para la venta o suministro de electricidad no podrán ser fijadas por el Gobierno.

RESUMEN DEL CONTENIDO DEL ARTICULADO DE LAS DIRECTIVAS D. 90.3 Y D. 100A

D. 90.3	D. 100A
REGIMEN COMERCIAL	
	<p>Art. 3.1 Los Estados miembros deben asegurar que las empresas eléctricas operen bajo principios comerciales y sin discriminaciones.</p> <p>Art. 3.2 A partir del 31/12/95 los Estados miembros no establecerán, aprobarán, influenciarán o regularán las tarifas eléctricas, salvo las excepciones del Art. 3.4. (clientes indigentes, protección de áreas rurales).</p>
GENERACION	
<p>Art. 2 Suprime los derechos exclusivos de producción, debiendo reconocerse a los operadores económicos interesados el derecho a construir, explotar, comprar o vender instalaciones de producción de electricidad para uso propio, venta a terceros o suministro público.</p>	<p>Art. 4.1 Los Estados miembros deberán permitir a las empresas establecidas en la Comunidad, construir, operar, comprar o vender instalaciones de generación.</p> <p>Art. 4.2 Los criterios para la concesión de una licencia, objetivos y no discriminatorios, se refieren exclusivamente a aspectos generales para cualquier industria.</p> <p>Se admite, sin embargo, por razones de política medio-ambiental y de seguridad de suministro, la aplicación de criterios restrictivos sobre la fuente de energía primaria utilizada en generación.</p>
IMPORTACION/EXPORTACION	
<p>Art. 3 Suprime los derechos exclusivos o especiales de importación y exportación de electricidad.</p>	
CONSTRUCCION/EXPLOTACION DE LINEAS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCION	
<p>Art. 4 Suprime los derechos exclusivos sobre la construcción, explotación, compra y venta de las nuevas líneas de transporte y distribución de electricidad en casos de insuficiencia, condiciones irrazonables de los gestores de la red o rechazo, expreso o tácito, de la demanda de uso.</p>	<p>Art. 5 Los Estados miembros deberán garantizar la concesión de licencias para la construcción o operación de líneas, cuando no existe capacidad disponible en las redes de transporte y distribución.</p> <p>Repite los criterios generales señalados para la concesión de licencias de generación, añadiendo el derecho de expropiación.</p>

ACCESO A TERCEROS

Art. 5 A los Estados miembros que mantienen derechos exclusivos o especiales para las redes de transporte y distribución de electricidad, que existan sobre su territorio, les impone:

- El acceso de terceros a la red sobre la base de condiciones públicas, objetivas y no discriminatorias, para las empresas que produzcan electricidad para consumo propio o venta a distribuidores, otros generadores o usuarios cuyo consumo sea superior a 5 GWh/año. Así mismo, para consumidores o distribuidores cuyo consumo individual sea superior a 5 GWh/año.
- El uso de líneas directas con los mismos condicionantes que el apartado anterior.

Art. 6 Los Estados miembros asegurarán el que productores, distribuidores y consumidores establecidos en su territorio, bien a través de línea directa o a través del uso del sistema interconectado, y sujeto a acuerdos con los operadores de los sistemas de transporte y distribución, podrán suministrar o contratar, comprar o ser suministrados por/a otros operadores económicos situados en el mismo Estado miembro o en otro Estado. Para los distribuidores y consumidores esta libertad se limita, hasta el 31/12/95, a aquéllos cuyo consumo anual excede de 5 GWh.

CONEXION A LAS REDES

Art. 6 Suprime los derechos especiales o exclusivos de conexión con los sistemas de transmisión y distribución de las instalaciones de generación, instalaciones pertenecientes a los consumidores y líneas independientes propiedad de terceros.

Art. 13 (transporte) y 20 (distribución)
Los usuarios actuales o potenciales de los sistemas podrán solicitar del correspondiente operador un acuerdo para la conexión y/o uso del sistema interconectado.

El operador deberá hacer las propuestas para tal acuerdo, salvo que el mismo perjudicara el cumplimiento de sus obligaciones.

OPERADOR DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

Nota = El Art. 9 cita, indirectamente, la misión de interés económico general que los Estados han confiado a un organismo eléctrico.

Arts. 7y8 Los Estados miembros designarán (o requerirán a las empresas involucradas para que lo hagan) un operador del sistema de transporte, que tendrá la obligación en un área dada de operar (de forma segura, fiable y eficiente), mantener y desarrollar (incluida la construcción de nuevas capacidades) el sistema de transporte y sus interconexiones con otros sistemas.

El operador del sistema no podrá ser una empresa (o división) de generación o distribución y no podrá comprar o vender energía.

Art. 11 El operador del sistema deberá publicar unas Normas Técnicas que deberán ser aprobadas por cada Estado miembro.

Art. 12 El operador del sistema de transporte será responsable del dispatching en su área. El criterio para el dispatching se basará en la precedencia económica de la electricidad, con dos excepciones: dará preferencia a las unidades que no excedan de 25 Mw (supuesto que usan energías renovables) y a aquéllas que usando recursos primarios nacionales, por razones de seguridad de suministro, determinen los Estados miembros, no excediendo del 20% del total de la energía primaria necesaria (a partir del 31/12/2000 este porcentaje baja al 15%).

OPERADOR DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION

Nota = La misma que para transporte

Art. 15.1 Los Estados miembros designarán (o requerirán a las empresas involucradas para que lo hagan) un operador del sistema de distribución que tendrá la obligación, en un área dada, de operar (de forma segura, fiable y eficiente), mantener y desarrollar (incluida la construcción de nuevas capacidades) el sistema de distribución y sus interconexiones con otros sistemas.

Art. 15.2 Los Estados miembros podrán imponer al operador de un sistema de distribución la obligación de suministrar a los usuarios de un área dada que no hayan ejercido su derecho de ser suministrados por otro suministrador.

A este respecto los Estados miembros definirán los derechos y obligaciones del operador y sus clientes, incluyendo el tiempo de preaviso mínimo para un cliente que desea finalizar el servicio con el operador (no mayor de tres meses) y para el que desea reanudar el suministro (no mayor de seis meses).

Art. 16.4 El operador del sistema no podrá hacer discriminaciones entre usuarios, incluidas sus propias necesidades.

Art. 19 El operador del sistema deberá publicar unas Normas Técnicas que deberán ser aprobadas por cada Estado miembro.

UNBUNDLING Y TRANSPARENCIA

Arts. 22 y 23

Los Estados miembros asegurarán que las empresas verticalmente integradas organicen sus actividades de generación, transporte y distribución por divisiones separadas, que en su contabilidad interna mantengan cuentas separadas para cada división, como si se tratara de compañías independientes, y que publiquen balances y cuentas de pérdidas y ganancias separadas.

Las empresas (y divisiones) de distribución distinguirán en sus cuentas los costes de suministro de energía de los de distribución y las ventas industriales de las domésticas.

PROCEDIMIENTOS DE AUTORIZACION Y VIGILANCIA

Art. 7 Impone que una Entidad independiente de los gestores de las redes y de las distintas empresas y organismos del mercado eléctrico sea la que defina los procedimientos de autorización o de declaración y la vigilancia de los derechos reconocidos en el articulado.

PROTECCION DEL USUARIO

Art. 27 Los Estados miembros establecerán un Comité de usuarios que será consultado en todos los aspectos que deriven de la aplicación de la directiva.

SALVAGUARDIAS Y LITIGIOS

Art. 9 Contiene una cláusula de salvaguardia por la que en casos de crisis o fuerza mayor se puedan derogar o limitar las disposiciones de la directiva.

Art. 24 Establece salvaguardias en caso de crisis, fijando que las medidas adoptadas deben ser las mínimas imprescindibles.

Arts. 25 y 26

Los Estados miembros establecerán un procedimiento para la resolución de litigios. Para los litigios inter-Estados se fija un procedimiento de arbitraje.

8.5.4. Orientaciones tendentes a la realización progresiva del mercado unificado de la electricidad.

La Comisión de la CE ha adoptado unas orientaciones con el fin de alcanzar la realización del mercado interior de la electricidad. Estas orientaciones prevén un planteamiento en tres etapas basadas en los siguientes principios generales:

- . Gestión progresiva, con el fin de permitir a los operadores un ajuste flexible y ordenado a su nuevo entorno, sin que provoque incertidumbres para los inversores.
- . Permitir la negociación comercial entre las empresas responsables.

Las etapas que establece la Comisión son:

1. Primera etapa. Aplicación de las Directivas de tránsito de electricidad y transparencia de precios.
2. Segunda etapa. A entrar en vigor el 1 de enero de 1993, introduciría nuevos elementos de liberalización y se caracterizará por:
 - . Derogación de los derechos exclusivos de producción de electricidad y de construcción de instalaciones eléctricas.
 - . Puesta en práctica de un esquema limitado de acceso de terceros a la red (TPA), que afectará a los grandes consumidores y a las compañías de distribución.

Para garantizar la transparencia de las operaciones y el respeto de las estructuras de propiedad, las sociedades verticalmente integradas deberán separar la gestión de las actividades de producción, transporte y

distribución. En esta etapa, los Estados miembros mantendrán el poder de reglamentación en las tarifas del TPA, en la amplitud y naturaleza de los derechos de las compañías de distribución y sus obligaciones de servicio público y en la concesión de autorizaciones para la construcción de centrales e instalaciones eléctricas.

3. Tercera etapa. A entrar en vigor el 1 de enero de 1996, implicaría una modulación de todos los criterios expuestos.

ANEXO 8.1

MEDIDAS LEGISLATIVAS DE POLITICA ENERGETICA APROBADAS EN EL PERIODO 1957-1973

MEDIDAS LEGISLATIVAS DE POLITICA ENERGETICA APROBADAS EN EL PERIODO 1957 - 1973.

AÑO	Medidas Legislativas
1964	<p>Protocolo de acuerdo relativo a los problemas energéticos alcanzado entre los gobiernos de los Estados miembros de las Comunidades Europeas, con motivo de la 94 sesión del Consejo especial de ministros de la CECA celebrada el 21 de abril de 1964 en Luxemburgo.</p> <p>(DOCE P 069 del 30.4.64, pág. 1099).</p>
1968	<p>Decisión del Consejo 68/416/CEE de 20.12.68, relativa a la celebración y ejecución de los acuerdos intergubernamentales especiales relativos a la obligación de los Estados miembros de mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo y/o productos petrolíferos.</p> <p>(DOCE L 308 del 23.12.68, pág. 19).</p> <p>Directiva del Consejo 68/414/CEE de 20.12.68, por la que se obliga a los Estados miembros de la CE a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo y/o productos petrolíferos.</p> <p>(DOCE L 308 del 23.12.68, pág. 14, y modificada por la Directiva 72/425/CEE, DOCE L 291 del 28.12.72, pág. 154).</p>

- 1972** Reglamento CEE nº 1055/72 del Consejo de 18.5.72, relativo a la comunicación a la Comisión de las importaciones de hidrocarburos.

(DOCE L 120 del 25.5.72, pág. 3 aplicado por el Reglamento 1068/73 DOCE L 113 del 28.4.73, pág. 1 y extendido por el Reglamento 3254/74 DOCE L 349 del 28.12.74, pág. 1).

Reglamento CEE nº 1056/72 del Consejo de 18.5.72, relativo a la comunicación a la Comisión de los proyectos de inversión de interés comunitario en los sectores del petróleo, del gas natural y de la electricidad.

(DOCE L 120 del 25.5.72, pág. 7, modificado por el Reglamento 1215/76 DOCE L 140 del 28.5.76, pág.1, aplicado por el Reglamento 3025/77 DOCE L 358 del 31.12.77, pág. 12).

- 1973** Directiva del Consejo 73/238/CEE del 24.7.73, relativa a las medidas destinadas a atenuar los efectos producidos por las dificultades de abastecimiento de petróleo crudo y productos petrolíferos.

(DOCE L 228 del 16.8.73, pág. 1).

ANEXO 8.2.

**MEDIDAS LEGISLATIVAS DE POLITICA ENERGETICA
APROBADAS EN EL PERIODO 1974-1980**

MEDIDAS LEGISLATIVAS DE POLITICA ENERGETICA APROBADAS EN EL PERIODO 1974 - 1980.

AÑO	Medidas legislativas
1974	<p>Reglamento CEE nº 3254/74 del Consejo de 17.12.74, sobre la aplicación del Reglamento CEE nº 1055/72, relativo a la comunicación a la Comisión de las importaciones de hidrocarburos, a los productos petrolíferos de las subpartidas 27.10 A, B, CI y CII del arancel aduanero común.</p> <p>(DOCE L 349 del 28.12.74, pág.1, aplicado por el Reglamento 2677/75 DOCE L 275 del 27.10.75, pág. 1).</p>
1975	<p>Resolución del Consejo de 17.9.74, relativa a la nueva estrategia de política energética para la Comunidad.</p> <p>(DOCE C 153 del 9.7.75, pág. 1).</p> <p>Resolución del Consejo de 17.12.74, relativa a los objetivos comunitarios de política energética para 1985.</p> <p>(DOCE C 153 del 9.7.75, pág. 2).</p> <p>Resolución del Consejo de 13.2.75, relativa a los medios que deben aplicarse para alcanzar los objetivos de la política energética comunitaria adoptados por el Consejo el 17.12.74.</p> <p>(DOCE C 153 del 9.7.75, pág, 6).</p> <p>Resolución del Consejo de 3.3.75, sobre la energía y el medio ambiente.</p> <p>(DOCE C 168 del 25.7.75, pág. 2).</p>

Resolución del Consejo de 17.12.74, relativa al programa de acción comunitaria en el ámbito del uso racional de la energía.

(DOCE C 153 del 9.7.75, pág. 5).

- 1975 Reglamento CEE nº 388/75 del Consejo de 13.2.75, relativo a la comunicación a la Comisión de las exportaciones de hidrocarburos con destino a terceros países.

(DOCE L 045 del 19.2.75, pág.1, aplicado por el Reglamento 2678/75 DOCE L 275 del 27.10.75, pág. 8).

Reglamento CEE nº 2678/75 de la Comisión de 6.10.75, por el que se aplica el Reglamento CEE nº 388/75 del Consejo de 13.2.75 relativo a la Comunicación a la Comisión de las exportaciones de hidrocarburos con destino a terceros países.

(DOCE L 275 del 27.10.75, pág. 8).

- 1976 Reglamento CEE nº 1729/76 del Consejo de 21.6.76, relativo a la comunicación de informaciones sobre la situación del abastecimiento de energía de la Comunidad.

(DOCE L 198 del 23.7.76, pág. 1).

Recomendación del Consejo 76/492/CEE de 4.5.76, relativa al uso racional de la energía mediante la promoción del aislamiento térmico de los edificios.

(DOCE L 140 del 28.5.76, pág. 11).

1976 Recomendación del Consejo 76/493/CEE de 4.5.76, relativa al uso racional de la energía en las instalaciones de calefacción en funcionamiento de los edificios.

(DOCE L 140 del 28.5.76, pág. 12).

Recomendación del Consejo 76/494/CEE de 4.5.76, relativa al uso racional de la energía consumida por los vehículos de carretera mediante una mejora de los hábitos de conducción.

(DOCE L 140 del 28.5.76, pág. 14).

Recomendación del Consejo 76/495/CEE de 4.5.76, relativa al uso racional de la energía consumida en el transporte urbano de pasajeros.

(DOCE L 140 del 28.5.76, pág. 16).

Recomendación del Consejo 76/496/CEE de 4.5.76., relativa al uso racional de la energía en los aparatos electrodomésticos.

(DOCE L 140 del 28.5.76., pág. 18)

Directiva del Consejo 76/491/CEE de 4.5.76, relativa a un procedimiento comunitario de información y consulta de los precios del petróleo crudo y de los productos petrolíferos en la Comunidad.

(DOCE L 140 del 28.5.76, pág. 4, aplicada por la Decisión 77/190 DOCE L 061 del 5.3.77, pág. 34).

1977 Reglamento CEE nº 3025/77 de la Comisión de 23.12.77, por el que se aplica el Reglamento CEE nº 1056/72 relativo a la comunicación a la Comisión de los proyectos de inversión de interés comunitario en los sectores del petróleo, del gas natural y de la electricidad.

(DOCE L 358 del 31.12.77, pág. 12).

Recomendación del Consejo 77/712/CEE de 25.10.77, relativa a la regulación de la calefacción, la producción de agua caliente sanitaria y la medición de las cantidades de calor en los inmuebles de nueva construcción.

(DOCE L 295 del 18.11.77, pág. 1).

Recomendación del Consejo 77/713/CEE de 25.10.77, relativa al uso racional de la energía en las empresas industriales.

(DOCE L 295 del 18.11.77, pág. 3).

Decisión del Consejo 77/706/CEE de 7.11.77, por la que se establece un objetivo comunitario de reducción del consumo de energía primaria en caso de dificultades en el abastecimiento de petróleo crudo y productos petrolíferos.

(DOCE L 292 del 16.11.77, pág. 9, aplicada por la Decisión 79/639 DOCE L 183 del 19.7.79, pág. 1).

Decisión del Consejo 77/186/CEE de 14.2.77, relativa a la exportación de petróleo crudo y de productos petrolíferos de un Estado miembro a otro en caso de dificultades de abastecimiento.

(DOCE L 061 del 5.3.77, pág. 23, modificada por la Decisión 79/879 DOCE L 270 del 27.10.79, pág. 58).

Decisión de la Comisión 77/190/CEE de 26.1.77, por la que se aplica la Directiva 76/491/CEE relativa a un procedimiento comunitario de información y consulta de los precios del petróleo crudo y de los productos petrolíferos en la Comunidad.

(DOCE L 061 del 5.3.77, pág. 34, modificada por las decisiones: 79/607 DOCE L 170 del 9.7.79, pág. 1. 80/983 DOCE L 291 del 25.10.80, pág. 26 y 81/883 DOCE L 324 del 12.11.81, pág. 19).

Recomendación del Consejo 77/714 CEE de 25.10.77, relativa a la creación de órganos o comités consultivos en los Estados miembros con objeto de promover la producción combinada de calor y de fuerza, así como la valorización del calor residual.

(DOCE L 295 del 18.11.77, pág. 5).

1978 Directiva del Consejo 78/170/CEE de 13.2.78, relativa a las prestaciones de los generadores de calor utilizados para calefacción de locales y producción de agua caliente en inmuebles no industriales nuevos o existentes, así como al aislamiento de la distribución de calor y agua caliente en inmuebles nuevos no industriales.

(DOCE L 052 del 23.2.78, pág. 32, modificada por la Directiva 82/885 DOCE L 378 del 31.12.82, pág. 19).

Decisión de la Comisión 78/890/CEE de 28.9.78, por la que se aplica la Decisión 77/186/CEE del Consejo relativa a la exportación de petróleo crudo y de productos petrolíferos de un Estado miembro a otro en caso de dificultades de abastecimiento.

(DOCE L 311 del 4.11.78, pág. 13).

1979 Recomendación del Consejo 79/167/CECA, CEE, EURATOM de 5.2.79, relativa a la reducción de la demanda de energía de los edificios en la Comunidad.

(DOCE L 037 del 13.2.79, pág. 25).

Reglamento CEE nº 1893/79 del Consejo de 28.5.79, por el que se establece un registro en la Comunidad de las importaciones de petróleo crudo y/o de productos petrolíferos.

(DOCE L 220 del 30.8.79, pág. 1, aplicado por el Reglamento 2592/79 DOCE L 297 del 24.11.79, pág. 1, modificado por el Reglamento 481/81 DOCE L 052 del 27.2.81, pág. 1, y prorrogado por el Reglamento 4152/88 DOCE L 367 del 31.12.88, pág. 7).

Reglamento CEE nº 2592/79 del Consejo de 20.11.79, por el que se establecen las normas para efectuar el registro en la Comunidad de las importaciones de petróleo crudo, previsto en el Reglamento CEE nº 1893/79 .

(DOCE L 297 del 24.11.79, pág. 1, aplicado por el Reglamento 2729/79 DOCE L 314 del 10.12.79, pág.1, modificado por el Reglamento 481/81 DOCE L 052 del 27.2.81, pág. 1, prorrogado por el Reglamento 4152/88 DOCE L 367 del 31.12.88, pág. 7, y modificado por el Reglamento 1370/90 DOCE L 133 del 24.5.90 pág. 1).

Reglamento CEE nº 2729/79 de la Comisión de 4.12.79, relativo a la aplicación del Reglamento CEE nº 2592/79 por el que se establecen las normas para efectuar el registro en la Comunidad de las importaciones de petróleo crudo, previsto en el Reglamento CEE nº 1893/79.

AÑO**Medidas legislativas**

1980

(DOCE L 134 del 10.12.79, pág. 1, modificado por los Reglamentos:
. 709/81 DOCE L 074 del 20.3.81, pág. 21.
. 301/82 DOCE L 037 del 10.2.82, pág. 5.).

Resolución del Consejo de 9.6.80, relativa a los objetivos de política energética de la Comunidad para 1990 y a la convergencia de las políticas de los Estados miembros.

(DOCE C 149 del 18.6.80, pág. 1).

Directiva del Consejo 80/737/CEE de 22.7.80, relativa a las disposiciones relativas al horario de verano.

(DOCE L 205 del 7.8.80, pág. 17).

Recomendación de la Comisión 80/823/CEE de 29.7.80, relativa al uso racional de la energía en las empresas industriales.

(DOCE L 239 del 12.9.80, pág. 26).

Resolución del Consejo de 9.6.80, relativa a las nuevas líneas de acción de la Comunidad en materia de ahorro de energía.

(DOCE C 149 del 18.6.80, pág. 3).

ANEXO 8.3.

**MEDIDAS LEGISLATIVAS DE POLITICA ENERGETICA
APROBADAS EN EL PERIODO 1981 - 1991.**

MEDIDAS LEGISLATIVAS DE POLITICA ENERGETICA APROBADAS EN EL PERIODO 1981 - 1991

AÑO	Medidas Legislativas
1982	<p>Recomendación del Consejo 82/604/CEE de 28.7.82, relativa al estímulo a las inversiones en materia de uso racional de la energía.</p> <p>(DOCE L 247 del 23.8.82, pág. 9).</p>
1983	<p>Reglamento CEE nº 625/83 del Consejo de 15.3.83, por el que se establecen medidas especiales de interés comunitario pertenecientes al ámbito de la estrategia energética.</p> <p>(DOCE L 073 del 19.3.83, pág. 9).</p> <p>Recomendación del Consejo 83/250/CEE de 24.5.83, a los Estados miembros relativa al estímulo a las inversiones para la utilización de combustibles sólidos en la industria.</p> <p>(DOCE L 140 del 31.5.83, pág. 25).</p> <p>Recomendación del Consejo 83/251/CEE de 24.5.83, a los Estados miembros relativa al estímulo a las inversiones para la utilización de combustibles sólidos en edificios públicos y en instalaciones de calefacción urbana.</p> <p>(DOCE L 140 del 31.5.83, pág. 26).</p> <p>Recomendación del Consejo 83/320/CEE de 21.4.83, relativa a los métodos de formación de los precios y de las tarifas para el gas natural en la Comunidad.</p> <p>(DOCE L 123 del 11.5.83, pág. 40).</p>

1984 **Decisión de la Comisión 84/7/CEE de 12.12.83, por la que se modifica la Decisión 83/122/CEE relativa a la concesión de una ayuda financiera en el marco de las medidas especiales de interés comunitario pertenecientes al ámbito de la estrategia energética.**

(DOCE L 009 del 12.1.84, pág. 22, modificada por la Decisión 84/431 DOCE L 241 del 11.9.84, pág. 25).

Decisión de la Comisión 84/510/CEE de 17.10.84, relativa a la concesión de ayuda financiera en el marco de las medidas especiales de interés comunitario pertenecientes al ámbito de la estrategia energética.

(DOCE L 283 del 27.10.84, pág. 48, modificada por la Decisión 85/534 DOCE L 333 del 11.12.85, pág. 29).

Decisión de la Comisión 84/511/CEE de 17.10.84, relativa a la concesión de una ayuda financiera en el marco de las medidas especiales de interés comunitario pertenecientes al ámbito de la estrategia energética.

(DOCE L 283 del 27.10.84, pág. 50, modificada por la Decisión 85/535 DOCE L 333 del 11.12.85, pág. 535).

Reglamento CEE nº 1890/84 del Consejo de 26.6.84, por el que se establecen medidas especiales de interés comunitario pertenecientes al ámbito de la estrategia energética.

(DOCE L 177 del 4.7.84, pág. 7).

Resolución del Consejo consultivo de la CECA sobre el examen por la Comisión de las políticas energéticas de los Estados miembros.

(DOCE C 160 del 20.6.84, pág. 2).

1985 Reglamento CEE nº 3640/85 del Consejo de 20.12.85, dirigido a promover, por medio de una ayuda financiera, proyectos de demostración y proyectos pilotos industriales en el ámbito de la energía.

(DOCE L 350 del 27.12.85, pág. 29).

Directiva del Consejo 85/536/CEE de 5.12.85, relativa al ahorro de petróleo crudo que puede realizarse mediante la utilización de componentes de carburantes sustitutivos.

(DOCE L 334 del 12.12.85, pág. 20, modificada por la Directiva 87/441 DOCE L 238 del 21.8.87, pág. 40).

Resolución del Consejo de 15.1.85, relativa a la mejora de los programas de ahorro de energía de los Estados miembros.

(DOCE C 020 del 22.1.85, pág. 1).

Resolución del Consejo de 15.3.85, relativa al uso racional de la energía en el sector de la construcción.

(DOCE C 078 del 26.3.85, pág. 1).

Reglamento CEE nº 3639/85 del Consejo de 20.12.85, referente a un programa de apoyo al desarrollo tecnológico en el sector de hidrocarburos.

(DOCE L 350 del 27.12.85, pág. 25).

1986 Resolución del Consejo de 16.9.86, relativa a los nuevos objetivos de política energética comunitaria para 1995 y a la convergencia de las políticas de los Estados miembros.

(DOCE C 241 del 25.9.86, pág. 1).

Resolución del Consejo de 29.11.86, relativa a una orientación comunitaria de desarrollo de las fuentes nuevas y renovables de energía.

(DOCE C 316 del 9.12.86, pág. 1).

Resolución del Consejo de 15.9.86, relativa a la mejora de la eficacia energética en las empresas industriales de los Estados miembros.

(DOCE C 240 del 24.9.86, pág. 1).

1987 Directiva de la Comisión 87/441/CEE de 29.7.87, relativa al ahorro de petróleo crudo que puede realizarse mediante la utilización de componentes de carburantes de sustitución.

(DOCE L 238 del 21.8.87, pág. 40).

AÑO	Medidas Legislativas
1988	<p>Resolución del Comité Consultivo de la CECA relativo al examen de las políticas energéticas de los Estados miembros y de los progresos alcanzados en la realización de los objetivos comunitarios en materia energética para 1985.</p> <p>(DOCE C 277 del 27.10.88, pág. 4).</p> <p>Recomendación de la Comisión 88/285/CEE de 29.3.88, sobre financiación por terceros.</p> <p>(DOCE L 122 del 12.5.88, pág. 75).</p>
1989	<p>Decisión del Consejo 89/236/CEE de 14.3.89, relativa a un programa específico de investigación y desarrollo tecnológico en el campo de la energía -energías no nucleares y utilización racional de la energía- (1989 - 1992) "JOULE".</p> <p>(DOCE L 098 del 11.4.89, pág. 13).</p>
1990	<p>Directiva del Consejo 90/653/CEE de 4.12.90, por la que se prevén las adaptaciones para la aplicación en Alemania de determinadas directivas comunitarias relativas a las estadísticas de transporte de mercancías y a las estadísticas de los precios del gas y de la electricidad.</p> <p>(DOCE L 353 del 17.12.90, pág. 46).</p> <p>Reglamento CEE nº 2008/90 del Consejo de 29.6.90, relativo al fomento de las tecnologías energéticas en Europa.</p> <p>(DOCE L 185 del 17.7.90, pág. 1).</p>

AÑO

Medidas Legislativas

Reglamento CEE nº 3574/90 del Consejo de 4.12.90, por el que se introduce un período de transición en la ejecución de determinados actos comunitarios en el ámbito de la energía.

(DOCE L 353 del 17.12.90, pág. 17).

CAPITULO 9. ORGANIZACION OPTIMA DE LA INDUSTRIA ELECTRICA: ANALISIS DE MODELOS.

9.1. Introducción.

Del análisis comparativo efectuado de los sistemas eléctricos de España, Francia y Portugal se destaca que los poderes públicos han intervenido progresivamente en la organización y gestión de las redes. Esta intervención ha estado ligada al importante papel que el sector eléctrico desarrolla en la economía y que ha contribuido a la emergencia de la sociedad de mercado. Por otra parte, esta intervención puede ser vista como la respuesta de los poderes públicos a las actuaciones del mercado vinculadas a las características técnico-económicas que particularizan a la industria eléctrica.

Los análisis económicos que se han efectuado sobre el desarrollo de los sectores eléctricos desde sus comienzos han sido puestos en entredicho en la década de 1970. Esta crítica a los monopolios naturales reglamentados ha contribuido al nacimiento de un movimiento de desregulación que se inició en Estados Unidos al comienzo de los 80. Algunas de estas ideas han servido a la Comisión de la CE para preconizar la apertura de las redes europeas en el marco de la construcción del mercado interior de la energía eléctrica, como lo demuestran las dos propuestas de directivas analizadas en el apartado 8.5.3.

Esta reflexión se basa en el principio de que ningún estatus de exclusividad y, por tanto, ningún régimen de monopolio legal puede, en adelante, otorgar una protección estable y duradera si no se apoyan en argumentos técnicos que demuestren de forma efectiva su contribución a la optimización económica y social.

Un nuevo sistema eléctrico está en fase de gestación en Europa, y su cuadro institucional, que condiciona de manera decisiva la organización y regulación, deberá tener presente a los diversos agentes que lo constituyen:

empresas verticalmente integradas, empresas distribuidoras, empresas productoras, empresas de transporte, autoproductores, empresas industriales con cogeneración, grandes consumidores, etc.

Con esta perspectiva, en este capítulo se pretenden examinar diferentes modelos de funcionamiento de los sistemas eléctricos, incluido el preconizado por la Comisión de la CE, y cómo el modelo actual (industrial) podría ser mejorado conservando sus ventajas en términos de eficacia económica y seguridad.

9.2. Regulación versus liberalización.

9.2.1. Planteamiento del binomio.

El sector eléctrico es una de las actividades industriales sometida con más énfasis al control estatal como consecuencia de su carácter de servicio público. No obstante, si se analiza desde la vertiente de la eficacia es preciso plantearse en qué marco el sistema se adapta de una forma más óptima a sus objetivos o, dicho de otra manera, tratar de demostrar si ambas cuestiones son excluyentes o tienen zonas de convivencia.

De una manera clásica, la regulación de un sector puede entenderse como la intervención de la sociedad en el mismo a través de las propias instituciones. En el caso del sector eléctrico esta intervención ha estado encaminada a conseguir tres objetivos específicos:

- . limitar abusos en los precios de la electricidad impuestos por los monopolios existentes.
- . garantizar el suministro de energía eléctrica en cualquier lugar que fuera necesario.
- . evitar prácticas discriminatorias entre abonados.

Desde un punto de vista teórico, la regulación debe tener como objetivo únicamente el establecimiento de líneas directrices en aquellos aspectos que tengan una mayor incidencia en la propia sociedad. Por tanto, su conceptualización puede resumirse en las siguientes actuaciones:

- . Garantizar el suministro de energía eléctrica, presente y futuro, a todos los habitantes.
- . Establecer niveles de calidad aceptables por los diferentes tipos de usuarios.
- . Transmitir a los agentes implicados las señales que faciliten sus tomas de decisiones.
- . Fomentar la competitividad entre los distintos agentes e impedir los abusos derivados del carácter de monopolio natural de algunas actividades del sector.

De acuerdo con estas directrices, el proceso regulador afecta a las distintas fases de la industria eléctrica (planificación, producción, transporte y distribución) y a los resultados económicos de las empresas eléctricas, manteniéndose abierto a cualquier medida liberalizadora que fomente la competitividad, mejore la relación calidad-precio y garantice el suministro de energía eléctrica.

El sector eléctrico posee una característica fundamental que se deriva de la especificidad de la energía eléctrica: tiene un elevado componente tecnológico. Ello obliga a que la regulación no deba considerarse solamente desde aspectos parciales, sino globales y objetivos, evitando introducir su actuación de forma interesada.

Por estas razones, la posible polémica entre regulación o liberalización del sector eléctrico no debe ser abordada de manera excluyente en el contexto actual de libertad de empresa e internacionalización de mercados, pues la

regulación entendida en sus justos términos no solo es compatible con un proceso liberalizador, sino que le es necesario para cumplir con sus objetivos. Regulación y competencia tendrían idénticos objetivos económicos, que serían los beneficios que podrían obtenerse de una competencia factible:

- . precios cercanos al óptimo económico.
- . procesos eficientes de producción.
- . innovación en productos y procesos.

Ciertas divergencias pueden presentarse cuando se cometen excesos en la regulación (intervencionismo), que pueden atender a diversas causas. Entre ellas cabe citar a las del tipo proteccionista, que pueden tener su origen en los propios agentes implicados, y que ponen en peligro la componente liberalizadora.

9.2.2. Aspectos técnico-económicos que limitan la competencia.

Al hablar del término competencia no debe olvidarse el objetivo fundamental de proporcionar energía eléctrica a todos los consumidores de forma adecuada y segura. Por tanto, cualquier planteamiento de un escenario que persiga incrementar el nivel de competencia en el sector eléctrico no debe perder de vista dicho objetivo, pues de lo contrario nos podría conducir a resultados no deseados.

Sin la idea de plantear un escenario de libertad total entre los diferentes agentes implicados, en el que obviamente aparecerían numerosos aspectos de carácter técnico y económico implícitos al sistema que impedirían el libre juego de la competencia, existen una serie de factores operativos que le pondrían ciertos límites. Estos factores son los siguientes:

A. Factores técnicos. Se derivan de las denominadas especificidades de la energía eléctrica analizadas en el Capítulo 2. Se pueden resumir en:

- . Imposibilidad actual de almacenamiento.
- . Se transmite a la velocidad de la luz.
- . Necesidad de mantener el equilibrio generación-consumo en cada instante.
- . Necesidad de coordinar el sistema producción-transporte.
- . La distribución de la energía eléctrica entre los elementos de la red se determina por los caminos de menor resistencia.

B. Factores económicos. Se derivan de las propias acciones a tomar para incrementar la competencia salvaguardando la seguridad del sistema. Se pueden resumir en:

- . Duplicación de instalaciones (líneas de transporte y distribución, centrales de generación, etc).
- . Instalación de sistemas de medida y comunicaciones.
- . Ampliación de los sistemas de control.
- . Consumidores cautivos.
- . Mantenimiento de la garantía de suministro por el suministrador local.
- . Coste de la utilización de líneas propiedad de terceros.

9.3. La teoría del monopolio natural.

9.3.1. Desarrollo de la teoría.

Los poderes públicos han intervenido en los sectores eléctricos, en un primer momento, en razón de la utilización del dominio público por las infraestructuras de transporte y distribución. Igualmente, la utilización de ciertos elementos para la producción de energía eléctrica indica su carácter de bien público.

Los análisis económicos se interesaron fundamentalmente por la presencia de rendimientos crecientes de escala, en particular en las infraestructuras. La teoría del monopolio natural, que se desarrolló de forma progresiva en la segunda mitad del siglo XIX y en la primera mitad del siglo XX, especifica que la libre competencia debería desembocar de una manera lógica en la constitución de un monopolio. Este monopolio sería deseable porque utilizaría de forma plena los rendimientos crecientes, pero también tendría un aspecto preocupante porque los precios elevados que fijaría para acaparar el máximo beneficio inducirían efectos negativos en el consumo: es a lo que se denomina comportamiento malthusiano del monopolio no reglamentado.

Desde el punto de vista teórico, el monopolio natural es óptimo teniendo en cuenta los rendimientos de escala observados en las diversas fases que constituyen la actividad de la industria eléctrica, a condición de que sean controladas una serie de funciones. Esta intervención es la causa de que los poderes públicos se vean obligados a imponer un monopolio público o a reglamentar los monopolios privados.

Las funciones a controlar para obtener el óptimo colectivo son las siguientes:

- Las tarifas, a efectos de que reflejen correctamente los costes y que los consumidores puedan tomar decisiones.

- . Las decisiones más importantes de la empresa, en particular las decisiones en inversiones, a efectos de conseguir que la empresa minimice sus costes de manera eficiente en ausencia de la disciplina del mercado.
- . La entrada de nuevas empresas, en el caso de que subvenciones cruzadas puedan crear posibles nichos de mercado a las mismas.

En el caso de las redes eléctricas, a los rendimientos crecientes pueden añadirse ciertas externalidades derivadas de que el valor de la conexión a la red es mayor cuanto que existen numerosos abonados que la utilizan (efecto club), y que el servicio es universal.

Sin embargo, la teoría del monopolio natural no se pronuncia sobre el tipo de integración del sector, los derechos de propiedad y la forma de ejercer la reglamentación por parte de los poderes públicos. Respecto a estos dos últimos puntos y tal como se ha reflejado en los análisis de los sistemas eléctricos de España, Francia y Portugal, la evolución de los mismos presenta importantes diferencias que son función de los contextos políticos e institucionales de cada país.

Cualquiera que sea la solución que adopte el monopolio (monopolio privado local, concesionario de un servicio público, monopolio público, etc.), la ganancia de eficacia que alcance en función del grado de integración vertical u horizontal puede verse comprometida por las ineficiencias de comportamiento y por el desarrollo de subvenciones cruzadas entre las diferentes categorías de usuarios.

9.3.2. Efectos perversos originados por ineficiencias de comportamiento.

Estas ineficiencias se producen con mayor profusión en el caso del monopolio público, y son debidas a las siguientes causas:

- . el responsable no dispone de información suficiente para controlar de forma legítima el monopolio. De acuerdo con la teoría de la captura de Stigler y Peltzman, el controlado no solo reaccionará al control sino que intentará influenciar en los reglamentos y el comportamiento de los controladores, con el objetivo de crear una situación de protección bajo el escudo del interés general.
- . la menor motivación de los agentes públicos en comparación con los agentes privados. Según la teoría de los derechos de propiedad de R. Coase¹, eliminando la apropiabilidad y transferibilidad de los beneficios, la propiedad pública impediría la búsqueda de la mayor eficacia y favorecería el despilfarro de los recursos.
- . las empresa públicas se encuentran amenazadas por las prácticas burocráticas que las conducen principalmente a realizar inversiones inferiores a las óptimas (teoría de la burocracia de Niskanen).

9.3.3. Efectos perversos originados por subvenciones cruzadas.

En ausencia de competencia real desde el lado de la oferta, el monopolio puede verse incitado a hacer pagar el coste marginal a corto plazo a algunos abonados (para conservarlos o atraerlos) e intentar recuperar los costes fijos en los abonados cautivos (abonados que tienen pequeña capacidad de consumo en comparación con los grandes abonados industriales). Este problema de las subvenciones cruzadas conduce a situaciones sub-óptimas.

Como caso particular puede considerarse esta situación hipotética:

¹ R. Coase. "The problem of social cost". Journal of Law and Economics. October 1960.

un país en el que la calefacción eléctrica es utilizada por el 30% de los hogares existentes. A causa de ellos, las dos terceras partes del consumo de electricidad se encuentran concentrados en cuatro meses del año. Si los usuarios de esta calefacción pagan el kWh al mismo precio durante todo el año, la promoción de la calefacción eléctrica sería costosa para la colectividad en general y para los abonados domésticos que no la utilizan, en particular, pues tienen un consumo repartido de manera regular en el tiempo.

9.4. El modelo industrial.

9.4.1. Introducción.

Uno de los aspectos que destacan cuando se comparan las organizaciones de los sistemas eléctricos de diferentes países es su diversidad. Esta diversidad ha sido motivada por los cambios que han tenido lugar en cada país y las propiedades inherentes a sus sistemas políticos e institucionales.

Otra característica que resalta en esta comparación es la existencia de puntos comunes que prevalecen hasta mediados de la década de los 80 y que configuran lo que se ha denominado el modelo industrial en los sistemas eléctricos.

El nacimiento de este modelo se basa en dos innovaciones técnicas que han dado al sector eléctrico su particular consistencia:

- . el final de la competencia entre dos sistemas técnicos como consecuencia de la adopción de la corriente alterna frente a la continua. Los sistemas de producción-transporte-distribución se convirtieron en servicios públicos.
- . el desarrollo del transporte de energía eléctrica a largas distancias que permitió disminuir los costes y contribuyó a la ampliación de las

interconexiones y al incremento de las potencias unitarias de las centrales eléctricas.

De esta forma se constituyeron grandes empresas que desarrollaron sistemas de producción-transporte-distribución con la finalidad de conseguir mayores ganancias de productividad y que funcionaron como un mercado oligopolista en cada nación. Posteriormente, estos sistemas fueron controlados directa o indirectamente por los poderes públicos a través de una regulación más o menos flexible.

9.4.2. Principales características, riesgos y beneficios.

El modelo industrial del sector eléctrico presenta las siguientes características:

- . elevado grado de coordinación del sistema producción-transporte a lo largo de grandes extensiones para aprovechar las economías de escala y asegurar la seguridad de suministro.
- . existencia de un único operador encargado de la explotación del sistema producción-transporte.
- . estrechas relaciones con los distribuidores que tienen el monopolio de suministro en territorios exclusivos.
- . relaciones privilegiadas con suministradores de equipos y combustibles y con el sector financiero.
- . sometimiento a una regulación caracterizada por la intervención en mayor o menor grado de los poderes públicos que controlan los niveles de tarifas y la elección de inversiones (planificación).

- . cierto grado de competencia (mínimo) motivado por la presencia de autoprodutores y productores independientes.

Desde la perspectiva de los beneficios alcanzados por los sistemas eléctricos caracterizados por el modelo industrial, pueden destacar los siguientes:

- . importantes economías derivadas de la planificación integrada y la explotación conjunta de los sistemas interconectados de producción-transporte.
- . la necesaria seguridad para la producción a largo plazo se consigue por la implantación de políticas energéticas con horizonte temporal de largo plazo, lo que es alcanzado por los gobiernos nacionales con mayor facilidad gracias a los privilegiados medios que poseen para dicha implantación.

La seguridad a largo plazo es un objetivo esencial de los productores de electricidad debido a la elevada necesidad de capital y la amplitud de la vida útil de las centrales de generación que únicamente pueden ser utilizadas para producir electricidad. Por tanto, los operadores financieros tan solo desearán invertir si los riesgos inherentes son aceptablemente bajos.

Desde el lado de la demanda, los consumidores tienen unas necesidades que pueden considerarse a corto plazo, derivadas de que la vida útil de sus equipos eléctricos y procesos es relativamente corta. Esta aparente contradicción entre las necesidades de seguridad a largo plazo de los productores y las necesidades a corto plazo de los consumidores es resuelta por el modelo industrial mediante dos actuaciones:

- regulación de tarifas, para limitar los riesgos de los consumidores.
- monopolios de suministro, para limitar los riesgos del mercado y de los productores.

Con esta estructura los productores pueden realizar inversiones a largo plazo y vender la electricidad a corto plazo sin necesidad de arbitrar contratos a largo plazo con sus clientes.

9.4.3. Planificación y explotación de sistemas integrados.

El concepto de sistema integrado de generación y transporte se aplica a aquellos sistemas en los que la red de transporte de alta tensión sirve de interconexión entre varias centrales generadoras y numerosos puntos de consumo.

Por medio de la planificación y explotación conjunta de los sistemas integrados se pueden obtener importantes economías de escala y un elevado nivel de seguridad en los suministros. Los objetivos que pueden alcanzarse son los siguientes:

- economías de escala, como consecuencia de poner en común a través de pools las diferentes producciones y demandas.
- economías de alcance ligadas a la cobertura en tiempo real de las diferentes estructuras de consumo mediante la programación óptima del mix de generación, la programación global del mantenimiento de las instalaciones, la gestión de las reservas hidráulicas y las técnicas de least-cost planning orientadas a realizar acciones de gestión de demanda.
- mayor nivel de seguridad de suministro derivado de la responsabilidad que tiene cada operador de desarrollar y explotar su sistema para

conseguir la necesaria fiabilidad de las instalaciones de generación y transporte. La cooperación entre diferentes sistemas a través de las interconexiones permite incrementar la seguridad de suministro a un coste más reducido.

9.4.4. La regulación en el modelo industrial.

La organización actual de la industria eléctrica se basa en la existencia de grandes monopolios con obligación de suministro en una zona geográfica. Con independencia del carácter público o privado del monopolio, su regulación presenta ciertas dificultades que pueden resumirse en los problemas derivados de la regulación tarifaria y el control de la eficiencia en la generación de energía eléctrica, aspecto éste que afecta a la elección de las inversiones.

La regulación de los poderes públicos debe ser flexible y estar basada en las siguientes reglas:

- . el nivel de tarifas debe cubrir los costes del suministro de electricidad, incluyendo a los costes de capital, mientras que su estructura debe reflejar los costes asociados a las variaciones estacionales, diarias y horarias del consumo, así como a los costes asociados al transporte de acuerdo con el nivel de conexión de cada usuario.
- . Las decisiones de inversión en producción y transporte deben estar determinadas sobre la base de minimizar los costes a largo plazo.

Esta última cuestión ha sido la causa de reformas recientes en algunos sistemas eléctricos (Inglaterra, Holanda), por lo que se plantea como necesario implantar incentivos específicos para lograr mayor eficiencia, la cual puede encontrarse mediante la introducción de cierto nivel de competencia en el lado de la producción de electricidad.

9.4.5. Consecución de mayor eficacia económica y seguridad.

El modelo industrial analizado puede ser mejorado mediante la introducción de nuevas actuaciones que potencien los modos o formas de funcionamiento actual. Estas actuaciones se resumen en:

A. Desarrollo de una mayor cooperación entre empresas eléctricas de diferentes países.

Esta actuación se deriva de la existencia de un importante nivel de interconexión entre los diferentes sistemas europeos y la creación de un organismo específico de representación: EURELECTRIC. Las principales actuaciones acometidas por este organismo son:

- . desarrollo de un sistema de intercambio de información en tiempo real sobre las posibilidades de intercambios "bien plaire" (Bolsa de la electricidad).
- . concertación en materia de inversiones de producción y transporte, incluyendo la realización de inversiones en común.

B. Ampliación de la competencia a la generación de electricidad.

Su objetivo es alcanzar mayores niveles de eficacia y de innovación sin perder los beneficios propios ligados al modelo industrial, y se derivarían de que la producción de electricidad es la única actividad de la industria eléctrica que no se encuentra en situación de monopolio natural.

Para llevar a cabo su implantación es preciso definir procedimientos apropiados de licitación o el establecimiento de tarifas de compra, que sean aceptados e implantados a nivel europeo, siendo responsabilidad del regulador en cada país garantizar que su aplicación no se desvíe de los fines perseguidos.

C. Desarrollo de un mayor nivel de transparencia.

Una mayor transparencia en la gestión y en los resultados obtenidos en los diferentes sistemas eléctricos permitirá establecer una comparación de la eficacia de las medidas adoptadas y reforzar la capacidad de control de los reguladores.

9.5. Modelo de integración de los sistemas eléctricos.

9.5.1. Introducción.

Los requisitos técnicos del suministro de energía eléctrica añadidas a la incertidumbre asociada a su demanda tendrían como principal consecuencia la existencia de un volumen nada despreciable de recursos infrautilizados, en el caso de que un sistema eléctrico actuase de manera aislada del resto.

Estas razones de carácter técnico-económico han sido las que empujaron a las empresas eléctricas, a lo largo de la historia, a establecer interconexiones entre ellas para prestarse apoyo mutuo en condiciones de emergencia y complementarse a través de la realización de intercambios. Estos intercambios se establecen aplicando costes marginales de conveniencia sobre los excedentes de producción individuales, razón por la cual su volumen no llega a alcanzar los niveles potenciales posibles.

Partiendo de la base de que existe en su mayor parte una infraestructura eléctrica suficiente para alcanzar una mayor integración de los sistemas eléctricos europeos, el nuevo marco a desarrollar debe posibilitar la realización de intercambios de energía eléctrica encaminados a optimizar el sistema.

9.5.2. Definición del modelo.

El modelo de integración de los sistemas eléctricos tiene como principales objetivos ofrecer a los consumidores un precio mínimo de la electricidad, sin efectuar discriminaciones entre ellos, permitir la coexistencia de diferentes empresas productoras y distribuidoras con costes distintos, y difundir eficiencia a la propia industria eléctrica y al consumidor final.

Las principales características que definen el modelo son las siguientes:

- . Se encuentran separadas las actividades de producción, transporte y distribución de energía eléctrica al presentar características diferenciales y que permiten tratamientos específicos.
- . Existe una empresa única propietaria de la red de transporte e interconexiones, con competencia directa sobre la programación de las producciones de los diferentes grupos generadores.
- . La generación es llevada a cabo por diferentes empresas eléctricas y productores independientes, siendo la planificación de la producción responsabilidad de la Administración. Estas empresas tienen también posibilidad de realizar la distribución de electricidad.
- . Existe igualdad de acceso a los mercados financieros y de combustibles por parte de las empresas productoras.
- . Existe una tarifa unificada y un sistema de compensaciones.
- . La explotación se realiza gestionando conjuntamente la totalidad del parque de generación con el fin de obtener el menor coste posible de generación y transporte.
- . El acceso a la red se encuentra restringido.

- . El acceso a los intercambios internacionales se encuentra restringido.

El escenario que refleja este modelo se representa en la Figura 9.1.

9.5.3. La explotación de los sistemas eléctricos.

Para llevar a cabo la explotación unificada de los sistemas eléctricos es necesario el establecimiento de un despacho unificado, gestionado por la empresa propietaria de la red de transporte, y cuyo objetivo es garantizar la seguridad de suministro del sistema producción-transporte.

La empresa de transporte tiene como principal misión optimizar todos los medios de producción, incluyendo los intercambios internacionales, y desarrollar los elementos de la red de transporte a través de una planificación propia.

La explotación unificada se desarrolla en diversas escalas de tiempo: largo, medio y corto plazo. Sus objetivos son:

- . A largo y medio plazo, asegurar que existe suficiente capacidad de generación para satisfacer las previsiones de demanda.
- . A corto plazo, proporcionar la cobertura óptima de la demanda con los medios de generación y transporte disponibles.

Para alcanzar estos objetivos, la empresa de transporte debe realizar las siguientes funciones:

Figura 9.1. Esquema representativo del modelo de integración de los sistemas eléctricos

	PRODUCCION	TRANSPORTE	DISTRIBUCION
	SISTEMAS ELECTRICOS INTEGRADOS		
POLITICA ENERGETICA	ADMINISTRACION INTERVENCIONISTA	ADMINISTRACION NORMATIVA	
PLANIFICACION		RED INTEGRADA	EMPRESAS ELECTRICAS
RETRIBUCION	TARIFAS UNICAS Y COMPENSACIONES		
POLITICA DE COMBUSTIBLES	ADMINISTRACION INTERVENCIONISTA		
OPERACION	RED INTEGRADA		EMPRESAS ELECTRICAS
AGENTES	- EMPRESAS ELECTRICAS - PRODUCTORES INDEP.	RED ELECTRICA	- EMPRESAS ELECTRICAS - DISTRIBUIDORAS
ACCESO A LA RED	EMPRESAS ELECTRICAS		EMPRESAS ELECTRICAS

- . gestionar las reservas hidroeléctricas.
- . gestionar los combustibles fósiles.
- . coordinar el programa de mantenimiento de las centrales y de las instalaciones de la red de transporte.
- . controlar la producción a través de la asignación horaria de las centrales de producción.
- . establecer contratos para compra-venta de energía a otros países.
- . aplicar las cláusulas de interrumpibilidad en aquellos abonados que las contemplen sus contratos.

La optimización de la explotación se realiza en diferentes escalas de tiempo: anual, semanal, diaria y horaria. Estos niveles sirven para ir comparando las previsiones iniciales con las operaciones en tiempo real en orden a minimizar las posibles desviaciones que puedan aparecer motivadas por indisponibilidad de instalaciones o variaciones en los embalses. Con la programación horaria se persigue asignar los medios de producción más económicos para cubrir la demanda, minimizando los costes de la explotación.

9.5.4. El pool de energía eléctrica.

En este modelo de integración los diferentes productores participan de forma conjunta para asegurar la cobertura de la demanda de todo el sistema, de forma que la demanda de cada uno de sus mercados se cubre con la propia generación programada. Las diferencias entre la generación horaria asignada a cada empresa y su demanda son equilibradas mediante intercambios de energía eléctrica entre empresas eléctricas a través del pool, cuyas principales características son:

- . Análisis horario.
- . El precio de la energía refleja los costes variables.
- . Está equilibrado horariamente en términos económicos y de energía.

Figura 9.2. Intercambios de energía en el pool.

Las empresas productoras que forman el pool y venden energía eléctrica a su coste variable incluyen en el pool toda aquella energía generada que, aún no siendo objeto de intercambio, tenga un coste superior al del pool (precio medio) sucesivamente formado con su inclusión. Las empresas que compren energía del pool lo hacen al coste medio variable de las energías que en ese período horario conforman el pool. De ello se deduce que la energía del pool es la más cara del sistema, y que las empresas no utilizan para cubrir sus demandas respectivas energía eléctrica más cara que la del pool.

Los precios que se utilizarán para la determinación y valoración de los intercambios con el pool serán los costes medios resultantes de la explotación de cada unidad generadora en cada período horario, y serán calculados como cociente entre la suma de los costes de combustible y los costes variables de operación y mantenimiento, y la energía estándar generada en barras de central por cada unidad generadora. Por tanto, si se define a $CV(h)$ como el coste horario estándar medio ponderado de la energía que vende al pool una empresa productora cualquiera, los ingresos de dicha empresa por venta de energía al pool vendrán expresados por la siguiente formulación:

$$E_x^i = \sum_h \left[CV^i(h) \left(D^i(h) - \sum_n G^i(n,h) \right) \right]$$

donde:

$D^i(h)$ es la demanda horaria de la empresa i.

$G^i(n,h)$ es la generación horaria de la central n de la empresa i.

El coste de adquisición de la energía eléctrica para las empresas productoras deficitarias será el precio medio del pool ($PMP(h)$), por lo que los pagos de una empresa por compra de energía al pool vendrán expresados por la siguiente fórmula:

$$E_a^i = \sum_h \left[PMP(h) \left(D^i(h) - \sum_n G^i(n,h) \right) \right]$$

Figura 9.3. Cobertura de los diferentes mercados eléctricos

Figura 9.4. Merit order del sistema eléctrico

Figura 9.5. Ejemplo de formación del pool de energía

EMPR.	DEM.	GENERACION (PRECIO) KW						POOL INICIAL		POOL VIRTUAL						TOTAL		
	KW	5,0	4,0	3,0	2,0	TOTAL		KW	pt/KWh	1 KW	pt/KWh	2 KW	pt/KWh	3 KW	pt/KWh	KW	pt/KWh	
A	100				50	70	120	ENTREGADA RECIBIDA	20 0	3.0 -	0 0	- -	0 0	- -			20 0	3.0 Pm
B	100			30	20	30	80	ENTREGADA RECIBIDA	0 20	- p0	0 0	- -	30 30	4.0 p2			30 50	4.0 Pm
C	100	10	60	20	10	100	ENTREGADA RECIBIDA	0 0	- -	10 10	5.0 p1	60 60	4.0 p2			70 70	4.14 Pm	
TOTAL	300						300	ENTREGADA RECIBIDA	20 20	3.0 p0	10 10	5.0 p1	90 90	4.0 p2			120 120	Pm Pm

p0, p1, p2, ... Precios Provisionales

$$p0 = \frac{20 \times 3,0}{20} = 3,0$$

$$p1 = \frac{20 \times 3,0 + 10 \times 5,0}{20 + 10} = 3,67$$

$$p2 = \frac{20 \times 3,0 + 10 \times 5,0 + 30 \times 4,0 + 60 \times 4,0}{20 + 10 + 30 + 60} = 3,92 = Pm$$

La existencia del pool incorpora mecanismos de eficiencia en el sistema eléctrico en su conjunto y en los diversos agentes que lo componen, como consecuencia de las siguientes actuaciones:

- . reduce los costes
- . mejora el consumo específico al utilizar las centrales en sus óptimos de funcionamiento para cada nivel de demanda.
- . consigue mayor adaptabilidad de las centrales.
- . reduce las necesidades de reserva rodante.

9.5.5. La regulación tarifaria.

La existencia de una tarifa unificada significa que la tarifa es la misma para cada tipo de consumidor, y su consecución exige regular el sistema de los ingresos requeridos por las empresas eléctricas para retribuir sus costes con una metodología homogénea.

Este sistema de establecimiento de la tarifa tendría en cuenta todos los costes en que incurren los sistemas y estaría basado en un sistema de costes estándar, es decir, en la estandarización de dichos costes.

Los principales costes que conformarían el suministro de energía eléctrica serían los siguientes:

- . Costes derivados de la generación de energía eléctrica por las inversiones en instalaciones.
- . Costes de operación y mantenimiento derivados de la generación de energía eléctrica.

- . Costes de combustible.
- . Costes de distribución y explotación de energía eléctrica.
- . Costes de gestión comercial.
- . Costes de estructura y capital circulante.

La estandarización de estos costes permitirá establecer unos niveles objetivos de referencia, pudiendo distinguirse entre:

- . Costes fijos, que aplican a cada instalación y dependen de su tipo, edad, tamaño y otras características relevantes. A estos costes estándar se aplican las tasas de retribución que tienen que ser recuperadas por la tarifa.
- . Costes variables, que se establecen teniendo en cuenta los combustibles utilizados, el tamaño de las centrales y otros parámetros relevantes que aplican a las acciones de operación y mantenimiento de las instalaciones.
- . Otros costes, que aplican al despacho unificado, centros de control regionales, servicios comerciales, etc.

Una aproximación al cálculo de los valores estándares de los costes se desarrolla a continuación.

A. Costes fijos de generación.

Este coste será la suma de los costes estándares de cada una de las instalaciones integradas en la empresa productora de que se trate, y estará compuesto de los siguientes costes:

- . Coste estándar de la inversión en instalaciones.
- . Coste estándar de extensión de vida útil.
- . Coste estándar de operación y mantenimiento.

A.1. Coste estándar de la inversión en instalaciones.

Este coste estará formado por la suma de la amortización del valor actualizado bruto estándar y la retribución del valor actualizado neto estándar:

Coste Estándar = Amortización + Retribución

El valor actualizado bruto estándar para un ejercicio determinado será la cifra que resulte de actualizar el valor de la instalación, incrementado en la inversión adicional estándar que le corresponda en ese período. Estas inversiones pueden responder a uno o varios de estos criterios:

- . normativas de seguridad.
- . reducción de emisiones contaminantes.
- . ampliación o modificación de las características de la instalación.
- . averías que impliquen el cambio de elementos vitales.

De acuerdo a estos criterios, el valor actual bruto de una instalación de generación para un año i se obtiene:

$$B^j(i) = B^j(i-1) [1 + t(i)] + IA^j(i)$$

donde:

$t(i)$ es la tasa de actualización del año i

$IA^j(i)$ es la inversión adicional del año i en la instalación de generación j .

La amortización del valor actualizado bruto estándar se obtendrá dividiendo $B^j(i)$ por los años de vida útil de la instalación (VU):

$$A^j(i) = \frac{B^j(i)}{VU}$$

El valor actualizado neto estándar para cada año de explotación se podrá obtener como diferencia del valor actualizado neto estándar y el fondo de amortización actualizado:

$$N^j(i) = B^j(i) - F^j(i)$$

donde $F^j(i)$ es el fondo de amortización actualizado en el año i de la instalación de generación j .

El fondo de amortización para el año i se obtendrá sumando al fondo de amortización correspondiente al año $i - 1$ actualizado, la anualidad de amortización correspondiente al año i :

$$F^j(i) = F^j(i - 1) [1 + t(i)] + A^j(i)$$

La retribución del inmovilizado neto se obtendrá aplicando al valor actualizado neto estándar $N^j(i)$ y a la anualidad de la amortización $A^j(i)$, una tasa de retribución que refleje lo más adecuadamente los precios en los mercados de capitales y el coste de oportunidad de los fondos invertidos en instalaciones de generación:

$$R^j(i) = [N^j(i) + A^j(i)] \cdot T(i)$$

$R(i)$ es la retribución del inmovilizado neto en el año i de la instalación de generación j .

$T(i)$ es la tasa de retribución en el año i .

Por tanto, el coste estándar de la inversión en una instalación j en el período i será:

$$C_{fig}^j(i) = A^j(i) + R^j(i)$$

A.2. Coste estándar de extensión de vida útil.

Se aplicará a las instalaciones generadoras que hayan superado el período de vida útil, y podrá estar en función del coste medio de las inversiones realizadas en instalaciones del mismo tipo de combustible y de un factor de eficiencia:

$$C_{teg}^j(i) = C_m(i) \times P_i^j \times f_e$$

$C_m(i)$ = coste medio de las inversiones realizadas en instalaciones del mismo tipo de combustible en el año i .

f_e = factor de eficiencia.

P_i^j = potencia instalada en barras de central de la instalación j

A.3. Coste estándar fijo de operación y mantenimiento.

Este coste se puede definir en función de unos parámetros que tengan en cuenta la potencia instalada en barras de central y la disponibilidad de la instalación de generación, que variará dependiendo del tipo de central (térmica convencional, hidráulica, bombeo, etc.).

Para una instalación j se puede definir el coste estándar fijo de operación y mantenimiento:

$$C_{fog}^j = \frac{1}{8760} \sum_h K_f^j [\eta_j \cdot P_i^j + (1 - \eta_j) \cdot P_d^j(h)]$$

donde:

K_f^j = coste fijo unitario estándar de operación y mantenimiento de la instalación de generación j .

η_j = coeficiente de ponderación de la potencia instalada y disponible de la instalación de generación j .

P_i^j = potencia instalada en barras de central de la instalación de generación j .

$P_d^j(h)$ = potencia disponible horaria de la instalación de generación j .

B. Costes variables de generación.

Será la suma de los costes estándares de cada una de las instalaciones integradas en la empresa productora de que se trate, y estará compuesto de los siguientes costes:

- . Coste estándar de combustibles y fungibles.
- . Coste estándar de operación y mantenimiento.

B.1. Coste estándar de combustibles y fungibles.

Para una instalación, este coste se definirá en función de unos costes unitarios de combustible y de fungibles consumidos, que podrán incluir el coste de almacenamiento de dicho combustible. Por tanto, este coste estándar se podrá expresar por:

$$C_{vcg}^j = [E^j + F^j] G^j + AL^j$$

donde:

- E^j = coste unitario de combustible de la instalación de generación j.
- F^j = coste unitario de fungibles de la instalación de generación j.
- G^j = generación anual de la instalación j.
- AL^j = coste almacenamiento del combustible de la instalación de generación j.

B.2. Coste estándar variable de operación y mantenimiento.

El cálculo de este coste estándar tendrá que tener en cuenta la potencia disponible acoplada y la producción horaria del grupo generador que se considere, así como los costes que se deriven de la transferencia de obligación de regulación.

Para una instalación j se puede definir el coste estándar variable de operación y mantenimiento:

$$C_{\text{vog}} = \sum_h K_v^j [\alpha_j \cdot G^j(h) + \beta_j \cdot P_d^j(h) + TR^j(h)]$$

siendo:

K_v^j = coste variable unitario estándar de operación y mantenimiento de la instalación de generación j.

α_j = coeficiente de ponderación de la producción de la instalación de generación j.

$G^j(h)$ = producción horaria de la instalación j.

β_j = coeficiente de ponderación de la potencia disponible acoplada de la instalación j.

$P_d^j(h)$ = potencia disponible horaria de la instalación de generación j.

$TR^j(h)$ = costes derivados de la transferencia de obligación de regulación de la instalación de generación j.

C. Costes fijos de distribución y explotación.

El coste fijo estándar de instalaciones de distribución será la suma de los costes estándares de cada una de las instalaciones integradas en la compañía que corresponda, y estará formado por los siguientes costes:

- . Coste estándar de las instalaciones de distribución.
- . Coste estándar de los despachos de maniobra.

El cálculo de este coste estándar se realizará de igual forma para ambos tipos de instalaciones, y será la suma de la amortización del valor actualizado bruto estándar $A^j(i)$ y de la retribución del valor actual neto estándar $R^j(i)$.

Por similitud a los cálculos realizados para la obtención del coste fijo estándar de la inversión en instalaciones de generación, la amortización del valor actualizado bruto estándar de una instalación de distribución o de un despacho de maniobras se obtiene dividiendo su valor por el número de años de vida útil de la instalación:

$$A^j(i) = \frac{B^j(i)}{VU}$$

De forma análoga, la retribución del inmovilizado neto de una cualquiera de estas instalaciones se obtendrá aplicando a su valor actual neto estándar ($N^j(i)$) y a la anualidad de la amortización ($A^j(i)$), una tasa de retribución que refleje los precios en los mercados de capitales:

$$R^j(i) = [N^j(i) + A^j(i)] \cdot TD(i)$$

El coste estándar fijo de una instalación de distribución o de un despacho de explotación (j) en el período i será:

$$C_{fd}^j = A^j(i) + R^j(i)$$

D. Costes variables de distribución y explotación.

El coste variable estándar de las instalaciones de distribución será la suma de los costes estándares de explotación de cada una de las instalaciones integradas en la empresa productora de que se trate, y se

obtendrá en función del número de posiciones en subestaciones y del número de kilómetros de circuito existentes a diferentes niveles de tensión.

Definiendo un coste unitario estándar de explotación por unidad de longitud de circuitos (km) función del nivel de tensión (L_v), y un coste unitario estándar de explotación por posición de subestación función también del nivel de tensión (P_v), el coste estándar variable de una instalación de distribución (j) será:

$$C_{vd}^j = L_v \cdot K^j + P_v \cdot P^j$$

donde:

K^j = número de kilómetros de longitud de la línea de distribución j y tensión v.

P^j = número de posiciones de la subestación j y tensión v.

E. Costes de gestión comercial.

Estos costes contemplan las actividades relacionadas con la atención y desarrollo del mercado de abonados, que incluyen las siguientes actividades: contratación, facturación, conexión, lecturas de contadores, etc. Su estandarización se puede determinar en función del número de abonados (N) y de la potencia contratada (P) ponderados por unos coeficientes:

$$C_{gd} = c_1 \cdot N + c_2 \cdot P$$

donde c_1 y c_2 son coeficientes de ponderación.

F. Costes de estructura y capital circulante.

Los costes de estructura son aquellos que no forman parte de las principales actividades de la industria eléctrica (generación, transporte y distribución de electricidad), pero son indispensables para el funcionamiento de las empresas. Entre ellos se pueden incluir a los derivados de aquellas áreas de las empresas que sirven de apoyo a las áreas directamente relacionadas con las actividades citadas.

Estos costes pueden estandarizarse en función de un valor unitario por kWh generado por la empresa productora.

Los costes del capital circulante corresponden al coste de la financiación de la energía eléctrica servida al mercado por cada empresa. Su estandarización puede llevarse a cabo aplicando una tasa de retribución a la facturación que realiza la empresa ponderada por su período medio de cobro.

G. El sistema de compensaciones.

La no coincidencia de los costes atribuidos a cada empresa a través del método del coste estándar con los ingresos recibidos de sus consumidores a través de la tarifa, es la causa de que se plantee la necesidad de redistribuir estos ingresos a efectos de lograr que cada empresa recupere los costes en que ha incurrido.

Esta redistribución de los ingresos se llevará a cabo por medio de un sistema de compensaciones interempresas cuya finalidad sería asignar a cada empresa los costes que fueron utilizados en el cálculo de la tarifa.

La necesidad de este sistema se derivará de la existencia de una tarifa única para todos los abonados del sistema eléctrico y que no cubre de manera directa la diferente estructura de costes de cada empresa

productora-distribuidora. Las empresas recaudan sus ingresos de la facturación a sus abonados, la cual es función de su estructura de mercado.

La compensación de los ingresos persigue la corrección de las diferentes estructuras de mercados, de forma que aquellas empresas con mayores porcentajes de consumo en tarifas de baja tensión deberán aportar parte de sus ingresos a aquellas empresas con mayor distribución a abonados de alta tensión. Esta compensación, por tanto, sitúa a todas las empresas en un nivel de ingresos unitarios equivalente al ingreso medio del sistema.

Una vez alcanzado el objetivo de ajustar los ingresos de las diferentes empresas, la compensación de costes será el mecanismo que ajustará los costes en función de quien los soporta. Al haber aportado cada empresa sus costes propios para formar la tarifa, la compensación de costes cubre aquella parte de los costes que no son recuperados por la facturación del propio mercado.

A continuación van a detallarse los principios básicos que puede utilizar la metodología de compensaciones, y los posibles mecanismos de incentivación y penalización que pueden incorporarse para lograr una mayor eficiencia. A efectos de su aplicación, pueden distinguirse entre las compensaciones de generación y las compensaciones de mercado.

G.1. Compensaciones de generación.

Este tipo de compensación contempla la redistribución de los costes derivados de la generación de energía eléctrica. Como ya se ha analizado, estos costes se clasifican en fijos y variables.

- Costes fijos son aquellos que no están en relación directa con la producción de energía eléctrica:

- . Inmovilizado (C_{fig}).
 - . Extensión de vida útil (C_{feg}).
 - . Operación y mantenimiento (C_{fog}).
- . Costes variables son aquellos que están directamente relacionados con la producción de energía eléctrica:
- . Combustibles y fungibles (C_{vcg}).
 - . Operación y mantenimiento (C_{vog}).
 - . Intercambios con el pool ($E_a - E_x$).

A partir de las coberturas de los balances de energía de cada empresa, así como de los costes fijos estándar correspondientes a cada una de las instalaciones y de los costes variables estándar derivados, se determinará la compensación de costes de generación según la siguiente expresión:

$$CO_g^i = \left(\frac{C_g^i}{D^i} - \frac{C_g}{D} \right) \cdot D^i$$

donde:

C_g^i = coste estándar de generación de la empresa i.

C_g = coste estándar de generación del sistema.

D^i = demanda en barras de central de la empresa i.

D = demanda en barras de central del sistema.

Esta expresión establece una comparación entre el coste estándar unitario por kWh de cada empresa y el coste estándar unitario de todo el sistema. La diferencia entre ambos costes será la compensación de cada empresa por kWh de demanda.

A este sistema de compensaciones pueden incorporarse mecanismos de incentivación a la eficiencia de las empresas. Este incentivo se puede aplicar sobre los costes variables en forma de un coeficiente corrector que premie a las empresas con costes bajos y penalice a aquellas con costes variables mayores que la media.

Para cada empresa productora este coeficiente corrector será proporcional a su demanda en barras de central e inversamente proporcional a su coste variable estándar de generación.

G.2. Compensaciones de mercado.

Estas compensaciones contemplan la redistribución, entre las diferentes empresas productoras-distribuidoras, de los ingresos obtenidos por la venta de energía eléctrica a los abonados y de los costes derivados de la distribución de dicha energía. Por tanto, las compensaciones de mercado pueden subdividirse en:

- . Compensaciones de costes de distribución.
- . Compensaciones de ingresos de mercado.

La compensación de los costes de distribución incluye a todos aquellos costes necesarios para el transporte, transformación, distribución y venta de la energía eléctrica demandada por el mercado de cada empresa. Los costes compensables son los siguientes:

- . Costes fijos de las instalaciones de transporte, distribución y explotación (C_{fd}).
- . Costes variables de las instalaciones de transporte, distribución y explotación (C_{vd}).

- . Costes de gestión comercial (C_{gd}).

Las compensaciones de estos costes de distribución se determinará por una expresión similar a la utilizada para compensar los costes de generación:

$$CO_d^i = \left(\frac{C_d^i}{D^i} - \frac{C_d}{D} \right) \cdot D^i$$

donde:

C_d^i = coste estándar de distribución de la empresa i.

C_d = coste estándar de distribución del sistema.

D^i = demanda en barras de central de la empresa i.

D = demanda en barras de central del sistema.

La compensación de los ingresos de mercado incluye los conceptos estándar derivados de la venta de energía eléctrica a los abonados:

- . Ingresos de facturación.
- . Ingresos por alquiler de equipos de medida.
- . Ingresos por acometidas, enganches y verificación.

Las compensaciones de estos ingresos puede establecerse por medio de una expresión equivalente a las descritas para las compensaciones de costes de generación y distribución:

$$CO_I = \left(\frac{I}{D} - \frac{I^i}{D^i} \right) \cdot D^i$$

donde:

I^i = ingreso estándar de la empresa i .

I = ingreso estándar del sistema.

D^i = demanda en barras de central de la empresa i .

D = demanda en barras de central del sistema.

9.5.6. Elementos de eficiencia.

Las características más relevantes de este modelo (tarifa unificada, redistribución de ingresos entre empresas y explotación unificada) son las que proporcionan eficiencia a las diferentes empresas productoras-distribuidoras que integran el sistema.

Desde una perspectiva pragmática, la competencia se limita a permitir a las empresas que son más eficientes produciendo bienes o realizando servicios, conseguir mayores beneficios en relación a un determinado precio: el precio fijado por el mercado y que está preparado a pagar.

Con estas consideraciones, el modelo integrador simula la competencia entre empresas eléctricas transmitiendo señales de eficiencia a través de los costes estándares, de forma que aquellas empresas capaces de operar por debajo de dichos costes alcanzarán beneficios, mientras que las empresas menos eficientes cuyos costes reales se encuentran muy próximos o por encima de los correspondientes estándares, verán muy reducidos sus beneficios o incluso tendrán pérdidas, lo que influirá de manera que se busquen cambios o mejoras en la gestión de la empresa.

Al ser actualizados los diferentes costes estándar directamente por el organismo regulador, no se produce un ajuste automático de los precios dictados por el mercado. Este ajuste se realiza por la conjunción de los intereses particulares de los agentes que intervienen:

- . los productores, que ofertarán siempre que tengan la perspectiva de realizar beneficios.
- . los consumidores, que preferirán pagar menos siempre que puedan obtener los mismos niveles en la calidad del suministro de la energía eléctrica.

Aunque esta conjunción de intereses representa una intervención parcial de los agentes en el mercado, no es preciso olvidar que la electricidad como tal tiene que competir con otros tipos de energías alternativas que se encuentran sometidas a las fuerzas del mercado en una amplia variedad de aplicaciones. Este último factor hace necesario que el mecanismo empleado para calcular los valores estándar tenga que estar basado principalmente en el análisis de los costes teóricos y reales, de forma que los valores que se establezcan representen una situación de operación eficiente del mercado. De esta manera, estos valores tenderán a alcanzar los mismos niveles que se alcanzarían en una situación de mercado competitivo.

9.6. Las nuevas propuestas basadas en la liberalización.

9.6.1. La dificultad de la regulación.

Los análisis tradicionales han estado marcados por un tratamiento benévolo de los poderes públicos y un desplazamiento en lo referente a la actuación de los diversos agentes. En Estados Unidos numerosos economistas a finales de los años sesenta elaboraron una nueva interpretación de los sectores regulados, basándose en que la reglamentación habría sido el

objetivo de las empresas pertenecientes a estos sectores, con la finalidad de escapar a la disciplina del mercado y asegurarse en el tiempo una parte de la renta del monopolio. A esta teoría se conoce como la teoría de la captura del regulador y del político por las empresas reguladas ² .

Este enfoque es generalizado en la teoría de los grupos de interés que intenta concentrar la actuación de diferentes grupos de presión. De acuerdo con la regulación política actual (toma de decisiones por mayoría simple, por ejemplo), los objetivos que se lograrían serían subóptimos, por lo que sería más conveniente entonces limitar el campo de la intervención política en beneficio del propio mercado, incluso si éste no presenta ningún tipo de imperfección ³ .

Por otro lado, el regulador no dispone de toda la información necesaria para actuar, sobretudo cuando existe un elevado potencial de innovaciones técnicas (sector de las telecomunicaciones), organizativas (sector del transporte aéreo) o cuando el contexto económico es particularmente inestable (sector energético). Las reglamentaciones entonces pueden resultar obsoletas o incoherentes, y las empresas reguladas pueden sentirse no incitadas a proporcionar información y a no utilizarla para conseguir mayor eficacia.

9.6.2. La licitación de concesiones.

De acuerdo con el análisis efectuado de la teoría del monopolio natural y los efectos negativos que lleva consigo en su aplicación a los sistemas eléctricos, se han planteado diversas soluciones encaminadas a suprimir o atenuar en un gran porcentaje dichos efectos. En este sentido, H. Demsetz propuso en 1968 que el problema de los monopolios naturales concesionarios de un servicio público podría ser resuelto, en los casos que intervienen infraestructuras de transporte o distribución, introduciendo la

² G.J. Stigler, "The theory of economic regulation", Bell Journal of economic and management science. 1971.

³ R.G.Noll, "The politics of regulation", Handbook of Industrial Organization. North Holland, 1989.

competencia al menos en un espacio de tiempo muy pequeño: el de la atribución de la concesión (competitive bidding).

Demsetz plantea la atribución de estas concesiones por medio de un proceso de licitación y adjudicarlas a aquellos agentes que se comprometan a suministrar el servicio al precio más bajo. No obstante, esta idea de poner en práctica un sistema de licitaciones para otorgar el derecho de la posición de monopolio plantea numerosas cuestiones desde las perspectivas teóricas y prácticas, aunque hay que tener en cuenta la importancia del planteamiento en la medida que puede introducir soluciones de tipo intermedio entre los modelos de competencia perfecta y de monopolio (regulado en exceso).

Aunque algunos autores se inclinan a reducir el problema a la determinación óptima del tiempo de duración de la concesión (la decisión alemana adoptada en 1980 de transformar todas las concesiones eléctricas en concesiones con una duración inferior a 20 años va en este sentido), el planteamiento de Demsetz debe influir en la consecución de un equilibrio entre:

- . propuestas de flexibilizar el exceso de regulación del monopolio con el objetivo de introducir un mayor grado de iniciativa, y
- . organización y vigilancia de una competencia practicable en la que participen un determinado número de agentes.

9.6.3. La teoría de los mercados contestables.

Según la teoría de los mercados contestables, desarrollada por W. J. Baumol, J. Panzar y R. Willig ⁴, el monopolio natural (público o privado) se comportará de manera óptima en razón de la amenaza creíble de que nuevas empresas virtuales entren en el mercado.

⁴ W.J. Baumol, J. Panzar y R. Willig, "Contestable markets and the theory of industrial structure". Harcourt. San Diego, 1982.

Esta teoría generaliza los rendimientos de escala crecientes en los casos de empresas que ofrecen varios productos: noción de función de coste subaditiva. Esta función de coste representa, en formulaciones matemáticas, el interés de tener una única empresa si el coste asociado a la producción de un conjunto de bienes por esta empresa es inferior al coste de producción del mismo conjunto de bienes por varias empresas. En este caso pueden evidenciarse los efectos sobre los costes debidos no solo al tamaño de la empresa, sino también a las complementariedades en la producción de bienes diferentes (economías de envergadura).

El concepto de mercado contestable se basa en que si existe subaditividad y, por tanto, monopolio natural, la competencia potencial es suficiente para disciplinarlo. La contestabilidad del mercado existe cuando la amenaza de virtuales competidores en dicho mercado es creíble. Para ello, una empresa debe poder entrar en el sector y salir del mismo sin ningún tipo de costes de acuerdo con las siguientes hipótesis:

- . la entrada es libre: no existen barreras de entrada, principalmente de tipo jurídico (no hay concesiones exclusivas, obstáculos a la propiedad del capital, etc.).
- . la salida es libre: no hay costes fijos irrecuperables (hundidos), ni existen mercados de ocasión sobre estas inversiones.
- . la sensibilidad de la demanda al precio debe ser más fuerte que la velocidad de reacción del monopolio frente a la llegada de un competidor proponiendo tarifas interesantes.
- . ausencia de subvenciones cruzadas, es decir, de transferencias entre abonados al nivel de las tarifas aplicadas.

Si estas cuatro condiciones se reúnen en el mercado se cumple el teorema de la "mano invisible débil", que determina que el óptimo se alcanza sin

reglamentación en el momento que las concentraciones justificadas por la función de costes puedan operar, y que la entrada sea libre.

En un mercado contestable cualquier beneficio de carácter económico obtenido por el productor constituye automáticamente una oportunidad de ganancias para un competidor que entrará en el mercado y, si es necesario, saldrá a continuación (hit and run). Como consecuencia de ello, en los mercados contestables un beneficio nulo debe caracterizar a todo equilibrio. No existe, por tanto, necesidad de intervención pública salvo que ésta tenga como propósito restituir el mercado contestable suprimiendo, en particular, las barreras a la entrada cualquiera que sea su naturaleza (jurídica, tecnológica, etc.).

Esta teoría ha servido de fundamento para llevar a cabo la desregulación del transporte aéreo en Estados Unidos, con el objetivo de permitir nuevas innovaciones técnicas y organizativas en aquellos lugares donde la reglamentación en vigor era atosigante y generaba rentas de situación.

Ahora bien, es posible objetar que las condiciones de un mercado contestable están lejos de verificarse en el caso de la industria eléctrica como consecuencia de que:

- . existen barreras de entrada (monopolios públicos)
- . no se verifica la hipótesis de costes fijos irrecuperables.
- . se practican subvenciones cruzadas.

Esta situación es contestada por la asociación de la teoría de los derechos de propiedad de R. Coase, citada anteriormente, y la teoría de la contestabilidad, que proporcionan la idea de que ninguna industria está fuera del alcance de la competencia cuando se encuentra en la situación de presentar rendimientos crecientes con costes de salida no nulos.

Las barreras a la entrada pueden, en cualquier caso, ser anuladas mediante la posibilidad de adquirir una parte del mercado (abonados) sin realizar inversiones, para lo que es suficiente proponer, de manera creíble, un mejor servicio y con menor coste. El obstáculo de los costes de salida irreversibles puede anularse con el interés que tendrían recíprocamente la empresa saliente y la que entra en el mercado, en intercambiar las instalaciones de producción y distribución específicas. De esta manera puede deducirse que todos los mercados son contestables y, en el límite, el concepto de monopolio natural no tiene mayor relevancia.

A todo este razonamiento es preciso añadir dos condiciones que hacen referencia a la necesidad de que se garantice la libertad de emprender y la veracidad del derecho, es decir, que el Estado debe hacer respetar la libertad individual y el derecho de propiedad privada.

A título de ejemplo, H. Lepage ⁵ considera que todas las actividades públicas pueden llegar a ser mercados contestables, pues si una empresa cualquiera considera que está en disposición de suministrar un mejor servicio que la empresa que actualmente produce y distribuye energía eléctrica, esa empresa puede conseguir que los abonados se comprometan por contrato a ser suministrados por ella durante un largo período de tiempo. En este momento, la empresa podrá decidir la construcción de su propia red si ha conseguido un número de contratos suficientes para rentabilizar la misma. Pero, al mismo tiempo, la empresa podrá también proponer al monopolio existente la compra de su propia red, lo que evitará una duplicación inútil. El monopolio estará interesado en vender las instalaciones con el objetivo de eliminar pérdidas al encontrarse apartado del mercado, eliminando el problema de los costes fijos irreversibles. La única condición que deberá cumplirse es que el Estado garantice la libertad de negociación de los contratos y el respeto de los compromisos alcanzados.

Como consecuencia, la libertad de empresa se traduce en un mercado contestable si existen unos poderes públicos que la garanticen.

⁵ H. Lepage, "Le monopole naturel : une Théorie contestable" Colloque P. Masse. 1988.

9.6.4. La desintegración horizontal y vertical.

Aplicando estas consideraciones a los sistemas eléctricos, es preciso identificar aquellas actividades que presentan una función de costes subaditiva y en las que el mercado no es contestable. Estas condiciones son cumplidas por las infraestructuras de transporte y distribución, pues constituyen monopolios naturales con rendimientos crecientes de escala (la duplicación de líneas es antieconómica) que deben ser regulados.

La existencia de funciones de coste subaditivas es menos evidente al nivel de la producción de energía eléctrica, pues las economías de escala son apreciables en ciertas zonas (500-600 MW para el carbón y el fuel, y hasta 1000 MW para la energía de origen nuclear), a partir de las cuales desaparecen.

Asimismo, al aceptar como la Comisión de la CE que la función comercial entre los suministradores de un bien (kWh) o de un servicio (transporte) y los abonados se encuentra separada de las propias infraestructuras (idea de transporte por cuenta de terceros o common carrier), es obvio que también se presentan en esta actividad funciones de coste subaditivas no evidentes, y se plantea la contestabilidad del mercado. Esta consideración de la función comercial ratifica la denominada "essential facility doctrine" derivada del derecho de la competencia, y que tiende a neutralizar los abusos de posición dominante de una actividad integrada en un sistema técnico ⁶.

De estas consideraciones se puede deducir un esquema aproximado de la estructura óptima de un sistema eléctrico. Este esquema se caracterizaría por:

⁶ W. B. Tye, "Competitive access: a comparative industry approach to the essential facility doctrine". Energy Law Journal. 1987.

- . introducir la competencia al nivel de la producción de energía eléctrica, con un número elevado de productores para evitar cualquier tipo de acuerdos, y no existiendo barreras de entrada y salida al mercado (monopolios de derecho).
- . controlar el transporte de energía eléctrica a través de un monopolio público que cubra el conjunto del territorio, con el fin de aprovechar las economías de envergadura ligadas a la interconexión.
- . introducir un cierto grado de competencia en el nivel de la distribución, a través de un proceso de licitación en el momento de otorgar las concesiones.
- . introducir un cierto nivel de competencia en la función comercial entre suministradores y abonados.

Figura 9.6. Esquema de estructura óptima de un sistema eléctrico.

Infraestructura (monopolio natural)	-	Redes transporte y distribución
Competencia	-	Producción (centrales)
Competencia	-	Función comercial

De acuerdo con el esquema señalado no existiría integración horizontal a nivel de la producción, ni integración vertical entre producción, transporte y distribución. Con esta separación de la función de producción de las correspondientes al transporte y distribución, la producción de energía eléctrica se convertirá en una actividad en la que la competencia desarrolle un importante papel, pudiendo desembocar en un verdadero mercado competitivo en el que se realicen intercambios de ofertas diversas.

Es de interés resaltar que, en el plano actual en que se desarrollan los debates sobre el interés de promover o no la competencia a nivel de la producción de energía eléctrica en aquellos sistemas en los que existen monopolios públicos, la intervención de los poderes públicos en esta actividad se justifica por otras razones diferentes a la búsqueda de la máxima eficacia económica. Estas justificaciones hacen referencia a ciertos objetivos que solamente tienen significación a niveles macroeconómicos: seguridad o independencia nacional, creación de empleo, ahorro o utilización de ciertas tecnologías, razones de justicia distributiva, etc.

9.6.5. La experiencia de Estados Unidos.

En Estados Unidos hay que destacar el hecho de que los análisis que se han realizado en ciertos sectores en relación a la subaditividad de los costes y a su contestabilidad han sido muy rápidos. Como muestra de ello basta citar a la desregulación llevada a cabo en el sector de los transportes aéreos.

Si bien dicha desregulación ha permitido obtener ganancias de productividad relacionadas con la introducción de innovaciones de tipo organizativo, éstas han tenido también como finalidad conseguir ciertos objetivos de carácter estratégico: creación de barreras de entrada con el desarrollo de sistemas informáticos de reserva de billetes (SIR) que permiten a las empresas participantes responder a las entradas con precios que oscilan de forma casi instantánea. Estas innovaciones de tipo estratégico y las concentraciones llevadas a cabo en este sector parecen indicar la presencia de costes subaditivos y la débil contestabilidad del mercado.

En relación al sector eléctrico, no se ha producido la apertura de las redes eléctricas de transporte y distribución. El sector se ha reestructurado alrededor de monopolios privados regulados de producción, transporte y distribución, aunque se han realizado algunas experiencias de competencia reglamentada al nivel de la producción.

Esta experiencia se basa en que los monopolios y su regulador pueden organizar licitaciones (competitive bidding) abiertas a nuevos agentes susceptibles de construir y explotar centrales de producción, aunque el producto (energía eléctrica) es entregado y vendido a los monopolios y no a los abonados finales. Por tanto, el sector eléctrico se encuentra aún lejano de la ausencia de regulación o de lo que podría denominarse como una regulación ligera.

Con esta perspectiva es posible afirmar que el sector eléctrico actualmente en Estados Unidos no constituye un modelo de desregulación. Ahora bien, como en otros sectores (telecomunicaciones) se han aplicado soluciones diferentes a la desintegración vertical, puede decirse que a nivel global, en vez de aplicar un modelo de desregulación se ha efectuado un desplazamiento de la regulación, diferente según las redes.

9.7. El acceso de terceros a la red.

9.7.1. Introducción.

La introducción de un cierto nivel de competencia en el sector eléctrico debe repercutir directamente en unos mayores beneficios para el consumidor final, sin que por ello se alteren o comprometan tanto la calidad del servicio como la seguridad de suministro que está en relación directa con el nivel de inversiones.

Básicamente, existen tres elementos que convergen para constituir un nuevo modelo para el sector eléctrico que es alternativo a los modelos ya analizados (industrial y de integración). Estos elementos son los siguientes:

- la no existencia de funciones de coste subaditivas y, por tanto, la no existencia de rendimientos crecientes de escala en la actividad de producción.

- . la idea de que la función comercial entre los suministradores y consumidores es una actividad que se encuentra separada de las infraestructuras que sirven para entregar el producto (kWh) al consumidor.
- . la desintegración vertical y horizontal de la industria eléctrica.

Con la disminución del crecimiento de la demanda de energía eléctrica que tuvo lugar después de los conflictos petrolíferos de los años sesenta, se redujeron los ahorros que podían haberse conseguido de un incremento de la densidad de los consumos y se influyó de manera negativa en aquellas instalaciones de producción que requerían largos plazos de ejecución. Por otra parte, las economías de escala en la producción de electricidad se agotaron con la saturación de las ganancias ligadas al aumento de la capacidad unitaria de los grupos, mientras que aparecían nuevos grupos competitivos de menor tamaño y con altos rendimientos energéticos (ciclos combinados).

Por tanto, para permitir la competencia entre productores frente a los consumidores es necesario eliminar o neutralizar el cuello de botella que constituyen las redes, lo que puede conseguirse autorizando el acceso libre a las mismas por parte de los diferentes agentes interesados (consumidores, distribuidores) por medio de una remuneración justa para el propietario de la red.

Esta teoría del acceso competencial a las redes ya citada (essential facility doctrine) se aplica también a otras industrias o sectores regulados con la finalidad de conseguir la apertura de las redes: telecomunicaciones, ferrocarriles, etc.

9.7.2. Diferentes formas de apertura de las redes.

El punto de partida de este modelo hace referencia a su estructura de integración, en el que se encuentran diferenciadas las actividades de producción, transporte y distribución de energía eléctrica:

- . La generación es proporcionada por diversas empresas productoras entre las que pueden incluirse productores independientes y autoproductores.
- . Los servicios de transporte son proporcionados por una única compañía que tiene también delegada la función de control del sistema eléctrico.
- . La distribución es realizada por diversas compañías a las que se ha otorgado previamente la concesión de unas determinadas áreas geográficas.

A efectos de conceptualizar los términos es necesario definir qué se entiende por acceso de terceros a la red (TPA). De una manera genérica este término hace referencia a la facultad que tienen los denominados agentes terceros (productores, productores independientes, distribuidores, consumidores) de beneficiarse, por medio de pagos, de los servicios suministrados por una red de transporte de energía eléctrica.

La apertura de una red puede ser obligatoria o voluntaria, es decir, dejada a la iniciativa de los agentes implicados. Desde la perspectiva de estos agentes pueden diferenciarse varias formas posibles de apertura de las redes:

- . Supplier Wheeling o apertura para las empresas productoras-distribuidoras.
- . Customer Wheeling o apertura para todo tipo de abonados.

- . Apertura para un determinado tipo de abonados, por ejemplo los grandes consumidores, distribuidores y productores independientes.

A. Supplier Wheeling.

Permite los intercambios de electricidad entre los productores existentes en el supuesto de que éstos desarrollen a su vez la actividad de distribución y tengan abonados cautivos.

A modo de ejemplo, cuando una empresa A envía 1000 MW de potencia a otra empresa B ocurre lo siguiente:

Figura 9.7. Suministro de 1000 MW de una empresa A a otra empresa B.

La empresa A incrementa su generación en 1000 MW sobre su propia demanda y la empresa B disminuye su producción en 1000 MW. Esta combinación de sobregeneración y subgeneración es la causa de que esa potencia se desplace de la empresa A a la empresa B a través de la red de transporte. Este tipo de intercambios puede repercutir de forma positiva en los consumidores de la empresa B.

B. Customer Wheeling.

Es la apertura de las redes a los abonados finales y permite a cualquier tipo de consumidor suministrado por un distribuidor, comprar la energía eléctrica directamente al productor o distribuidor de su elección, liberándose de su distribuidor como de su "productor natural". En este caso se admite el supuesto de que el abonado no tiene posibilidad de controlar la transacción.

A modo de ejemplo, puede suponerse un consumidor C que se encuentra en el área de la empresa distribuidora D que a su vez compra la energía eléctrica a la empresa productora A. Este consumidor desea adquirir su energía eléctrica (100 MW) directamente a otra empresa productora B, y no tiene capacidad para controlar este suministro, por lo que necesitará utilizar las redes de transporte de la empresa distribuidora D.

Figura 9.8. Apertura de la red a un consumidor.

En este caso, la empresa productora A tendrá que disminuir su generación en 100 MW y la empresa productora B tendrá que aumentar su generación en 100 MW. La empresa distribuidora D debe controlar la transacción para que la potencia señalada llegue al consumidor C a través de sus propias redes.

C. Apertura para distribuidores y grandes consumidores exclusivamente.

En este caso se crearían dos mercados diferenciados: un mercado para los consumidores que no tienen derechos de acceso a la red (abonados cautivos), y otro mercado para los consumidores que tienen derechos de acceso a la red, aunque ambos mercados se encuentran suministrados por las mismas infraestructuras de las redes de transporte y distribución.

En los análisis que se van a realizar sobre la apertura de las redes se va a considerar solamente esta última opción. Es decir, la consideración de acceso de terceros a la red (TPA) va a indicar que estos servicios solamente son accesibles para los distribuidores y grandes consumidores. Por tanto, este régimen va a caracterizarse por permitir a estos agentes poner en competencia a los productores de energía eléctrica para conseguir sus suministros.

Históricamente, este término de acceso de terceros a la red apareció en Estados Unidos en el año 1935 al examinarse el contenido de la Federal Power Act (FPA), bajo la denominación de "common carrier". De acuerdo con los proyectos iniciales, el capítulo segundo de la FPA debía contener una disposición relativa a este sistema en los términos de "la obligación de cada compañía pública de suministrar energía eléctrica a cualquier persona que lo solicite, de manera razonable". Para conseguirlo estaba previsto confiar a la Federal Power Commission los poderes de actuación necesarios para disponer esas operaciones.

Esta disposición no se adoptó, aunque se definieron los cuatro rasgos que caracterizaban a este concepto nuevo:

. es una obligación.

- . se impone a las empresas eléctricas que tienen carácter de servicio público en beneficio de los abonados.
- . tiene su límite en el carácter razonable de la demanda.
- . un regulador debe realizar los arbitrajes necesarios.

La principal dificultad que entrañaría la implantación de esta definición se encuentra en el término de exigencia de una demanda razonable, que podría ser responsable de que las operaciones de common carrier quedaran en un aspecto puramente marginal.

9.7.3. Aspectos fundamentales a considerar en la apertura de las redes.

El régimen de acceso de terceros a la red rompería la tradicional integración de las funciones comercial y de transporte de las redes de transporte y distribución. Para estudiar su repercusión es necesario analizar dos cuestiones o aspectos fundamentales:

- . Si se elimina la obligación de suministro para aquellos abonados que tienen libertad de elección de su proveedor, es necesario reforzar la necesidad de proteger a los abonados cautivos. Este aspecto plantea la necesidad de establecer una regulación de la distribución que fomente la eficacia en la elección de los productores, e introducir un cierto nivel de competencia para limitar el poder del monopolio de la distribución.
- . la necesidad de establecer unas tarifas adecuadas y razonables para remunerar los servicios ofrecidos por el transportista. Con ello se trataría de neutralizar el poder monopolístico de los operadores de las redes de transporte y distribución, introduciendo una cierta obligación de transporte. Los servicios ofrecidos por la red intermedia abarcan no solo el transporte, sino también el control de la carga, la regulación de la tensión y la estabilidad de la red en caso de incidente.

9.7.4. La regulación de la distribución.

La competencia a nivel de la producción que introduce el acceso a las redes tiene como efecto inmediato el incremento de los intercambios a corto plazo, así como influir en los diversos agentes implicados para poner en práctica métodos que les permitan ahorrar sus costes. Para que este sistema funcione es condición indispensable que la presión ejercida por los distribuidores y consumidores sea suficiente. A modo de ejemplo es preciso apuntar que esta hipótesis se encuentra reflejada en el Libro Blanco elaborado por el Gobierno Británico, que reestructuró al sector eléctrico haciendo recaer su eficacia sobre la propiedad privada a través del control de los accionistas y la presión de los consumidores directamente o por vía de los distribuidores:

"La intención del Gobierno es poner fin al monopolio efectivo de la producción y otorgar mayor influencia a las compañías distribuidoras y sus abonados. Cada parte de la industria será responsable ante sus accionistas. El Gobierno está dispuesto a conseguir una industria eléctrica mejor, introduciendo la competencia y nuevos derechos para los consumidores". (Privatising Electricity, p. 2,3, febrero 1988).

"Las decisiones sobre inversiones en centrales generadoras serán tomadas por las compañías de distribución, reflejando así las necesidades de los abonados. Una mayor competencia presionará sobre costes y precios, y asegurará que el abonado se beneficie primero".(p.16, op. citado).

Uno de los aspectos básicos en este modelo se centra en provocar la eficacia de los distribuidores cara al consumidor. Al introducir la competencia autorizando a los consumidores finales elegir directamente al productor, se obliga al distribuidor y al propietario de la red de transporte a transportar la energía eléctrica a cambio de un "peaje", lo que requiere la puesta en marcha de una regulación de los precios finales y que constituirá el principal dispositivo de este sistema.

La aplicación del TPA en exclusiva para los distribuidores y grandes consumidores exige el desarrollo de una regulación para proteger a aquellos consumidores que no tienen los medios para negociar directamente con los productores (abonados o mercado cautivo), pues aparece el riesgo de que se produzcan subvenciones cruzadas significativas en detrimento suyo.

Ante la posibilidad de que un gran consumidor pueda establecer un contrato de duración determinada con un productor de su elección para aprovechar diferencias de coste de los combustibles o su posible sobreequipamiento, es preciso plantearse sobre qué ocurriría a la finalización del contrato si el productor actual no tiene posibilidad de satisfacer su demanda a largo plazo, o si por razones de mercado dicho consumidor vuelve a su suministrador "natural". En estos casos se pueden ver comprometidos los capitales a invertir o los costes fijos de las instalaciones construidas, pues la maniobra del gran consumidor sería la de intentar evitar estos costes que recaerían sobre los abonados cautivos de forma irremediable.

Algunos autores como J. D. Pace⁷ son partidarios de eliminar la obligación de suministro a los grandes consumidores que tienen derechos de acceso a la red. No obstante, dadas las especiales características de la energía eléctrica, parece más coherente la instauración de una especie de preaviso antes de cambiar de productor. Este plazo debe ser lo suficientemente largo para permitir la amortización de las inversiones realizadas por dicho productor con el fin de satisfacer la demanda del abonado. Por tanto, la regulación debe favorecer los contratos de larga duración y disuadir a los cambios de productor que tengan un carácter oportunista.

A esta opción reguladora hay que añadir que el distribuidor también se encontraría afectado por los posibles cambios mencionados al tener que contratar el suministro de energía eléctrica para su mercado cautivo. Por ello, la regulación de la distribución debe fomentar a los distribuidores a buscar los contratos más favorables con los productores.

⁷ J.D. Pace, "Wheeling and the obligation to serve". Energy Law Journal. 1987.

El regulador, por su parte, debe tener un conocimiento detallado de los costes de cada tipo de abonados de acuerdo con el nivel de conexión a la red, su curva de carga y su suministrador.

9.7.5. La regulación del acceso a la red de transporte y de los precios.

Como se ha puesto de manifiesto, la actividad de transporte permanece como un monopolio, razón que obliga a regular tanto el acceso a la red como el precio de los servicios de transporte. Los principales objetivos que debe cumplir esta regulación son los siguientes:

- . Regulación del acceso a la red de transporte.**

Su principal objetivo es la determinación de la capacidad de transporte disponible, teniendo en cuenta que una parte de la misma debe ser reservada por razones de seguridad y, por tanto, no estará a disposición para los servicios de transporte contratados.

El regulador será el responsable de determinar los límites de capacidad disponibles para el transporte de energía eléctrica, mientras que el operador de la red tendrá la facultad de poder interrumpir cualquier transacción en aquellos casos que la seguridad del sistema se encuentre comprometida.

- . Regulación de los precios.**

Su principal objetivo es el establecimiento de las tarifas que apliquen a los servicios de transporte, y que deberán incluir además del propio transporte en sí, otras actuaciones encaminadas a mantener la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico:

- . control de tensión y frecuencia.**

- . control de flujos de potencia.
- . respuestas a incidentes.

9.7.6. Efectos sobre la generación de electricidad.

El acceso de terceros a la red al permitir a las compañías de distribución y a los grandes consumidores negociar directamente sus compras de energía eléctrica con los productores, introduce un elemento competitivo al nivel de la generación de electricidad.

Ante la dificultad ya expresada de poder prever con exactitud la evolución de la demanda de energía eléctrica, este reforzamiento de la competencia no haría disminuir los niveles de incertidumbre de los productores en relación a sus perspectivas de desarrollo. Más bien al contrario, podrían incrementarlos, por lo que los efectos sobre la capacidad total del sistema estarán en función de las reacciones de las empresas productoras ante un incremento de la incertidumbre.

Si bien algunos productores podrían aplazar o anular sus proyectos de construcción de nuevas instalaciones o de modernizar las existentes ante el riesgo de perder abonados, otras empresas productoras podrían acelerar o ampliar sus proyectos de inversiones ante la posibilidad de atraer a nuevos abonados. Por ello, la entrada en el mercado de nuevos productores jugaría un papel importante en el mantenimiento de los niveles de inversión.

Como todo mercado en que la competencia juegue un importante papel, la existencia de una información transparente sobre las perspectivas de variación de los niveles de la demanda de electricidad a nivel agregado, facilitaría la toma de decisiones de las diferentes empresas participantes en relación a la creación o supresión de capacidad de producción. La elaboración y difusión de esta información debe ser asegurada por el regulador y elaborada por el operador de la red de transporte.

El régimen TPA plantea la cuestión de si el nivel de competencia introducido es capaz de inducir a las empresas productoras a invertir lo necesario para mantener la suficiente capacidad de producción para satisfacer la demanda y asegurar las reservas adecuadas. Ante este dilema pueden presentarse dos posturas diferentes:

- . los costes elevados, los riesgos en las inversiones y los elevados plazos necesarios en la construcción de las centrales solamente pueden ser planificados con un cierto grado de confianza en una situación de monopolio o regulada de manera centralizada.
- . el sector eléctrico no es diferente en ciertos aspectos a otros sectores industriales y, por tanto, no hay que temer el problema de la escasez en un mercado competitivo.

La importancia de este segundo planteamiento se refuerza como consecuencia de la teoría que postula que cualquier riesgo de interrupción del suministro de energía eléctrica es inaceptable por el consumidor. Incluso en el nuevo régimen británico, la fórmula que se aplica para fijar los precios se ha diseñado para fomentar que las empresas productoras realicen inversiones en nueva capacidad de generación cuando las capacidades de reserva disminuyen.

Desde la perspectiva de la interrumpibilidad, el TPA introduce una situación diferente en la cual los consumidores interesados en participar de esta opción adoptarían sus decisiones en base a negociaciones con varios suministradores potenciales, y no en el marco de un acuerdo bilateral con un suministrador monopolista. De esta forma, los consumidores dispondrán de un margen más amplio de maniobra para definir el equilibrio del binomio precio-seguridad: algunos consumidores estarían dispuestos a asumir mayores riesgos de interrupción del suministro mediante una reducción del precio, o incluso decidir asegurar esta seguridad de suministro por medio de la construcción de sus propias instalaciones productoras de socorro.

Una característica fundamental de este sistema es que limitaría las intervenciones de los poderes públicos al nivel de la planificación del parque generador, en la utilización de las capacidades de las centrales (p. e. favorecer el uso de un combustible determinado) y en la concesión o denegación de las autorizaciones de construcción. Aunque de hecho estas intervenciones podrían llevarse a cabo, se verían restringidas por las siguientes razones:

- . las nuevas centrales generadoras no se utilizarían necesariamente para suministrar energía eléctrica al país en que se encuentran.
- . las capacidades de producción deben ser competitivas en las nuevas condiciones de mercado.
- . las intervenciones estatales podrán suponer distorsiones de los intercambios y de la competencia.

El régimen del TPA favorecerá igualmente a los autoproductores, que podrán vender su energía eléctrica excedentaria a sus propias instalaciones o a las de otras compañías afiliadas situadas en cualquier punto de la geografía. Estas acciones fomentarán de forma especial a los proyectos de cogeneración y a aquellos que utilicen recursos locales y renovables.

Con todas las actuaciones reseñadas se está en disposición de afirmar que la competencia que introduce este nuevo sistema va a mejorar la eficacia energética de la producción de energía eléctrica.

9.7.7. Efectos sobre el transporte de electricidad.

En este sistema debe existir un control central de la explotación que asegure el transporte y algunos servicios anexos, como la estabilidad de la frecuencia y de la tensión, y también satisfacer la demanda en todo instante

y hacer frente a las incidencias. El control debe abarcar a las centrales generadoras de forma individual con la finalidad de hacerlas entrar en el sistema y, en menor medida, a restringir la demanda cuando se produzcan reducciones de la tensión. Este control será efectuado por la empresa propietaria de la red de transporte.

En numerosos casos, los contratos que se efectúen no supondrán incrementos de la demanda de electricidad y se reducirán tan solo al cambio de un suministrador por otro, pudiendo entrañar un aumento de la carga y de las pérdidas de transporte en los casos en que el nuevo suministrador se encuentre geográficamente más alejado y el flujo de energía vaya en el mismo sentido que el suministro anterior. Estos contratos provocarán un incremento de la demanda que puede llegar a necesitar la construcción de nuevas capacidades de transporte.

De acuerdo con la necesidad, ya analizada, de disponer de un cierto nivel de capacidad de transporte de reserva, no se deben autorizar aquellos contratos que impliquen disponer nuevas capacidades si la empresa responsable de la red de transporte no puede asegurar dicho transporte sin comprometer los márgenes de seguridad establecidos. En esta situación, la empresa propietaria de la red de transporte y de la explotación debe tener concedida la obligación de suministrar la capacidad de transporte demandada, lo que repercutirá en la construcción de nuevas líneas u otras instalaciones (transformadores, aparellaje) para hacer frente a las demandas de nuevos contratos.

En lo que se refiere al control de la explotación, éste será más complejo pues el operador de un sistema deberá tener en cuenta no solo a los acuerdos contractuales alcanzados bajo el régimen del TPA, sino a los intercambios entre zonas o regiones, lo que redundará en un incremento de los costes de telecomunicaciones y de los sistemas de control. Por su parte, el sistema será más sensible a las averías en el sistema de telecomunicaciones.

9.7.8. Efectos sobre los costes.

En una primera aproximación puede aceptarse que el efecto resultante de introducir el régimen TPA para distribuidores y grandes consumidores es positivo, pues la introducción de un mecanismo de competencia impulsará a todos los agentes implicados a reducir sus costes, ya sean fijos o variables.

No obstante, en un análisis más profundo es importante distinguir entre los efectos estáticos a corto plazo y los efectos dinámicos a largo plazo. A corto plazo, el acceso de terceros a la red permite a los consumidores comparar las ofertas y realizar una elección económica. A largo plazo, los efectos del acceso de terceros a la red serán función de las estrategias que apliquen las diversas empresas para aprovechar las posibilidades y afrontar los riesgos del mercado.

En la perspectiva del corto plazo, el acceso de terceros tendrá un efecto sobre los costes por la incidencia que provocaría sobre el dispatching y las actividades de transporte. Aunque el método de clasificar las centrales productoras de acuerdo al "merit order" resultará de difícil aplicación al régimen de TPA, ello no tiene que influir en un incremento de los costes, pues si se deja que juegue la competencia libre de trabas, el propio mercado terminará por realizar una explotación preferente de las centrales más rentables y menos costosas.

Los costes de operación de la función de transporte aumentará como consecuencia del mayor número de operaciones a realizar, de las mayores exigencias en materia de facturación y contabilidad, y la mayor complejidad de la cooperación técnica entre los diferentes centros de control regionales.

En la perspectiva del largo plazo, el acceso de terceros a la red afectará a los costes por el hecho de que los productores modificarán su política de inversiones y se esforzarán en conseguir una mayor eficacia interna.

9.7.9. Principios estratégicos del modelo.

Las principales características de este modelo pueden resumirse en las siguientes:

- . Se encuentran separadas las actividades de producción, transporte y distribución de energía eléctrica.
- . El acceso a la red está abierto a los distribuidores y grandes consumidores, que pueden comprar la energía eléctrica a cualquier productor con independencia de su nacionalidad.
- . La producción de energía eléctrica es realizada por diferentes empresas, productores independientes y autoprodutores, siendo la planificación de la producción responsabilidad de estos agentes.
- . La planificación de la red de transporte, la explotación del sistema eléctrico y su control es realizado por una única empresa que es propietaria de dicha red.
- . Existe igualdad de acceso a los mercados financieros y a los mercados de combustibles por parte de todos los agentes.
- . Las tarifas son individuales para cada empresa, estando excluidas las subvenciones.

El escenario que refleja este modelo se representa en la Figura 9.9.

Para evitar una reglamentación extensa que aplique de manera particular a cada caso, parece más conveniente establecer una especie de código legal que recoja los principios estratégicos del régimen de acceso de terceros a la red (TPA). Las principales características que debe cumplir este sistema reglamentario son: simplicidad, transparencia, funcionalidad y eficacia.

Figura 9.9 Esquema representativo del modelo de acceso de terceros a la red

	PRODUCCION	TRANSPORTE	DISTRIBUCION
	SISTEMA ELECTRICO INTEGRADO		
POLITICA ENERGETICA	ADMINISTRACION NORMATIVA		
PLANIFICACION	EMPRESAS ELECTRICAS PROD. INDEPENDIENTES AUTOPRODUCTORES	EMPRESA DE TRANSPORTE	DISTRIBUIDORAS GRANDES CONSUMIDORES COOPERATIVAS
RETRIBUCION	TARIFAS INDIVIDUALES	TARIFAS INDIVIDUALES	TARIFAS INDIVIDUALES
POLITICA DE COMBUSTIBLES	ADMINISTRACION NORMATIVA		
OPERACION	EMPRESA DE TRANSPORTE		DISTRIBUIDORAS GRANDES CONSUMIDORES COOPERATIVAS
AGENTES	EMPRESAS ELECTRICAS PRODUCTORES INDEP. AUTOPRODUCTORES	EMPRESA DE TRANSPORTE	DISTRIBUIDORAS GRANDES CONSUMIDORES COOPERATIVAS
ACCESO A LA RED	TODOS		TODOS

Los principios que debe contener el citado código legal son los siguientes:

- . definición de los agentes que pueden beneficiarse de los derechos del acceso de terceros a la red.
- . obligación de ofrecer a los agentes interesados las capacidades de transporte disponibles, sobre la base de la interrumpibilidad.
- . normas de calidad de servicio para los abonados.
- . sistema de prioridad que permita distribuir la capacidad de transporte disponible entre los abonados que efectúen contratos con productores de electricidad.
- . disposiciones relativas a la no discriminación entre categorías de abonados.
- . obligación del operador de la red de suministrar regularmente las informaciones correspondientes a la capacidad de la red disponible.
- . obligación del operador de la red de incrementar la capacidad de transporte cuando sea necesario.
- . principios de tarificación no discriminatoria del transporte de energía eléctrica.
- . necesidades de capacidad de reserva tanto en la generación como en el transporte de electricidad.
- . obligación de publicar los precios actualizados que apliquen al transporte y a los servicios anexos.

- . confidencialidad de los acuerdos comerciales alcanzados.
- . procedimientos que permitan resolver los litigios que puedan presentarse.
- . protección de los consumidores que no tienen acceso al régimen de TPA, en relación a las subvenciones cruzadas y a la obligación de suministro.
- . principios de suministro de electricidad de reserva por una empresa distribuidora local a un abonado que haya finalizado su contrato de suministro con un suministrador externo.
- . principios de no discriminar por un distribuidor local a un abonado que desea volver a ser suministrado por él.

La aplicación de este régimen en diversos países fronterizos introduciría una competencia transfronteriza que podría verse afectada por las diferencias existentes a nivel legislativo:

- . normas medio ambientales.
- . concesión de licencias administrativas.
- . régimen fiscal.
- . régimen de subvenciones.
- . regulación de combustibles.
- . política energética.

Por tanto, la aplicación del régimen de TPA a nivel de países no debe materializarse hasta que no se eliminen todas las diferencias existentes. La

Comisión de las Comunidades Europeas ha expresado su intención de eliminarlas dentro de su programa general de realización del Mercado Interior (Capítulo 8).

9.7.10. Remuneración de los servicios de la red de transporte: tarificación a largo plazo.

Como ya se ha analizado, el suministro de los servicios de transporte tiene características de monopolio natural, por lo que se trata de una actividad regulada. Las propias especificidades del sector eléctrico realzan significativamente las dificultades de articular una tarificación a corto y largo plazo de estos servicios, lo que es la causa de que no puedan ser tarifados mediante un simple peaje como ocurre con otros sectores (autopistas).

La regulación del acceso de terceros a la red necesita del establecimiento de una tarificación estándar lo más simple posible, calculada en función de los principales parámetros del transporte acordado: potencia contratada, duración del suministro, posiciones relativas del generador y del comprador (distribuidor o gran consumidor) respecto a la red de transporte, garantías de suministro, etc.

Este tipo de tarifas se deberá basar sobre una imputación de los costes de desarrollo de la red y de las pérdidas imputables al transporte, teniendo que ser establecidos con un elevado grado de transparencia. Los principales componentes de este coste son:

- . costes unitarios de desarrollo (construcción) y explotación de las instalaciones que constituyen la red de transporte.
- . costes incrementales de desarrollo de la red mallada, que se obtendrán a posteriori a partir de los datos contables teniendo en cuenta el grado de mallado de la red.

- . coste de las pérdidas medias constatadas sobre la red.

Como consecuencia de que las redes malladas de los diferentes sistemas eléctricos se encuentran unidas entre sí mediante un número limitado de líneas de interconexión, es necesario diferenciar en los costes de desarrollo dos componentes que se corresponden con la propia red mallada y con las interconexiones respectivamente.

Para la red mallada, el coste de desarrollo imputable a un transporte determinado puede aproximarse al coste que supone la petición de una potencia suplementaria sobre la red mallada, teniendo presente los rendimientos de escala inducidos por el nivel de mallado. Este coste será función exclusiva de la red considerada. En el supuesto de una red mallada en la que la función de interconexión sea preponderante a la función de transporte, este coste puede considerarse independiente de la distancia entre los puntos de entrega del generador y de recepción del consumidor.

Para las interconexiones entre redes malladas, los costes imputables al desarrollo de los intercambios representan a los costes de desarrollo de las propias interconexiones. El coste está constituido por una componente de potencia correspondiente a los costes anuales de capital y de explotación de la línea, y de otra componente de energía que corresponde a las pérdidas registradas por la línea debidas a la fracción que corresponda del transporte comprometido.

9.7.11. Remuneración de los servicios de la red de transporte: tarificación a corto plazo.

El coste que soporta el operador de la red de transporte es función, para una transacción determinada, de la dirección de los diferentes transportes de energía eléctrica en la red. Por tanto, este coste es extremadamente variable en el tiempo pudiendo incluso llegar a ser negativo si el transporte acordado se lleva a cabo en dirección contraria a los transportes

dominantes. Para tener en cuenta esta característica es necesario tener presente la localización de los nudos de conexión del generador y del comprador a la red, además del diagrama de flujos que se superponen al efectuado.

De acuerdo con esta idea, la tarificación a corto plazo tendería a garantizar la eficacia de localización de los grupos generadores, siempre y cuando no se falseen las condiciones de la competencia. De esta manera, dos grupos productores idénticos que ofrecieran los mismos precios a un consumidor cualquiera se verían discriminados en función de su posición sobre la red, con independencia del plan de producción considerado.

Los modelos de dispatching económico que se utilizan actualmente determinan un coste marginal en cada nudo de la red, por lo que el coste de transporte a corto plazo entre dos nudos de la red puede considerarse como la diferencia entre los costes marginales de ambos. En caso de presentarse cualquier incidente en la red, el término correspondiente al coste de éste se añadirá al coste calculado.

En un esquema de este tipo en el que los costes de transporte son extremadamente variables con el tiempo, solamente el operador de la red estaría en condiciones de establecer las tarifas teniendo presente las externalidades propias de la red. Ello plantea la necesidad de establecer unos principios generales y analizar cada caso de forma específica, pues la rigidez que introduciría una tarificación del tipo estándar tendría el grave riesgo de conducir a fuertes ineficiencias que disuadirían la realización de posibles acuerdos económicos.

De una forma puramente conceptual, los criterios básicos de valoración de los servicios de transporte pueden analizarse con la ayuda de un modelo simplificado del sistema eléctrico que tiene la ventaja de reducir considerablemente la formulación matemática. En este modelo se realizan las siguientes hipótesis:

- todas las empresas productoras están conectadas a la red de transporte a través de un único nudo.
- la red de transporte conecta con la red de distribución a través de otro nudo único.
- los abonados están conectados a la red de distribución a través de un tercer nudo.

Figura 9.10. Modelo simplificado del sistema eléctrico.

La ventaja del modelo simplificado es que se trata con la generación y la demanda en forma agregada (G_{th} , D_{th}) en lugar de tener que hacerlo nudo a nudo. Las ecuaciones conceptuales de la red se reducen a:

$$G_{th} = f(D_{th}, CT_t)$$

$$D_{tdh} = f(D_{th}, CD_t)$$

donde:

G_{th} = generación agregada en hora h del año t .

D_{tdh} = demanda agregada de distribución en hora h del año t.

D_{th} = demanda agregada de consumidores en hora h del año t.

CT_t = capacidad instalada de transporte en el año t.

CD_t = capacidad instalada de distribución en el año t.

De forma análoga, los costes fijos compuestos de los costes de inversión y de mantenimiento directamente asociados a las instalaciones en servicio pueden definirse por las siguientes ecuaciones:

$$CFT = \sum_t CFT_t (CT_1, CT_2, \dots, CT_t)$$

$$CFD = \sum_t CFD_t (CD_1, CD_2, \dots, CD_t)$$

donde:

CFT_t = costes fijos de la red de transporte en el año t.

CDT_t = costes fijos de la red de distribución en el año t.

En el modelo se considera que tan solo las pérdidas y limitaciones impuestas por la red de transporte pueden hacer diferir la generación y demanda agregadas, y se ignoran los costes variables de la red que son comparativamente muy pequeños, y los costes de las funciones secundarias de coordinación y control del sistema eléctrico.

En el escenario supuesto del acceso de terceros a la red, los servicios de transporte son proporcionados por una única empresa de transporte y, aunque el modelo simplificado de la red supone también una sola empresa

de distribución, la generalización para varias empresas distribuidoras con franquicia territorial es automática. Por su parte, existe competencia a nivel de la generación de electricidad, que es proporcionada por un número N de empresas que venden su generación G_{th} a un precio unitario P_{th} , y buscan maximizar sus beneficios. Los consumidores son numerosos y se admite que no pueden influenciar en las condiciones del mercado a nivel individual.

Al estar regulado el suministro de los servicios de transporte, dicha actividad se encontrará sometida a las siguientes reglas específicas:

- A. Inversiones. La empresa de transporte debe invertir en expandir la capacidad de la red con el objetivo de disminuir los costes variables del sistema eléctrico, pero solamente hasta que el coste marginal de la nueva inversión no exceda a los ahorros marginales ocasionados por ésta.

Definido el bienestar social global asociado al consumo de electricidad (BSG) como:

$$BSG = BC - CFT - CFD - N (CFG + CVG)$$

donde:

BC - beneficio por consumo de electricidad.

CFT - costes fijos de la red de transporte.

CFD - costes fijos de la red de distribución.

N - número de productores.

CFG - costes fijos de generación.

CVG - costes variables de generación.

la condición para optimizar las inversiones en instalaciones de transporte será:

$$\frac{\partial BSG}{\partial CT_t} = 0$$

que desarrollado:

$$\frac{\partial CFT}{\partial CT_t} = -N \cdot \frac{\partial CVG}{\partial CT_t} = -N \sum_h \frac{\partial CVG_{th}}{\partial G_{th}} \cdot \frac{\partial G_{th}}{\partial CT_t}$$

Esta expresión indica que el óptimo del coste marginal de la inversión en capacidad de transporte debe ser igual a la reducción asociada en costes variables de generación.

- B. Precios. La empresa responsable de la red de transporte debe aceptar cualquier transacción de compra o venta de energía eléctrica que le sea propuesta por los participantes en el mercado de la electricidad, y aplicará el precio spot que corresponda al nudo donde tiene lugar la transacción.

Definiendo al precio spot (P_{th}) en un nudo dado y en un momento determinado como el coste marginal a corto plazo de la energía eléctrica generada en relación con un incremento de la demanda en ese nudo, los ingresos de la empresa de transporte por la prestación de sus servicios (IET) vendrán expresados por:

$$IET = \sum_t \sum_h (P_{dth} \cdot D_{dth} - P_{Gth} \cdot G_{th})$$

donde:

P_{Dth} = precio spot en el nudo transporte-distribución en hora h del año t.

P_{Gth} = precio spot en el nudo transporte-generación en hora h del año t.

D_{tdh} = demanda agregada de distribución en hora h del año t.

G_{th} = generación agregada en hora h del año t.

Los diferentes precios spot se determinarán de acuerdo a lo especificado:

$$P_{Gth} = \frac{\partial CVG}{\partial G_{th}}$$

$$P_{Dth} = \frac{\partial CVG}{\partial D_{tdh}} = P_{Gth} \cdot \frac{\partial G_{th}}{\partial D_{tdh}}$$

9.7.12. Consideraciones jurídicas del acceso de terceros a la red.

Desde una perspectiva puramente jurídica el régimen de acceso de terceros a la red (TPA) constituye una excepción o un desconocimiento de los derechos exclusivos de que algunas empresas eléctricas, públicas o privadas, son titulares para el transporte de energía eléctrica. Estos derechos exclusivos de transporte no son derechos aislados, sino que son derechos que se encuentran conectados a otros derechos también exclusivos como importación y exportación de electricidad, construcción de instalaciones, etc.

El fundamento de la exclusividad de los derechos de las empresas eléctricas se encuentra en el artículo 90.2 del Tratado CEE, que reconoce que los derechos exclusivos de los servicios públicos de interés económico general están justificados como excepción a las normas de la competencia cuando concurren dos circunstancias:

- la aplicación de dichas normas no impida, de hecho o de derecho, el cumplimiento de su misión.

- . el desarrollo de los intercambios no quede afectado de forma que sea contrario al interés de la Comunidad Europea.

De acuerdo con estas premisas, la cuestión jurídica que plantea el TPA es determinar si su introducción impediría a las empresas eléctricas el cumplimiento de su misión de servicio público de interés económico general, y si su no inclusión afectaría al desarrollo de los intercambios de electricidad.

La doctrina y la jurisprudencia que interpretan al artículo 90.2 han señalado las siguientes particularidades:

- . el artículo trata de armonizar los intereses opuestos de los Estados miembros y su política económica nacional, y de la Comunidad Europea en defensa de la unidad del mercado y las reglas de la competencia.
- . su no aplicabilidad cuando las normas de la competencia complican pero no impiden el cumplimiento de la misión de servicio público.
- . no susceptibilidad de crear derechos individuales en las empresas titulares de derechos exclusivos.
- . la sentencia del Tribunal de Justicia de fecha 19 de marzo de 1991 ha considerado fundada la supresión de los derechos exclusivos de importación, comercialización, conexión, puesta en servicio y mantenimiento de aparatos terminales de telecomunicaciones, en base a consideraciones sobre sus características, variedad y naturaleza, y a la repercusión en el comercio intracomunitario.

Como se ha demostrado a lo largo de este capítulo la introducción del derecho de acceso de terceros a la red supondría un profundo cambio del sistema eléctrico, que pasaría de ser una industria con derechos exclusivos a un sector abierto a la competencia en el que no se impediría a las empresas eléctricas prestar el suministro de electricidad en condiciones de

seguridad a un precio razonable. Por su parte, este modelo incrementaría los intercambios de electricidad con el exterior como consecuencia de sus propios mecanismos de eficiencia que harían buscar a cualquier distribuidor o gran consumidor el suministro de energía eléctrica de más bajo coste.

En el conjunto del modelo industrial, el acceso de terceros a la red no puede ser considerado de forma aislada, sino en conexión con otros elementos del sistema. Es decir, la introducción del TPA no sería posible si, previa o simultáneamente, no se suprimen otros derechos exclusivos como los de exportación e importación de electricidad, de construcción de redes de transporte o distribución, etc. Obviamente, de nada serviría reconocer el derecho de acceso a la red si las líneas de transporte se construyen de acuerdo a prácticas monopolísticas, y el intercambio de energía eléctrica entre países no podrá incrementarse si se mantienen los derechos exclusivos de importación y exportación.

Por consiguiente, cualquier dificultad que se alegue por las empresas eléctricas en el modelo actual para ampararse en el artículo 90.2 del Tratado CEE no serían consideradas como suficientes por el Tribunal de Justicia, a lo que contribuye el reciente precedente de reorganización llevado a cabo en el sistema eléctrico de Inglaterra y Gales.

CAPITULO 10.PERSPECTIVAS DE EVOLUCION DE LA SITUACION ACTUAL ANTE LAS ESTRATEGIAS DEL MERCADO INTERIOR DE LA ENERGIA.

10.1. Introducción.

Con la firma del Acta Unica Europea en 1986 el contexto europeo favoreció el establecimiento de un mercado interior o común de la energía, como consecuencia del impulso que se otorgó a la realización del mercado unificado de 1993. Esta tendencia se ha visto reforzada recientemente por los acuerdos que la Comunidad Económica Europea ha alcanzado con los países de la EFTA, y por los cambios que han acaecido en los países del Este de Europa incluida la Unión Soviética. Las posibilidades de cooperación en el campo de la energía entre el Este y el Oeste europeos son muy importantes, siendo su mayor exponente la Carta Europea de la Energía ¹ cuyo objetivo es el desarrollo de dicha cooperación.

Como se ha puesto de manifiesto, el sector eléctrico es uno de los subsectores energéticos más afectados por la implantación de un mercado único de la energía en el interior de la CE. Las condiciones en las que actualmente la industria eléctrica desarrolla su actividad varía fuertemente entre los países comunitarios e incluso en países externos a la CE. Estas variaciones son motivadas por los diferentes marcos institucionales que determinan de una manera singular las estructuras organizativas y las características técnico-económico-comerciales de las empresas eléctricas, además de otras políticas que influyen de manera especial en el desarrollo de esta industria: política sobre el carbón y nuclear, política sobre medio ambiente y compra de equipos.

Debido a la falta de competitividad internacional de una gran parte de la industria europea del carbón, diversos mecanismos permiten asegurar la utilización del carbón nacional (cuotas de importación, acuerdos entre empresas eléctricas y productores de carbón). Las diferencias observadas

¹ COM (91) 36 final. Bruselas, 20 Febrero 1991

en las normativas nacionales sobre protección del medio ambiente produce variaciones significativas en los costes de producción, transporte y distribución de energía eléctrica. Los mercados públicos de compras de equipos se encuentran cerrados en la mayoría de los países comunitarios, existiendo multitud de acuerdos que promueven la compra de equipos nacionales.

Si bien las acciones específicas adoptadas por la Comisión de la CE se han limitado al establecimiento de derechos de tránsito acordados por las empresas responsables de las redes, y a la necesaria transparencia de los precios y las condiciones de venta que se aplican a los consumidores industriales finales de electricidad, las últimas orientaciones van encaminadas a la introducción de un mayor grado de competencia en este sector.

En este capítulo se van a analizar las implicaciones que para los sistemas eléctricos que rigen actualmente en España, Francia y Portugal, van a introducir cada uno de los modelos descritos en el Capítulo 9 dentro del marco definido por el mercado interior de la energía en el sector eléctrico.

10.2 Planteamiento general del análisis.

La totalidad de los sistemas eléctricos existentes están constituidos por un conjunto muy complejo de actividades, funciones y agentes estrechamente relacionados con el sector energético. Al mismo tiempo, todas sus acciones tienen una repercusión económica en la mayoría de los sectores productores y en todos los consumidores, presentando la potencialidad de ser utilizado como mecanismo de redistribución de fondos.

Si el objetivo que debe perseguir cualquier sistema eléctrico es conseguir de manera estable energía eléctrica al menor coste posible para difundir eficiencia a la industria y al consumidor final, cualquier reflexión sobre la evolución de los sistemas eléctricos deberá fundamentarse en la consideración de los siguientes elementos:

- . Fases de la actividad eléctrica.
- . Funciones que se desarrollan.
- . Agentes que integran el sistema eléctrico.

Por tanto, la evolución de la situación actual a otro escenario motivado por la instauración del mercado interior de la energía se efectuará analizando las implicaciones sobre las fases de la actividad eléctrica y las funciones que se desarrollan.

10.2.1. Fases de la actividad eléctrica.

Las fases de que consta la actividad de la industria eléctrica obedecen a las tres partes principales de que se compone una red eléctrica:

- . Producción (centrales generadoras).
- . Transporte (líneas de transporte).
- . Distribución (redes de distribución).

La fase de producción es la primera actividad eléctrica pues consiste en la generación de electricidad, que por sus especiales características se lleva a cabo en las centrales eléctricas. En esta fase juega un papel fundamental la energía primaria que se utilice como combustible para producir la energía eléctrica.

La fase de transporte tiene como finalidad llevar la energía eléctrica desde las centrales generadoras hasta las redes de distribución en las mejores condiciones de seguridad y calidad. Esta fase incluye la importación y exportación de energía eléctrica con otros sistemas eléctricos.

La fase de distribución consiste en acercar la energía eléctrica al consumidor final que se encuentra conectado en diferentes niveles de tensión. El producto debe ser entregado asimismo, en las mejores condiciones de calidad y seguridad.

10.2.2. Características de los agentes que integran el sistema eléctrico.

En general, los agentes que integran cualquier sistema eléctrico pueden ser algunos de los siguientes:

- . Empresas verticales de producción, transporte y distribución.
- . Empresas productoras puras.
- . Empresas de transporte puro.
- . Empresas distribuidoras .
- . Empresas industriales con cogeneración.
- . Autoproductores.

No existen definiciones específicas de cada uno de estos tipos de agentes, aunque es posible establecer una caracterización bastante genérica.

A. Empresas verticales de producción, transporte y distribución.

Se caracterizan básicamente porque disponen de:

- . varias centrales que les permiten constituir la reserva de potencia exigible para su explotación.

- . capacidad de regulación en sus centrales y de los medios de control necesarios para llevar a cabo la regulación.
- . redes de distribución y otros medios que aportan a sus consumidores la calidad de servicio necesaria.

Estas empresas son de gran tamaño y están en condiciones de poder establecer convenios de compra de energía eléctrica sin tener que contratar la reserva y la regulación, pudiendo aceptar a veces limitaciones en la garantía del suministro. Además, pueden contribuir a la garantía y calidad globales de la explotación con la posible aportación de su reserva y potencia.

B. Empresas productoras puras.

Su función principal es vender la energía eléctrica que generan a otras empresas verticales, a empresas distribuidoras o a consumidores finales. Es posible realizar una distinción esencial entre pequeñas y grandes empresas productoras puras: las primeras tienen un número reducido de centrales generadoras, mientras que las segundas cuentan con varias centrales.

Cuando una empresa productora de pequeño tamaño vende su producción a una empresa distribuidora o a un consumidor final, éste recibe la garantía y la calidad del suministro del sistema interconectado o de su entorno de distribución, salvo que acomodara de forma instantánea su demanda a las posibilidades de generación de su suministrador, lo que no es realizable en la práctica.

Las empresas productoras puras de gran tamaño pueden garantizar mejor sus ventas de energía eléctrica, y están en condiciones de aportar al sistema interconectado una contribución que se corresponda a la que reciben de él con criterios de reciprocidad razonables.

C. Empresas de transporte puro.

Estas empresas prestan sus servicios a todos los agentes que constituyen el sistema eléctrico, y sus costes deben recaer sobre todos ellos. Cualquier empresa productora, distribuidora o gran consumidor que esté acoplado al conjunto interconectado recibe del mismo, a través de las redes de transporte, una aportación muy importante a la calidad de sus servicios aunque su balance programado de intercambios de energía eléctrica fuese permanentemente nulo.

D. Empresas distribuidoras.

Son empresas sin producción o con una producción muy reducida, que adquieren de otras empresas la mayor parte de la energía que venden a sus abonados. Sus principales características son:

- . no disponen de suficiente potencia instalada para aportar la reserva de potencia exigible, ni para contribuir de forma apreciable a la garantía de sus suministros.
- . no disponen de capacidad de regulación o, si tienen algunos medios, son insuficientes, pues sus sistemas de control están orientados a las funciones de distribución.
- . las pequeñas empresas distribuidoras reciben del entorno de instalaciones de distribución pertenecientes a otras empresas una contribución esencial para la calidad de sus suministros. Por su parte, las grandes empresas distribuidoras son menos dependientes de las instalaciones de distribución ajenas en lo que se refiere a la calidad de servicio, pero dependen considerablemente de las instalaciones ajenas de producción situadas en su entorno y del sistema de transporte.

E. Empresas industriales con cogeneración.

Estas empresas utilizan la energía primaria para producir simultáneamente energía eléctrica y calor para sus procesos industriales, y tienen las mismas limitaciones que las empresas productoras puras de menor tamaño, presentando una fuerte incertidumbre sobre su permanencia pues su continuidad está ligada a la del proceso no eléctrico que tiene unas expectativas de vida inferiores a las de las centrales generadoras convencionales.

F. Autoprodutores.

Estas empresas tienen unas características similares a las empresas productoras puras de tamaño pequeño, por lo que deben tener idénticas restricciones en cuanto a responsabilidades de reserva y en la función de regulación, aunque tendrían que estar protegidas contra posiciones de predominio.

10.2.3. Funciones que se desarrollan en un sistema eléctrico.

Las actividades que desarrolla un sistema eléctrico se encuentran condicionadas, en mayor o menor medida, por una serie de funciones que tienen una gran relevancia en su operatividad. Estas funciones pueden tener una influencia determinante en el conjunto del sistema, dependiendo de quien sea el organismo encargado de su aplicación y del grado de intervención que se efectue.

Las principales funciones que se desarrollan en un sistema eléctrico son las siguientes:

- . Política energética.
- . Planificación.

- . Política de combustibles.
- . Retribución (tarifas).
- . Operación del sistema.
- . Acceso a la red.

Además de estas funciones es necesario tener en cuenta una serie de actividades que por su influencia específica afectan a los agentes que intervienen en el sistema eléctrico. Estas funciones son:

- . Autorizaciones administrativas.
- . Impuestos finales a la electricidad.
- . Acceso a los mercados financieros.

10.3. Estrategia basada en el modelo industrial.

10.3.1. Principales líneas de actuación.

El modelo industrial aparece por la cristalización de un modo común de funcionamiento de los sistemas eléctricos como el resultado histórico de una selección de las formas de organización y de regulación que permite al sector eléctrico cumplir su misión de manera eficaz.

Las relaciones actuales entre los sistemas eléctricos de España, Francia y Portugal están basadas en la cooperación, con la finalidad de aprovechar las ventajas mutuas que proporcionan las interconexiones entre ellos, y de las diferencias existentes a nivel de costes de producción de electricidad, motivadas por las diferentes estructuras de los parques de generación.

Si bien este modelo puede considerarse como una prolongación de la situación actual, el escenario que se plantea en el marco del mercado interior de la energía eléctrica se caracteriza por el establecimiento de las siguientes actuaciones:

- . Mayor cooperación entre las empresas eléctricas a través de la puesta a punto de un sistema de intercambio de información destinado a facilitar los intercambios de energía eléctrica "a bien plaire", y la concertación en materia de inversiones en instalaciones de transporte y generación.
- . Mayor nivel de competencia en la actividad de generación de energía eléctrica.
- . Elevado nivel de transparencia en la gestión de los sistemas eléctricos.

10.3.2. Medidas de carácter horizontal.

Se consideran medidas de carácter horizontal a aquellas que van a afectar por igual a los sistemas eléctricos de España, Francia y Portugal, como consecuencia de introducir las actuaciones definidas en el punto anterior. Estas actuaciones implicarán la adopción de diversas medidas en las siguientes fases y funciones de los sistemas eléctricos analizados:

A. Fase de transporte.

- . Incremento de las capacidades de las líneas de interconexión entre España-Francia y España-Portugal, para aprovechar en la mayor medida posible los intercambios de energía eléctrica que se derivan de la existencia de la denominada "Bolsa de la electricidad", y contribuir a la optimización de los sistemas eléctricos.

- . Incremento de la transparencia en la formación de los precios aplicables a los intercambios entre los sistemas eléctricos. La consecuencia de esta transparencia sería una cierta disciplina en la fijación de los precios de la energía eléctrica de acuerdo con las características de los sistemas eléctricos suministrador y receptor.

Los niveles de precios deben atender a los siguientes principios:

- . Si ambos sistemas eléctricos tienen capacidad de generación propia adecuada para alimentar, con la necesaria capacidad de reserva, a sus consumidores finales, los intercambios de energía eléctrica tienen por objeto exclusivo la optimización de los costes variables de generación y de las pérdidas de transporte. Los costes variables a tomar en consideración deben ser los correspondientes a los grupos generadores que los tengan más elevados. Ahora bien, si la generación de coste variable más elevado se presenta en centrales que utilizan un combustible nacional (carbón, lignito) con contratos rígidos de compra, no habría que tener necesariamente en cuenta dicha generación al establecer las condiciones económicas de los contratos.
- . Si el sistema eléctrico receptor no puede garantizar adecuadamente sus compromisos de suministro, incluyendo la capacidad de reserva necesaria, tendrá que adquirir los déficits de energía y potencia incluyendo en el precio el coste fijo de las instalaciones de generación. No obstante, pueden presentarse un conjunto de características que justifiquen un precio de intercambio en el que el término fijo sea más reducido. Esto, que es debido a que la garantía es un concepto probabilístico y a que un sistema eléctrico con múltiples fuentes de generación puede adecuar su utilización, programando las revisiones o la explotación de los embalses (por ejemplo), de tal forma que pueda aceptar en sus compras de energía eléctrica garantías

muy limitadas y de menor coste, no debe utilizarse indiscriminadamente pues podría dar lugar a situaciones de competencia desleal.

B. Política energética.

- . Incremento de las importaciones/exportaciones de energía eléctrica en el diseño de los planes energéticos, que contribuye al objetivo del mercado interior de la energía de alcanzar una asignación de recursos energéticos más eficientes entre los países de la Comunidad Europea. Los contratos que regulan estas operaciones deben ser planificados de forma conjunta por los responsables de los sistemas eléctricos e incluirse en el PEN correspondiente como un elemento más de la planificación de las necesidades de capacidad de generación a medio-largo plazo.
- . Especificación de las inversiones en equipo generador e interconexiones que por su carácter de especial interés "comunitario" se realicen de manera conjunta entre varios países. Con estas actuaciones se garantiza la adecuada diversificación de las fuentes de abastecimiento de energía primaria en base a criterios económicos y estratégicos.

C. Planificación.

Instauración de un procedimiento dirigido a optimizar las inversiones en instalaciones de producción superiores a 200 MW y en instalaciones de transporte, en el que participen los tres países. Este procedimiento puede estar basado en la comunicación por cualquier país interesado en realizar la construcción de una instalación de producción o transporte, a los demás países de su intención. Siendo esta comunicación a nivel de autoproyecto, los países interesados deberán expresar sus comentarios para lograr alcanzar un acuerdo que permita acometer la inversión de forma conjunta.

La posibilidad para un país (España) de participar en la construcción de una instalación de generación en un país distinto (Francia o Portugal) contribuirá a la consecución de las siguientes ventajas:

- . Mantenimiento del equilibrio entre la energía eléctrica y el medio ambiente, mediante el fomento de las energías renovables. En el supuesto de que la conversión de la energía solar en energía eléctrica en centrales de capacidad apreciable y competitivas con las fuentes actuales sea posible a medio plazo, no sería razonable que todo el esfuerzo financiero del desarrollo de las instalaciones de conversión recayera en las empresas eléctricas de un determinado país. Si Francia no tuviera posibilidad de implantar esta fuente de energía por razones climatológicas, la solución más efectiva es que participe financieramente en la construcción de estas centrales en el sur de España o Portugal para tener acceso a este tipo de energía que no presenta limitaciones de emplazamiento ni consecuencias ecológicas adversas para el entorno.**

En esta perspectiva de equilibrio electricidad-medio ambiente es necesario citar a la energía hidráulica. Existe una tendencia en España y Francia, que han desarrollado una parte importante de sus recursos hidroeléctricos hace algunas décadas, a sobreequipar las centrales hidráulicas antiguas aumentando su potencia instalada para adecuarlas a las conveniencias de explotación actuales. Con estas acciones se consiguen tres importantes beneficios:

- . reducir el volumen de energía hidráulica vertida.**
- . mayor utilización de esta forma de energía renovable.**
- . mejorar el rendimiento de la generación de origen térmico al permitir el funcionamiento de los grupos térmicos con un régimen menos variable.**

Como Portugal no está realizando actualmente esta tarea de sobreequipamiento y dedica sus recursos financieros a la construcción de centrales térmicas, parece conveniente en esta situación que empresas eléctricas españolas y francesas encontraran importantes ventajas en coordinar el sobreequipamiento a plazo inmediato de las centrales hidráulicas portuguesas.

- . Disminución del coste de acceso a la energía eléctrica para los consumidores finales, como consecuencia de aprovechar las siguientes ventajas:
 - . Adaptar con mayor precisión la capacidad de generación de cada empresa eléctrica a sus necesidades reales, y corregir sus errores de previsión con una reasignación dinámica de la potencia instalada o en curso de instalación en otros países (Portugal y Francia), con lo que se tendería a reducir de manera sensible el exceso de capacidad de generación existente.
 - . Empresas eléctricas de pequeña dimensión podrían participar en el desarrollo de grandes centrales de generación sin que se originen desequilibrios transitorios de gran magnitud y larga duración entre su capacidad de generación y los requerimientos de su demanda.
 - . Incrementar el proceso de diversificación de fuentes de energía eléctrica.
- . Mejora de la seguridad de abastecimiento, diversificación de las fuentes de energía y limitación del uso de hidrocarburos. España y Portugal con relativamente escaso nivel de reserva de generación, ante la posibilidad de que se pongan en evidencia situaciones de

déficit de capacidad de generación a corto-medio plazo, podrían resolver la situación acometiendo este tipo de acciones conjuntas con la antelación suficiente.

D. Operación del sistema eléctrico.

Los dispatching centrales que coordinan la explotación de los sistemas eléctricos de España, Francia y Portugal serán los encargados de impulsar el sistema de intercambios de energía eléctrica "a bien plaire". Para ello se dotarán de instrumentos de previsión de la demanda a corto plazo, y de aquellos que les permitan evaluar en tiempo casi-real las potencias ofertadas y los precios de la energía disponible.

Las estructuras de diálogo entre los centros de control nacionales se verán reforzadas a través de un nuevo sistema de cooperación que deberá regirse por un procedimiento específico.

10.3.3 Desarrollo de la competencia en la fase de producción.

La introducción de un cierto nivel de competencia en la fase de producción de energía eléctrica en el modelo industrial tendrá lugar abriendo la producción a una amplia variedad de empresas productoras. Como muestra del interés de numerosos agentes en intervenir en la construcción y operación de centrales eléctricas, en los experimentos realizados en Estados Unidos con productores independientes (Independent Power Producers, IPP's) y en Gran Bretaña aparecieron los siguientes agentes:

- . productores de energía, compañías de petróleo, compañías de transporte de gas y productores de carbón.
- . empresas de ingeniería y fabricantes de equipos (General Electric, Siemens, ABB, Alsthom, etc).

Estas compañías operaban generalmente a través de joint ventures con empresas eléctricas, bancos o compañías financieras.

Aunque esta forma de competencia existe actualmente en España, Francia y Portugal de una manera particular al existir numerosos autoprodutores, la regulación es similar y tan solo contempla diferentes marcos en los que el sistema eléctrico tiene la obligación de comprar sus excedentes de energía eléctrica a través de tarifas de compra reguladas o contratos específicos.

La ampliación de este marco de competencia en el modelo industrial debe contemplar dos situaciones diferentes:

- . Existe acceso a la red.
- . No existe acceso a la red.

En el caso de que exista acceso a la red, el productor independiente puede tener la posibilidad de establecer contratos con empresas productoras puras o empresas verticales situadas a distancias lejanas. Si el acceso a la red no existe, el nuevo productor intentará establecerse en una zona geográfica en la que ya actúa una empresa verticalmente integrada en situación de monopolio, para lo cual el regulador deberá organizar la forma de competencia.

En cualquier caso, la creación de competencia entre productores debe ser llevada a cabo por medio de la puesta en marcha de procedimientos de licitación o bien tarifas de compra basadas en los costes evitados al sistema eléctrico, controlados por el regulador. Con la finalidad de incrementar las ventajas que en términos de economía y seguridad de suministro se encuentran asociadas a la planificación centralizada y a la explotación unificada de los sistemas eléctricos analizados, la producción de carácter independiente debe ser integrada en este proceso de planificación y explotación.

Si bien esta nueva forma de competencia aportaría una mayor contribución a la diversificación de las fuentes de energía y, posiblemente, a la mejora del medio ambiente, su incidencia sobre la estructura de los sectores eléctricos de España, Francia y Portugal sería mínima, y su viabilidad técnica tropezaría con ciertos obstáculos especialmente en el aspecto de regulación de la producción, como consecuencia de que su complejidad aumenta cuanto más dispersas están las fuentes de generación y cuanto mayor es su número y menor su tamaño, especialmente porque requieren canales de comunicación muy fiables y de utilización permanente.

Para comprender mejor esta observación es necesario realizar una breve descripción de cual es el objetivo de la regulación de la generación y su concepción actual:

El objetivo de la regulación de la generación es igualar en todo momento la producción de cada empresa eléctrica con la demanda de sus consumidores, y contribuir a complementar la producción de cualquier empresa eléctrica que en un momento dado se encuentre en dificultades para llevar a cabo su función de regulación. Esta función es una obligación de cada uno de los agentes implicados en la producción y utilización de la energía eléctrica, aunque en la práctica es realizada tan solo por los agentes que cuentan con fuentes de generación. Una de sus principales características es su transferibilidad entre empresas eléctricas por acuerdo económico o en concepto de reciprocidad, de tal forma que una empresa eléctrica determinada puede tomar sobre sí misma, total o parcialmente, la obligación que corresponde a otra u otras empresas eléctricas.

La concepción actual de la regulación se basa fundamentalmente en el control de la producción de energía eléctrica de empresas verticales interconectadas. Estas empresas intercambian su energía en forma de potencias constantes a lo largo de períodos de tiempo cuya duración no suele ser inferior a una hora. El programa de intercambios horarios de una

empresa se obtiene como suma algebraica o saldo de los distintos acuerdos de intercambios que tiene con las demás empresas eléctricas. La función de regulación de una empresa eléctrica consiste, en esencia, en intentar respetar el programa de intercambios. Si se logra este objetivo se habrá conseguido que la generación propia de la empresa eléctrica se adapte a la demanda de los consumidores propios, corregida por los programas convenidos de entrega o recepción de energía.

Este esquema de realización de la función de regulación tiene su reflejo en la forma en que habitualmente se lleva a cabo. Cada empresa eléctrica centraliza en su dispatching las potencias instantáneas de todas sus interconexiones con las demás empresas eléctricas, transmitidas en forma permanente por un sistema muy fiable de telecomunicación. La suma algebraica de todas las potencias instantáneas que circulan por las interconexiones se compara en el Centro de Control nacional, de forma automática, con el programa de cada momento y se elaboran, también automáticamente, las órdenes de aumentar o reducir la producción de las centrales de la empresa eléctrica, de tal manera que se tiende a igualar la potencia realmente intercambiada con la potencia programada.

Debido a la inercia de las centrales de generación, a imprecisiones de medida, a indisponibilidad de equipos de control o a dificultades transitorias en la producción, se producen pequeños errores de regulación que se compensan permanentemente por el conjunto de empresas eléctricas interconectadas de forma espontánea.

La regulación tiene un coste consecuencia de la pérdida de rendimiento en la generación por tener girando una mayor potencia de la imprescindible, y de la variación permanente de la producción de cada unidad generadora, lo que no permite que estén funcionando con el óptimo rendimiento en todo momento, aunque hay centrales que son más adecuadas que otras para hacer la función de regulación.

Si una empresa eléctrica no regula correctamente, las demás se hacen cargo necesariamente de la obligación de esta empresa porque en el conjunto interconectado la producción tiene que igualar de forma inevitable en todo momento a la demanda. Por todo ello, la obligación de regular debe recaer en todas y cada una de las empresas eléctricas, y su incumplimiento debería ser sancionable.

En el caso que aparezcan numerosos productores independientes, la nueva estructura se apartaría del esquema analizado en lo que se refiere a la función de regulación, pues si un productor transfiere su obligación de regular a otra empresa no fronteriza con él, tendría que utilizar un canal de comunicación muy fiable que sería, normalmente, propiedad de las empresas eléctricas situadas entre ambas, para transmitirle la diferencia instantánea entre sus intercambios reales y los programados, de forma que la empresa que toma la obligación de regular pueda tratar de anular dicha diferencia simultáneamente con la correspondiente a la realización de su propia función de regulación. Por consiguiente, la función de regulación debería estar regulada por una normativa específica.

Las repercusiones que sobre el nivel de eficacia y de innovación resultarán de la aplicación de esta forma de competencia a nivel de la generación de energía eléctrica, dependerán de los procedimientos específicos que se definan y del grado de garantía que el regulador adopte en su aplicación.

10.3.4. Incremento de la transparencia en la gestión de los sistemas eléctricos.

El objetivo de incrementar el nivel de transparencia en la gestión de los sistemas eléctricos permitirá realizar comparaciones objetivas de su eficiencia, y contribuirá a reforzar la capacidad de control del regulador.

El principal elemento que juega un papel destacado en la consecución de este objetivo es el del coste. La transparencia de costes es fundamental para establecer determinados ratios que permitirán analizar los resultados alcanzados por cada sistema eléctrico y efectuar comparaciones.

Actualmente tan solo en España existe una verdadera transparencia de costes como consecuencia de la puesta en marcha del Marco Legal Estable. No obstante, este sistema debería ser modificado para evitar que ciertos aspectos constituyan una traba a la competencia:

- . Fuerte intervención de la Administración, al tener en su mano la capacidad de establecer determinados coeficientes o tasas de retribución que influyen específicamente en el nivel de precios finales. Para evitar esta situación, estos coeficientes deben ser calculados por procedimientos objetivos y transparentes.**
- . Especial tratamiento que recibe la empresa productora pura ENDESA, cuya producción es asignada de forma obligatoria al resto de empresas verticales proporcionalmente a su cuota de mercado, y a un precio discriminatorio. Para evitar esta situación es necesario modificar el estatus de ENDESA haciendo que vierta su energía directamente al pool, y con los mismos criterios de precio que se aplican al resto de empresas eléctricas.**

Por su parte, los sistemas eléctricos de Francia y Portugal no presentan transparencia alguna de sus costes, por lo que debe obligarse a estos sistemas a publicar los procedimientos que utilizan en la formación de sus precios finales.

10.4. Estrategia basada en el modelo de integración.

10.4.1. Impacto en las fases de actividad eléctrica de los sistemas.

A nivel general, el principal impacto en las fases de producción, transporte y distribución de los sistemas eléctricos de España, Francia y Portugal, derivado de la implantación del modelo de integración en el marco del mercado interior de la energía eléctrica, estará condicionado por la separación de la actividad de transporte de las de producción-distribución, y la creación de una única empresa propietaria de la red de transporte y de las interconexiones.

Como consecuencia de esta separación de actividades se introducirán algunas modificaciones en la estructura actual de los sistemas eléctricos francés y portugués, y, en menor medida, en el sistema eléctrico español. Al tener una estructura similar los sistemas eléctricos de Francia y Portugal, el impacto resultante se analizará conjuntamente, pues las conclusiones serán semejantes.

A. Sistemas eléctricos de Francia y Portugal.

Estos sistemas eléctricos, que se caracterizan actualmente por la existencia de una única empresa verticalmente integrada que abarca a la totalidad de los territorios nacionales respectivos, tendrán que experimentar las siguientes modificaciones:

- . Separación de la actividad de transporte de energía eléctrica. El sistema de transporte está constituido no solo por las líneas y subestaciones de alta tensión, sino también por aquellas otras instalaciones que son necesarias para garantizar la seguridad del sistema: medios de control e instalaciones dedicadas a la aportación rápida de potencia. Los sistemas de transporte de Francia y Portugal, junto con el correspondiente a España,**

constituirán una empresa única que tendrá la propiedad sobre la red conjunta de transporte y la responsabilidad de sus ampliaciones y modificaciones.

Constitución de diversas empresas productoras puras y productoras-distribuidoras a partir de los medios de producción existentes. Atendiendo a que el negocio de la generación se distingue por ser altamente intensivo en capital con largos plazos de recuperación, lo que implica un alto riesgo financiero, y la marcada orientación técnica que se manifiesta en la manipulación de tecnologías muy avanzadas tanto en generación, como de gestión de energías primarias y del medio ambiente, es deseable que las empresas dedicadas a la generación que resulten tengan un tamaño considerable con la finalidad de aprovechar las economías de escala tanto en el ámbito financiero como en el campo tecnológico.

De acuerdo con estas especificaciones, el sistema eléctrico portugués tan solo formaría una única empresa productora-distribuidora con los medios de generación de la empresa pública EDP. Por su parte, el sistema eléctrico francés, debido a su mayor tamaño en comparación con los de España y Portugal, constituiría entre cuatro y seis empresas productoras-distribuidoras que les permitiría estar en unos órdenes de magnitud semejantes al resto de las empresas.

En esta actividad de producción se mantendrían los autoproductores y productores independientes existentes, fomentando su desarrollo para obtener importantes ahorros de energía primaria y reducir las pérdidas de transporte y distribución. Al mismo tiempo, estas formas de producción permiten cubrir déficits de potencia reduciendo el esfuerzo inversor y disminuyen la probabilidad de fallo del sistema eléctrico.

- . La actividad de distribución estaría desarrollada en su mayor parte por las empresas productoras señaladas anteriormente, y se mantendrían las empresas distribuidoras puras que actualmente desarrollan esta actividad: municipios en Portugal, compañías regionales y locales en Francia.

B. Sistema eléctrico de España.

El sistema eléctrico español no experimentaría cambios significativos en lo que a las fases de la actividad eléctrica se refiere, pues su estructura se adapta perfectamente a las características de este modelo de integración. La única modificación que se presenta es la desaparición de la empresa de transporte Red Eléctrica de España, S. A. pues sus activos y funciones pasarán a ser desarrollados por la empresa que se denominará "Red Integrada".

Esta empresa tendrá la responsabilidad de realizar las operaciones de intercambio internacional de energía eléctrica (importación /exportación) que sean consideradas necesarias para asegurar el suministro de electricidad y reducir el coste de generación a escala conjunta del nuevo sistema eléctrico.

10.4.2. Impacto en el desarrollo de la planificación energética.

En España y Portugal la actividad de la planificación energética es llevada a cabo por los poderes públicos a través de los denominados Planes Energéticos Nacionales (PEN), y que constituyen el principal instrumento para orientar el desarrollo del sector eléctrico en horizontes de largo plazo, pues prevén la evolución de la demanda de energía eléctrica y la construcción del equipo generador necesario para cubrirla en condiciones de seguridad.

En Francia, la empresa pública EDF tiene delegada la responsabilidad de la planificación energética del sistema eléctrico, teniendo que responder ante la Administración en virtud de los acuerdos que se establecen en los Contratos de Plan entre ambos, que intentan alcanzar la mejor utilización del parque de generación a través de explotar lo más óptimamente posible la capacidad disponible.

En el modelo de integración se diferencian entre las funciones de política energética y de planificación, caracterizándose por las siguientes acciones:

- . La función de política energética es desarrollada por la Administración (regulador), que tiene un carácter intervencionista en la actividad de producción con el objetivo de reducir los costes de inversión en nueva potencia instalada, mientras que en las actividades de transporte y distribución su actuación se limita a tener un carácter normativo, con la finalidad de establecer las pautas generales que fije el marco de actuación de estos agentes.
- . La función de planificación al nivel de la generación de energía eléctrica es realizada de forma conjunta y centralizada por la Administración, lo que conlleva un elevado grado de intervención, y permite a las autoridades energéticas ejercer un control sobre las decisiones de inversión y garantizar el abastecimiento de energía eléctrica a largo plazo.

La planificación de la actividad de transporte es realizada por la Red Integrada, teniendo presente la necesidad de mantener en equilibrio el binomio generación-consumo, mientras que la planificación de la actividad de distribución es responsabilidad de las propias empresas encargadas de esta misión, de acuerdo con el mantenimiento de estándares de calidad del servicio previamente fijados por la Administración.

De acuerdo con estas funciones, los sistemas eléctricos analizados experimentarán un conjunto de modificaciones que se resumen a continuación:

- a. El carácter intervencionista de la Administración en las funciones de política energética y de planificación en la actividad de generación, obliga al establecimiento de un Plan Energético único elaborado conjuntamente por los tres países. Este Plan Energético debe señalar los parámetros a los que deben adecuarse las empresas eléctricas integrantes del nuevo sistema y los criterios básicos de su funcionamiento que serán los siguientes:**

- . Obligación de suministro.**
- . Planificación conjunta de las necesidades de capacidad.**
- . Gestión unificada de la explotación.**
- . Tarifa unificada.**

Entre los parámetros básicos de actuación deben señalarse:

- . Potenciar los recursos autóctonos energéticos con especial énfasis en las energías renovables.**
- . Establecer objetivos medio ambientales.**
- . Incrementar la seguridad de los suministros exteriores.**
- . Incluir contratos de intercambio internacional de energía eléctrica.**
- . Promocionar la mejora de la calidad del servicio.**

Esta instrumentación obligará a España, Francia y Portugal a ceder parte de su soberanía en la actividad energética que, por otra parte, no tendría justificación en el marco del mercado interior de la energía.

- b. El carácter normativo de la Administración en la función de política energética en las actividades de transporte y distribución, obligan al establecimiento de normas comunes para regular las actuaciones de estos agentes del sistema eléctrico. Estas normas comunes deben ir enfocadas principalmente a conseguir una mejora global de la calidad de servicio a través de mejorar la continuidad del suministro y la calidad de la tensión. Para ello es necesario unificar los siguientes aspectos:

- . Criterios que definen las condiciones básicas del suministro.
- . Organismos encargados de la vigilancia de la calidad.
- . Procedimientos de verificación.
- . Condiciones de seguridad que deben cumplir las líneas eléctricas de transporte y distribución, y los centros de transformación.

Al mismo tiempo, se debe establecer un Plan de Calidad global que recoja los objetivos a medio-largo plazo a alcanzar para conseguir que el abonado final tenga una calidad de servicio equiparable al de otros consumidores del entorno económico, desarrollando planes específicos de corrección de calidad en zonas con deficiencias más acusadas. Este Plan de Calidad debe apoyarse en dos líneas de acción específicas:

- . Desarrollo de un sistema de información sobre la evolución de sus parámetros más relevantes.

- . Fomento de todos aquellos proyectos dirigidos a conseguir un mejor conocimiento de dichos parámetros, y de las técnicas y métodos de corrección de las deficiencias de continuidad del suministro y de calidad de la tensión.
- c. La planificación de la red de transporte es llevada a cabo por la propia Red Integrada, que define las inversiones a realizar a medio-largo plazo a través de planes revisables periódicamente (2 - 3 años). La actividad de distribución es planificada por las propias empresas eléctricas de acuerdo con los objetivos de calidad mencionados, que definirán las inversiones necesarias para alcanzar los estándares adecuados para los diferentes suministros y consumidores.
- d. Un factor clave para que la planificación energética pueda desarrollarse de la forma analizada es la necesidad de unificar los criterios relativos a las disposiciones reglamentarias que regulan los regímenes de autorización administrativa para la construcción de centrales generadoras y las instalaciones eléctricas. Las autorizaciones necesarias deben ser idénticas para cualquier instalación con independencia del país en que se encuentre ubicada.

10.4.3. Impacto en la política de combustibles.

La política de combustibles en los tres sistemas eléctricos analizados constituye el elemento fundamental para conseguir afianzar la seguridad de suministro de energía eléctrica, debido a que los recursos energéticos propios existentes no son suficientes para conseguir una independencia del exterior. Por estas razones, en estos países la normativa sobre combustibles se fundamenta sobre las siguientes líneas de acción:

- . Diversificación de los combustibles para producir energía eléctrica (carbón, gas, petróleo y uranio).

- . Explotación máxima de los recursos propios buscando un equilibrio con los combustibles importados.
- . Minimización de la utilización de derivados del petróleo.
- . Constitución de stocks de combustibles.

No obstante, en cada país se producen aspectos singulares que introducen divergencias en el tratamiento específico de algunos combustibles propios en detrimento de los importados. Las principales actuaciones son:

A. ESPAÑA.

Existen diversos mecanismos que tienden a asegurar la utilización del carbón nacional, entre los cuales es preciso mencionar al Convenio Marco entre productores de carbón y las compañías eléctricas, y la utilización de cuotas para el carbón de importación que se emplea solamente con carácter complementario.

B. FRANCIA.

Existen ayudas al carbón nacional para favorecer su utilización frente al carbón importado, con el que tiene un precio de indiferencia.

C. PORTUGAL.

Existen ayudas al petróleo debido a que es el combustible sobre el que se fundamenta la generación de energía eléctrica.

En el modelo de integración la política de combustibles es desarrollada por la Administración (regulador) con un carácter intervencionista, definiendo en el Plan Energético único las líneas directrices a seguir y los criterios utilizados en su definición. Estos criterios se basarán en las siguientes especificaciones:

- . Minimizar los costes de generación, con la finalidad de incrementar la competitividad de la economía de los tres países.
- . Incrementar la seguridad de abastecimiento, a través de diversificar las fuentes de energía primaria desarrollando la generación de electricidad con recursos autóctonos competitivos, en especial las energías renovables.
- . Minimizar el impacto medio ambiental, utilizando combustibles poco contaminantes e incorporando a las nuevas centrales de fuel y carbón, y a las existentes, las tecnologías necesarias que permitan reducir los límites de las emisiones nocivas a los valores recomendados por la CE. También se contemplarán aquellas medidas que conduzcan a la utilización de mezclas específicas de combustibles menos contaminantes.
- . Mantener obligatoriamente unos stocks mínimos de combustibles en las centrales térmicas que permitan asegurar una explotación permanente de dichas centrales en el caso que se produzcan crisis inesperadas en su abastecimiento. Estos stocks deben cumplir lo estipulado por la Directiva del Consejo 75/339/CEE (DOCE L 153 del 13.6.75).

Con estas especificaciones, los sistemas eléctricos analizados se verán modificados en la necesidad de eliminar las medidas específicas que tienden a favorecer el uso de los carbones nacionales en España y Francia, discriminando los carbones importados. Por tanto, únicamente se fomentarán aquellas energías primarias autóctonas que sean competitivas

con las de países terceros. En relación al sistema eléctrico portugués, éste deberá suprimir las ayudas estatales al petróleo y diversificar su estructura de generación.

A un nivel general, es imprescindible que las legislaciones nacionales no impongan trabas u obstáculos y garanticen el libre acceso de las empresas productoras a los mercados internacionales de energías primarias en igualdad de condiciones, desapareciendo cualquier actuación que implique el establecimiento de cuotas.

Por su especial relevancia es necesario gestionar de forma independiente el combustible nuclear, diferenciando entre las dos fases del ciclo (producción-fabricación y reprocesado- almacenamiento). Para llevar a efecto esta gestión de la manera más eficaz y coordinada posible, se crearían dos empresas independientes: una se encargaría de la primera fase del ciclo y otra de la segunda fase. Para que esta integración de actividades sea efectiva el regulador armonizará la legislación relativa a la energía nuclear, y unificará los organismos competentes en materia de seguridad nuclear, y protección y control de materias nucleares.

Estas actuaciones tendrán un impacto específico en España y Francia, pues Portugal no cuenta con centrales nucleares para generar energía eléctrica. En España, las empresas nacionales ENUSA y ENRESA se englobarían en las empresas transnacionales que se crearían, mientras que el Consejo de Seguridad Nuclear desaparecería al aparecer el nuevo organismo competente a nivel global. Similar modificación se experimentaría en Francia.

10.4.4 Impacto en la operación de los sistemas eléctricos.

En el modelo de integración la Red Integrada tiene la responsabilidad de coordinar el sistema producción-transporte a través de lo que se denomina gestión unificada de la explotación. Por su parte, la distribución es

realizada por las diferentes empresas eléctricas que tienen concesiones geográficas.

La existencia de un despacho único presenta la ventaja de poner en competencia a las diferentes centrales de generación y, por tanto, a las propias energías primarias que intervienen en la generación de energía eléctrica, pues a nivel horario se seleccionan los grupos que han de estar generando de acuerdo con su coste variable, y con independencia de su empresa propietaria. Con esta actuación se consigue disminuir los costes variables de generación, afectando positivamente a los costes fijos al permitir la existencia de una reserva compartida por el conjunto del sistema que implica una disminución de las necesidades de capacidad de generación.

A esta explotación unificada estarán acogidas todas las centrales generadoras pertenecientes a las empresas productoras puras y productoras-distribuidoras integrantes del sistema eléctrico, así como los grandes productores independientes y autoprodutores que posean unidades con un tamaño relevante (superior a 5 MW). Los autoprodutores con unidades de potencia inferior no se incluirán en la explotación unificada al presentar grandes inconvenientes para su gestión integrada como consecuencia de su menor flexibilidad de carácter técnico y al elevado número de estas unidades que intervienen.

Por su especial repercusión en los sistemas eléctricos actuales de España, Francia y Portugal, se va a realizar el análisis de impactos en la explotación de estos sistemas de forma separada.

A. Sistema eléctrico de España.

Al llevarse a cabo la explotación del sistema eléctrico de manera unificada, el impacto que resultará al adoptarse el modelo de integración será mínimo. No obstante, se producirán ciertas

modificaciones como resultado de la aparición de un único despacho con carácter supranacional y la integración de un número superior de empresas productoras al pool de energía eléctrica:

- . El despacho nacional (CECOEL) traspasaría sus funciones al despacho único, mientras que los Centros Regionales de Explotación (CEREX) mantendrán sus funciones actuando como despachos descentralizados, propiedad de la Red Integrada, pero coordinados por el despacho único.

Los CEREX serán los responsables de implantar y controlar los planes de la explotación en sus respectivas zonas de actuación, en coordinación con los despachos de las empresas productoras propietarias de las unidades de producción.

- . Desaparición del tratamiento específico que se otorga a la empresa productora pura ENDESA según lo especificado en el punto 10.3.4.
- . Incorporación al sistema de gestión unificada de todos aquellos productores independientes y autoprodutores cuyas unidades productoras sean superiores a 5 MW.

B. Sistema eléctrico de Francia.

El sistema eléctrico francés experimentará importantes modificaciones como consecuencia de producirse una variación significativa en su modelo de explotación:

- . El Centro Nacional de Movimientos de Energía (CNME) traspasará sus funciones al despacho único. Por su parte, los Centros Interregionales de Movimientos de Energía (CIME) actuarán como despachos descentralizados, propiedad de la Red Integrada, coordinados por el despacho único. Los CIME que actualmente gestionan las redes de su ámbito geográfico entre 63 y 220 kV., y se

responsabilizan de las acciones comerciales para promover el uso de la energía eléctrica, perderán estas funciones que pasarán a ser gestionadas por las empresas encargadas de la distribución, y se limitarán a gestionar tan solo las redes de 400 y 220 kV., e implantar y controlar los planes de la explotación en sus zonas en coordinación con los despachos de las empresas propietarias de las centrales eléctricas.

- . Las empresas encargadas de la actividad de producción participarán conjuntamente en la cobertura de la demanda de todo el sistema, cubriendo con su propia generación programada la demanda de sus propios mercados. Las diferencias entre la generación horaria asignada a cada empresa y su propia demanda se equilibran por medio de intercambios de energía eléctrica con otras empresas eléctricas a través del pool (descrito en el punto 9.5.3.).
- . Incorporación al sistema de gestión unificada de todos los productores independientes y autoprodutores cuyas unidades de producción de energía eléctrica sean superiores a 5 MW.

C. Sistema eléctrico de Portugal.

Las modificaciones que el sistema eléctrico portugués experimentará a nivel de la explotación debido a la instauración del modelo de integración son las siguientes:

- . El Departamento de Movimientos de Energía traspasará sus funciones al despacho único, mientras que el Centro de Control Nacional (CCN) pasaría a ser un despacho regional dependiente y coordinado por dicho despacho, y de propiedad de la Red Integrada.

El CCN tendrá como funciones principales gestionar las redes de alta tensión a 400 y 220 kV., e implantar y controlar los planes de la explotación en su zona geográfica en coordinación con el despacho de la empresa productora-distribuidora, y los grandes autoprodutores.

- . La empresa productora tendrá como misión participar en la cobertura de la demanda de energía eléctrica de todo el sistema, cubriendo con su generación programada la demanda de su mercado propio. La diferencia entre la generación horaria asignada y su propia demanda se equilibrará mediante intercambios de energía eléctrica con otras empresas a través del pool.
- . Incorporación al sistema de gestión unificada de todos los productores independientes y autoprodutores cuyas unidades de producción de energía eléctrica sean superiores a 5 MW.

10.4.5 Impacto en los sistemas retributivos.

La regulación de la tarifa en el modelo de integración descansa en la implantación de una tarifa única para todo el ámbito en que se extiende el sistema eléctrico (España, Francia y Portugal). Esta tarifa única hace posible que un mismo tipo de consumo tenga un mismo precio en todo el territorio con independencia de cuales sean las características particulares de las empresas distribuidoras. Por tanto, la tarifa única constituye un elemento de igualdad y neutralidad que impide la discriminación entre consumidores y garantiza su acceso a los suministros básicos a un mismo precio, con independencia de las condiciones particulares ajenas al propio suministro de los abonados.

La metodología que se empleará para el cálculo de dicha tarifa tiene los siguientes objetivos:

- . **Recuperar las inversiones en activos productivos.**
- . **Disminuir las incertidumbres en la planificación energética.**
- . **Reducir la inestabilidad de la tarifa.**
- . **Fomentar la tarifa del sistema.**

Al estar basado el sistema tarifario en el establecimiento de costes estándar, es necesario que se definan en base a criterios objetivos los siguientes valores:

- . **Valor actualizado bruto estándar de cada una de las unidades de generación existentes, para el año i.**
- . **Vida útil por tipo de unidad de generación.**
- . **Factor de eficiencia por tipo de unidad de generación, que aplicará cuando la instalación haya superado el período de vida útil.**
- . **Coste fijo unitario estándar de operación y mantenimiento por tipo de unidad de generación.**
- . **Coste unitario de combustible por tipo de unidad de generación.**
- . **Coste unitario de fungibles por tipo de unidad de generación.**
- . **Coste de almacenamiento del combustible por tipo de unidad de generación.**
- . **Coste variable unitario estándar de operación y mantenimiento por tipo de unidad de generación.**

- . Valor actualizado bruto estándar de cada una de las instalaciones de transporte existentes, para el año i.
- . Valor actualizado bruto estándar de cada una de las instalaciones de distribución existentes, para el año i.
- . Valor actualizado bruto estándar de cada uno de los despachos de explotación existentes, para el año i.
- . Vida útil por tipo de instalación.
- . Coste unitario de explotación de las líneas de transporte y distribución en función del nivel de tensión.
- . Coste unitario de explotación por posición de subestaciones en función del nivel de tensión.
- . Coste unitario de gestión comercial por abonado.
- . Coste unitario de gestión comercial por kW contratado.
- . Coste unitario de estructura.
- . Tasa de retribución a la facturación (coste del capital circulante).

Todos estos valores serán de aplicación al conjunto de las empresas que constituyen el nuevo sistema eléctrico, y cada año el regulador establecerá las diferentes tasas de actualización y retribución que intervienen en la metodología del cálculo para actualizar los valores actuales brutos estándar de las instalaciones y su retribución. Estas tasas se calcularán de acuerdo a criterios objetivos y transparentes, e intentando reflejar los movimientos de los mercados financieros nacionales e internacionales.

Una vez obtenido el nivel de ingresos previstos para un período determinado (1 año) a través de la suma de los costes necesarios para prestar el servicio, se calcula el precio medio del servicio del suministro de energía eléctrica considerando a todo el sistema como una única empresa. El ingreso de cada empresa se obtendrá una vez se aplique el sistema de compensaciones interempresas ya analizado (Punto 9.5.5.).

La aplicación de esta metodología no tendrá un significativo impacto en el sistema retributivo que se utiliza en el sistema eléctrico español. No obstante, sí implicará ciertas modificaciones estructurales que se definen a continuación:

- . Posible modificación de los costes estándar al ser establecidos conjuntamente por el regulador, lo que repercutirá en el nivel de ingresos de las diferentes empresas.
- . Desaparición del régimen aplicable a las empresas productoras puras, que pasarán a regirse por el sistema analizado.
- . Desaparición de las compensaciones de costes motivadas por la actual política energética que fomenta el consumo de carbón nacional y gas, como consecuencia de que desaparecerán estas restricciones en el nuevo Plan Energético integrado.
- . Desaparición de las compensaciones de costes motivadas por los suministros extrapeninsulares (Balears, Canarias, Ceuta y Melilla). Estos sistemas deberán gestionarse individualmente de la forma más eficaz, eliminando criterios que condicionen su funcionamiento, debiendo aplicarse ayudas estatales en caso de necesidad, pero nunca con cargo al sistema eléctrico.
- . Adaptación del sistema de compensaciones a los suministros especiales y a los interrumpibles, al sistema que se constituirá a nivel del nuevo sistema eléctrico y que incluirá a todos estos tipos de

suministros. OFICO dejará de realizar estas funciones, que se traspasarán a un nuevo organismo de carácter supranacional.

El sistema tarifario que se aplica en Portugal se basa en la existencia de una tarifa única que se obtiene a partir de la determinación de la tarifa media. El nivel medio de la tarifa se calcula utilizando el coste del servicio que comprende los costes de inversión, combustible y operación y mantenimiento, aunque no están basados en costes estándar.

La aplicación de la metodología del coste estándar tendrá para el sistema eléctrico portugués las siguientes implicaciones:

- . Introducir en el cálculo del coste del servicio del nuevo sistema los siguientes conceptos:
 - . Coste estándar de extensión de vida útil.
 - . Coste estándar de fungibles.
 - . Coste estándar de explotación.
 - . Coste estándar de gestión comercial.
 - . Coste estándar de estructura.
 - . Coste estándar de capital circulante.
- . Eliminación de los siguientes conceptos como componentes del coste del servicio:
 - . Diferencia entre la devolución prevista de deuda y la dotación a amortización del inmovilizado.

- . El 30 % de la cifra media de inversiones de los dos últimos años.
- . El capital social que el Estado portugués tenga en la empresa productora-distribuidora no se remunerará con el 4 % actual. Las retribuciones se harán sobre el inmovilizado neto de las instalaciones.
- . Aplicación del sistema de compensaciones que redistribuirá los ingresos de forma que la empresa recupere los costes en que ha incurrido al establecer la tarifa eléctrica.

En Francia se producirá un fuerte impacto al aplicar el sistema retributivo definido, como consecuencia de que actualmente la política tarifaria está basada en el coste marginal y no en el coste medio, aunque se aplica la tarifa unificada en todo el territorio de acuerdo con el principio de igualdad de tratamiento. Por tanto, la aplicación de la metodología de la tarifa única basada en el coste medio tendrá como impacto inmediato la desaparición de la utilización de la metodología del coste marginal como elemento de optimización del sistema eléctrico.

La implantación de este sistema retributivo se llevará a cabo mediante la definición de los costes estándar de las instalaciones, enumerados anteriormente, y la participación de las diferentes empresas productoras-distribuidoras en el sistema de compensaciones interempresas.

La estructuras tarifarias de las islas y departamentos de ultramar se gestionarán de forma independiente de acuerdo con las condiciones explicitadas para los suministros extrapeninsulares de España.

10.5. Estrategia basada en el modelo de acceso de terceros a la red.

El progreso hacia el establecimiento de un mercado interior de la energía eléctrica caracterizado por el modelo de acceso de terceros a la red, introducirá un marco más competitivo que tendrá un impacto considerable

sobre los sistemas eléctricos de España, Francia y Portugal. En este contexto más liberalizado, cualquiera de estos sectores podrá beneficiarse ampliamente de las posibilidades de importación y exportación de energía eléctrica, para lo que es imprescindible incrementar la capacidad actual de las interconexiones entre estos países y con terceros. El escenario que se describe está constituido por los tres sistemas eléctricos que actúan en el régimen del modelo de acceso de terceros a la red.

10.5.1. Impacto en las fases de actividad eléctrica de los sistemas.

Desde la perspectiva de las fases de la actividad eléctrica, este modelo liberalizador se caracteriza por la separación y especialización de la producción, el transporte y la distribución de energía eléctrica. Esta separación es efectiva, siendo los agentes que intervienen en cada sistema los siguientes:

- . Empresas productoras puras (incluyen a los productores independientes).
- . Empresas de transporte puro.
- . Empresas distribuidoras.
- . Autoprodutores.
- . Empresas industriales con cogeneración.

No existen, por tanto, empresas verticales de producción-transporte-distribución, ni empresas productoras-distribuidoras.

Como consecuencia de esta estructuración horizontal de los sistemas eléctricos se producirán importantes modificaciones en la estructura actual de los mismos, aunque más significativas en los correspondientes de

Francia y Portugal debido a que su estructura está dominada por una única empresa vertical integrada.

A. Sistema eléctrico de España.

Aunque en la perspectiva de mantener los principios esenciales del Marco Legal Estable, la planificación conjunta de las necesidades de capacidad y la gestión unificada de la explotación, el Plan Energético Nacional 1991-2000, que se encuentra en fase de tramitación parlamentaria, ha establecido como una de las principales directrices en relación al sector eléctrico, reordenar su estructura en base a separar las actividades de producción y distribución, pues el transporte se encuentra actualmente diferenciado. Esta situación será confirmada por la futura Ley de Bases del Sector Eléctrico, en fase de elaboración.

En caso de llevarse adelante esta reordenación del sector eléctrico, el sistema español se encontrará estructurado horizontalmente de acuerdo con las exigencias del modelo liberalizador y los cambios necesarios afectarán fundamentalmente a las funciones a desarrollar por la propia actividad eléctrica, y que serán analizados más adelante.

Las modificaciones que introducirá la citada reordenación del sector eléctrico afectarán a las actividades de producción y distribución que se encuentran en su mayor parte bajo la responsabilidad de las mismas empresas, que se verán obligadas a separar los negocios. De esta forma aparecerán agentes nuevos con carácter jurídico independiente. Por su parte, la empresa de transporte Red Eléctrica de España, S. A. continuará siendo la propietaria de las instalaciones de transporte y se convertirá en el operador del sistema transporte-producción, aunque no tendrá los derechos exclusivos de importación-exportación de energía eléctrica.

B. Sistema eléctrico de Portugal.

Al igual que el sistema eléctrico español, en Portugal se está procediendo a la reestructuración del sector eléctrico con el objetivo de estimular la iniciativa privada. Esta reestructuración se basa en la estructuración horizontal de las actividades eléctricas de acuerdo con el siguiente esquema:

- . Constituir la Red Nacional de Transporte de Energía Eléctrica (RNT) que es propietaria de las instalaciones de transporte y el despacho nacional.
- . Constituir empresas puras de producción de energía eléctrica.
- . Constituir empresas puras de distribución de energía eléctrica.

Por tanto, si se afianza esta reestructuración el sistema eléctrico portugués estará de acuerdo con las exigencias del modelo liberalizador en la perspectiva estructural.

Las modificaciones que introducirá esta reestructuración afectarán a todas las actividades eléctricas como consecuencia de que actualmente se encuentran integradas verticalmente en la empresa pública EDP, la cual desaparecerá dando lugar a la RNT y diferentes empresas productoras y distribuidoras.

C. Sistema eléctrico de Francia.

La empresa pública EDF deberá desintegrarse separando las actividades de producción, transporte y distribución. El actual parque generador se repartirá entre un número no muy elevado de empresas productoras puras, mientras que las instalaciones de transporte y el despacho nacional pasarán a integrar la empresa de transporte que se responsabilizará de la operación del sistema transporte-producción.

Las instalaciones de distribución en manos de EDF pasarán a ser gestionadas por numerosas empresas distribuidoras de carácter regional que tendrán el monopolio del suministro en sus zonas geográficas, aunque los grandes consumidores podrán elegir su suministrador.

10.5.2. Impacto en la política energética.

En este modelo la función de política energética es desarrollada por la Administración que juega el papel de regulador del sistema. Esta función no tiene carácter intervencionista en ninguna de las fases de la actividad eléctrica, sino que se limita a establecer las normas que contribuyen a fijar las pautas por las que deben regirse los diferentes agentes que intervienen.

Las actuaciones normativas de la Administración abarcarán los siguientes aspectos:

- . Régimen de autorizaciones administrativas.
- . Régimen fiscal.
- . Acceso a mercados financieros.

No se considera un régimen de subvenciones, pues éstas no tienen sentido en el marco competitivo que se desarrolla en el acceso de terceros a la red.

De acuerdo con este nuevo marco, los Planes Energéticos Nacionales que aplican actualmente a España y Portugal y que constituyen los instrumentos básicos que establecen las directrices de los respectivos sectores eléctricos, pierden su razón de ser como consecuencia de que las decisiones que afectan a la construcción de nuevo equipo generador,

evolución de la demanda de energía eléctrica, calidad de servicio y contratos de compra-venta de electricidad a otros sistemas se tomarán de forma descentralizada por las empresas que desarrollan la actividad eléctrica.

En el caso del sistema eléctrico francés, al desaparecer la empresa pública EDF encargada de la planificación energética, sus líneas directrices pasan a ser ejecutadas por las empresas que conforman el nuevo sector eléctrico. Por tanto, y a un nivel más amplio, los Contratos de Plan entre EDF y el Estado dejarán de existir, y el Estado actuará como regulador del sistema a través de desarrollos normativos.

10.5.3. Impacto en la planificación energética.

La función de planificación en el modelo de acceso de terceros a la red se lleva a cabo de forma descentralizada, siendo realizada por los propios agentes del sistema:

- . Producción: - empresas productoras
 - autoproductores
 - productores independientes
- . Transporte: - empresa de transporte
- . Distribución: - distribuidores
 - grandes consumidores
 - cooperativas

Al nivel de la producción, el fenómeno de la entrada de nuevos productores, el fomento de los contratos a largo plazo y la existencia de transparencia en la información constituyen la garantía de que el sistema no va a sufrir desabastecimientos por falta de capacidad de generación. Por otra parte, este sistema de planificar la nueva capacidad tendrá

indudablemente en consideración criterios económicos y contribuirá a diversificar las fuentes de energía primaria, pues cada empresa eléctrica intentará negociar sus suministros con el objetivo de minimizar sus costes.

La empresa de transporte tiene la responsabilidad de la planificación de la red de transporte y de las interconexiones con otros sistemas eléctricos. Esta responsabilidad se basa en la obligación de proporcionar la capacidad de transporte necesaria para que se lleven a cabo todos los suministros exigidos, lo que incluye tener en cuenta los márgenes de capacidad de reserva imprescindibles para mantener la seguridad de la explotación.

Dentro de esta función planificadora, la empresa de transporte tiene la responsabilidad de elaborar las previsiones de demanda de energía eléctrica del conjunto del sistema, así como realizar su difusión.

Al nivel de la distribución de energía eléctrica, la planificación de las instalaciones necesarias de acuerdo con criterios de calidad de servicio es responsabilidad de las propias empresas distribuidoras que intervienen en el sistema. Los grandes consumidores pueden tener una función planificadora en el caso que decidan construir sus propias instalaciones.

De acuerdo con las condiciones analizadas se producirá un fuerte impacto en los esquemas actuales de planificación centralizada que desarrollan los sistemas eléctricos de España, Francia y Portugal. En los casos de España y Portugal, el desarrollo descentralizado y por los propios agentes de la función de planificación redundará en la desaparición de los Planes Energéticos Nacionales, pues la Administración ve reducido su papel interventor tan solo a determinar el límite de la capacidad de transporte disponible en un período de tiempo determinado.

La calidad del servicio estará reglamentada en el código que fija los principios del modelo, y cada empresa distribuidora tendrá la obligación de cumplirla de acuerdo con los requerimientos de sus abonados.

En el sistema eléctrico francés, la función planificadora actualmente centralizada en la empresa pública EDF perderá su razón de ser al desaparecer dicha empresa y reestructurarse el sector de acuerdo con las especificaciones estructurales analizadas.

10.5.4. Impacto en la política de combustibles.

La política de combustibles al igual que la política energética es desarrollada en este modelo por la Administración con un carácter normativo, es decir, limitándose a fijar las normas generales que deben cumplir los agentes que intervienen en la actividad de producción.

Estas normas deberán estar basadas en la aplicación de la normativa de rango superior que establece la Comunidad Económica Europea, lo que contribuye de manera especial a la armonización normativa que aplicará a las empresas productoras de estos países y que, por tanto, no causará ningún tipo de distorsión al nivel de la competencia.

Las actuaciones normativas de la Administración referentes a la política de combustibles deben cubrir los siguientes ámbitos:

- Obligación de mantener stocks mínimos de combustibles en las centrales térmicas, para garantizar el suministro de energía eléctrica durante un período de tiempo determinado en caso de producirse algún incidente de gravedad a nivel internacional. Actualmente esta situación está regulada por la Directiva del Consejo 75/339/CEE.
- Obligación de cumplir con unos límites de emisión a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de las instalaciones de combustión, con el objetivo de minimizar el impacto al medio ambiente. Hasta la actualidad solamente se encuentran reguladas las emisiones de anhídrido sulfuroso, óxidos de nitrógeno y cenizas en las centrales generadoras de energía eléctrica con una potencia instalada superior a 50 MW (Directiva 88/609/CEE).

- . Obligación de cumplir una serie de normas en materia de seguridad nuclear, que cubran los aspectos relacionados con el suministro de uranio, la fabricación del combustible nuclear, la gestión de desechos radiactivos, las inspecciones de las instalaciones nucleares y el control de los niveles de radiación. La normativa que se defina debe estar basada en el Tratado EURATOM (Comunidad Europea de la Energía Atómica), los Programas Indicativos Nucleares (PIN) y el derecho derivado generado por la CE.

Teniendo presente la normativa analizada y las singularidades que actualmente se producen en el tratamiento específico de algunos combustibles en los sistemas eléctricos objeto de estudio (analizados en el punto 10.4.3.), la aplicación de este modelo obligará a que se introduzcan diversas modificaciones en la situación actual. Estas modificaciones son:

A. Sistemas eléctricos de España y Francia.

- . Eliminar los mecanismos que sirven de ayuda al uso del carbón nacional en las centrales térmicas.
- . Eliminar las cuotas al carbón de importación.
- . Modificar la legislación relativa a la energía nuclear, de acuerdo con lo que requiera la normativa comunitaria al respecto.
- . Garantizar el libre acceso de las empresas productoras a los mercados internacionales de energías primarias en igualdad de condiciones.

B. Sistema eléctrico de Portugal.

- . Eliminar las ayudas al petróleo.

- . Garantizar el libre acceso de las empresas productoras a los mercados internacionales de energías primarias en igualdad de condiciones.
- . Introducir la legislación sobre energía nuclear en lo relativo a la generación de energía eléctrica.

10.5.5. Impacto en la operación de los sistemas eléctricos.

En el modelo de acceso de terceros a la red la empresa de transporte tiene la responsabilidad de coordinar el sistema producción-transporte. Esta coordinación se lleva a cabo por medio de un despacho central y varios despachos regionales que realizan el control de la explotación, asegurando la estabilidad de las variables que condicionan el equilibrio de la red.

A diferencia de los modelos centralizados, el despacho central no tiene delegada la facultad de programar el funcionamiento horario de las centrales productoras de energía eléctrica, por lo que el sistema de merit order o cualquier modificación del mismo no tendrá aplicación a nivel global. Este sistema se sustituye por el de una explotación descentralizada a nivel de las empresas productoras en el que juegan un papel relevante los contratos que se hayan establecido entre productores-distribuidores y productores-grandes consumidores, que obligarán a explotar las centrales de la forma más económica.

Los despachos de explotación, propiedad de la empresa de transporte, dentro de sus funciones podrán actuar sobre la oferta en el caso que se produzcan:

- . alteraciones del equilibrio de la red.
- . reducciones del margen de seguridad estipulado para la capacidad de transporte.

Para que el control de la explotación sea eficaz es necesario que la empresa de transporte tenga conocimiento de las capacidades de transporte que necesitan los diferentes contratos establecidos, así como su duración. Al existir la obligación por parte de la empresa de transporte de publicar periódicamente la capacidad disponible en la red, los distribuidores y grandes consumidores podrán realizar la planificación de sus suministros, medida que se refuerza por la obligación de la empresa de transporte de incrementar dicha capacidad cuando sea requerida.

Singular relevancia van a desempeñar en este modelo las interconexiones España-Francia y España-Portugal, como consecuencia de la posibilidad que tienen los distribuidores y grandes consumidores de un país de realizar contratos de compra de energía eléctrica a productores de un país diferente, incluso no limítrofe (caso Portugal-Francia). Incluso puede presentarse la necesidad de desarrollar mercados de exportación en otros países (Marruecos, Argelia). La responsabilidad de la explotación de estas líneas de transporte es del operador del sistema (empresa de transporte).

El desarrollo de esta forma de explotación tendrá un singular repercusión en la situación actual de los sistemas objeto de análisis.

A. Sistema eléctrico de España.

El principal impacto que sufrirá el sistema eléctrico español como consecuencia de la puesta en práctica del modelo de acceso de terceros a la red será la desaparición de la gestión unificada de la explotación y del sistema de pool.

Aunque la empresa Red Eléctrica de España, S. A. siga siendo el operador del sistema debido a su papel de agente central en el actual esquema, sus funciones se verán alteradas de acuerdo con el siguiente esquema:

a. Funciones que dejará de desarrollar:

- . Optimización de la explotación conjunta de las instalaciones de producción y transporte.
- . Definir las pautas generales de explotación de las reservas hidroeléctricas.
- . Establecer directrices para la explotación del sistema de producción y transporte.
- . Aprobar y modificar los programas de generación y los contratos de intercambio de energía eléctrica.
- . Coordinar los planes de mantenimiento de las instalaciones de producción.
- . Asignar el funcionamiento de la regulación compartida y determinar la reserva giratoria.
- . Realizar las operaciones de intercambio internacional.

b. Funciones que mantendrá:

- . Mantener la garantía de seguridad y calidad de servicio.
- . Explotar, mantener, ampliar y desarrollar la red de transporte e interconexiones.
- . Coordinar los planes de mantenimiento de las instalaciones de transporte con los correspondientes a las instalaciones de generación.

- . Autorizar la interrupción del suministro que pueda afectar directamente al transporte y, por tanto, a la estabilidad del sistema.

c. Funciones que asumirá:

- . Obligaciones de suministrar la capacidad de transporte demandada.
- . Suministrar de forma regular la información relativa a la capacidad de transporte disponible.
- . Coordinar a las empresas productoras en caso de incidentes graves.
- . Informar sobre los contratos que se vayan a realizar.

En relación a los despachos de explotación, se mantendrá la estructura actual de un despacho nacional (CECOEL) y cinco despachos regionales (CEREX), aunque no tendrán como función la implantación de los planes nacionales de explotación, sino controlar la estabilidad del sistema en contacto directo con los despachos de cada empresa productora o sus despachos delegados.

Los productores independientes y los autoprodutores tendrán el mismo tratamiento que las empresas productoras, con la excepción de que debe legislarse el que se encuentren protegidos contra abusos de posiciones dominantes. Por tanto, es necesario modificar la legislación actual eliminando todas aquellas restricciones que limitan su desarrollo:

- . No ceder a terceros los excedentes de energía eléctrica.
- . Recibir un precio determinado de forma reglamentaria .

- . No poder utilizar las redes de terceros.

B. Sistema eléctrico de Francia.

El rotundo cambio que experimentará el sistema eléctrico francés al ponerse en práctica este modelo liberalizador afectará particularmente a la explotación del sistema.

La actual estructura de despachos de explotación se mantendrá aunque su propiedad pasará a ser de la empresa de transporte que se creará. No obstante, sus funciones se verán alteradas en base a las siguientes actuaciones:

- . El CNME dejará de gestionar los programas de producción de las centrales y los intercambios internacionales.
- . Los CIME dejarán de gestionar las redes de media tensión y de realizar las acciones comerciales de producción de la electricidad.

La empresa de transporte tendrá las mismas funciones que las definidas para la empresa de transporte española, y su actuación será semejante.

Para los autoprodutores es necesario modificar la legislación actual para integrarlos en la normativa general, por lo que desaparecerán todas las restricciones que actualmente impiden su desarrollo y que se reducen a:

- . No ceder a terceros la energía eléctrica excedentaria.
- . Tener limitado el acceso a las redes de transporte si los lugares de utilización de la energía eléctrica es superior a tres.

- . Restricciones tarifarias.

C. Sistema eléctrico de Portugal.

En el supuesto de que se lleve a término la reestructuración del sistema eléctrico, las modificaciones que a nivel de la operación del sistema se necesitarán se encuentran pendientes de evaluar como consecuencia de que actualmente aún no se conocen las normas que van a regular las actividades de transporte y distribución.

No obstante, de acuerdo con los principios generales que definen el nuevo marco de actuación, la empresa de transporte que actuará en base a una concesión tendrá unas responsabilidades que se ajustan a las del modelo propuesto:

- . coordinar las actividades de las instalaciones de transporte.
- . controlar la estabilidad del sistema.
- . interrumpir la actividad de producción temporalmente en función de las necesidades de consumo.

A estas funciones habrá que añadir aquellas derivadas de la necesidad de suministrar la capacidad de transporte demandada y la información relativa a la capacidad de transporte disponible.

El Centro de Control Nacional, que dependerá de la empresa de transporte, llevará a cabo sus funciones con la ayuda de dos o tres despachos regionales de nueva creación que coordinarán sus acciones con los despachos de las propias empresas productoras.

La legislación que regula a los autoprodutores debe ser modificada en base a conseguir su integración en la normativa general, desapareciendo las restricciones que actualmente les condicionan:

- . No poder utilizar las redes de terceros para transferir la energía eléctrica a un centro de consumo de su propiedad u otro consumidor ajeno.
- . Recibir un precio determinado de forma reglamentaria.

10.5.6. Impacto en los sistemas retributivos.

El sistema retributivo en el modelo de acceso de terceros a la red se basa en la independencia de los precios. Esta independencia se traduce en la existencia de tarifas individuales al nivel de cada empresa distribuidora, lo que implica que un mismo tipo de consumo tenga un precio diferente en función de las características particulares de las empresas y de los contratos que hayan establecido para adquirir la energía eléctrica. Las condiciones de estos contratos vendrán marcadas por la estructura de sus clientes.

Los precios finales de la energía eléctrica deben recoger los costes de las distintas fases de la actividad eléctrica que se necesitan para el suministro en condiciones de calidad y garantía:

- . Costes de producción.
- . Costes de transporte.
- . Costes de distribución.

Los precios de producción, al tener los contratos una larga duración, deberán basarse en la filosofía del coste marginal. Este coste persigue el objetivo de optimizar el parque de centrales de cada empresa productora y reducir al máximo los costes en inversiones y en la propia explotación.

Los precios de la actividad de transporte deben recoger todos los costes en que incurre la empresa de transporte para garantizar la estabilidad de los suministros:

- . Costes de desarrollo de las instalaciones.
- . Costes de explotación y mantenimiento.
- . Costes de garantía de suministro.

Por su parte, los precios de la actividad de distribución deben recoger todos aquellos costes en que incurra la empresa distribuidora para que el suministro de energía eléctrica llegue al abonado en las condiciones previamente estipuladas, y que podrán diferir de unos abonados a otros. Estos costes serán diferentes para cada empresa distribuidora como consecuencia de que responden a las características intrínsecas de su propia estructura:

- . extensión geográfica y longitud de circuitos.
- . densidad de abonados.
- . tipos de abonados.

La aplicación de esta metodología que se caracteriza fundamentalmente por el recurso al mercado (al nivel de la producción de energía eléctrica) como mecanismo esencial de regulación del sector, entrañará importantes cambios en los sistemas actualmente en vigor.

En el sistema eléctrico español, estos cambios afectarán al Marco Legal Estable como elemento regulador del entorno económico de la actividad eléctrica. En primer lugar, desaparecerá el principio por el que se mantiene una tarifa unificada para todo el territorio nacional, que dará paso a tarifas

individuales que dependerán fundamentalmente de la capacidad de la propia empresa distribuidora para gestionar sus contratos de compra de energía y de su gestión interna.

En segundo lugar, perderá su sentido el cálculo de la tarifa media, la metodología basada en los costes estándar y el sistema de compensaciones entre subsistemas cuya finalidad es asignar como ingreso a cada uno los costes reconocidos por la prestación de sus servicios. Se incluye aquí también el régimen aplicable a las empresas productoras puras.

Por último, desaparecerán las compensaciones que tienen como objetivo corregir las distorsiones que influyen sobre el precio de la tarifa única como consecuencia de la aplicación de necesidades ajenas al sistema y motivadas por la política energética:

- . Apoyo al carbón nacional.
- . Consumo de gas natural.
- . Suministros extrapeninsulares.
- . Suministros interrumpibles y especiales.

En relación a la empresa de transporte, actualmente la empresa Red Eléctrica de España, S. A. recibe sus ingresos de acuerdo con un porcentaje de la tarifa. Esta situación deberá modificarse en base a que se aplique una metodología fundamentada en los principios de remuneración de los servicios prestados por la red de transporte, analizados en los puntos 9.7.10. y 9.7.11.

Al no conocerse aún los principios que aplicarán al sistema retributivo que resulte de la reestructuración que se encuentra en fase de implantación en Portugal, el análisis va a partir de la situación que regula a la tarifa desde

el año 1989 (Decreto 18-A/89). La introducción de la nueva metodología afectará de la siguiente forma:

- . desaparición del régimen de precios basado en la fijación de una tarifa única para todo el territorio nacional.
- . desaparición del contrato entre EDP y la Administración, que establece las cuantías de las tarifas.
- . eliminación de la metodología basada en el cálculo del nivel medio de la tarifa.

El sistema retributivo que se aplica en Francia está basado en la tarificación al coste marginal, lo que supone una ventaja de partida con motivo de modificar el sistema. No obstante, al aparecer numerosos agentes en el sistema eléctrico y aplicar tarifas individuales al consumidor final, deja de aplicarse la tarifa única a nivel nacional. El principio de igualdad de tratamiento, que en un primer momento puede dejar de cumplirse, se activará a largo plazo con motivo de las presiones que los abonados finales ejercerán sobre las empresas distribuidoras, que éstas a su vez trasladarán a las empresas productoras y a la empresa de transporte, además de tratar de mejorar la eficacia de su propia gestión interna.

CAPITULO 11. CONCLUSIONES Y APORTACIONES DE LA TESIS.

En esta Tesis Doctoral se ha llevado a efecto el análisis comparativo de las previsiones de impacto que la realización del mercado único en el ámbito de la Comunidad Europea puede tener sobre el sector eléctrico, y su implicación en los sistemas eléctricos de España, Francia y Portugal.

Como se ha establecido en el estudio, la constitución del mercado único europeo tiene como principal objetivo alcanzar la integración económica de los países comunitarios e incrementar sus niveles de competitividad para poder hacer frente a la competencia exterior. La consideración de mercado único ha servido de base para que su desarrollo se extienda a la mayoría de los sectores que conforman la estructura económica de la propia Comunidad Europea, incluyendo al sector energético. De esta forma se ha conseguido que un sector denominado estratégico, comience a considerarse con un mayor grado de integración entre países, situación que no pudo conseguirse en los primeros treinta años de funcionamiento de las estructuras comunitarias.

La aplicación de este concepto al sector eléctrico se encuentra en el centro de los debates energéticos como consecuencia de las modernas teorías que abogan por la introducción de la competencia en las actividades que se desarrollan en el sector eléctrico. No obstante, ante cualquier planteamiento que pretenda modificar la actual estructura organizativa y su marco institucional es necesario tener presente el desarrollo que han experimentado los diferentes sectores eléctricos a lo largo de su historia, y que, como se demuestra en la Tesis, han estado influenciadas enormemente por los respectivos contextos económicos, sociales y políticos.

La lógica de las estructuras actuales de los sistemas eléctricos se comprende como el resultado de las sucesivas articulaciones que se producen a lo largo del tiempo entre las características técnico-económicas

del sector y las tradiciones industriales, financieras y políticas de los diversos países. De esta forma se llega a conocer:

- . grado de integración vertical y horizontal del sistema.
- . nivel de concentración empresarial.
- . a qué nivel y con qué intensidad se ejerce la regulación: local, provincial, central.
- . nivel de coordinación en la explotación del sistema.
- . razones que han motivado las recientes reformas en algunos sistemas eléctricos: innovaciones técnicas, defectos de estructura, defectos de regulación.

El análisis de los sistemas eléctricos objeto de estudio (España, Francia, y Portugal) permite afirmar que se han desarrollado con una cierta similitud en relación a la estructura del mercado. En sus orígenes (finales del siglo XIX) se produce la emergencia de redes locales sobre el territorio de un municipio, comenzando a impulsar los empresarios la creación de sistemas coherentes de producción-distribución aprovechando las innovaciones tecnológicas que aparecen.

Esta primera época se caracteriza por la competencia que se significa por la rivalidad interna corriente continua-corriente alterna, y por la competencia con otras fuentes de energía (gas), a lo que contribuyen especialmente los regímenes jurídicos que se aplican.

Conforme los sistemas se desarrollan y comienzan a aplicarse las primeras normativas, las redes de distribución se convierten en servicios públicos locales asegurados directamente por los municipios o por empresas privadas bajo concesión. Los contratos de concesión suelen equivaler a una forma de regulación tarifaria que se aplica como un precio tope.

A lo largo de los treinta primeros años de este siglo aparece el transporte a larga distancia, lo que produce que sean posibles considerables economías de escala en el sector eléctrico: sustitución de un pequeño número de centrales térmicas de gran capacidad por numerosas pequeñas centrales mucho más costosas en inversiones y en explotación, conducción de la energía eléctrica de origen hidráulico a los centros de consumo normalmente alejados. Se constituyen monopolios regionales o nacionales a través de una competencia a nivel territorial y alrededor de las infraestructuras de transporte, cuya gestión es autónoma en un principio y, posteriormente, intervenida en mayor o menor medida por los Estados o las regiones.

El relativo vacío regulador que acontece en la década de los años treinta se inscribe en un movimiento general de intervención creciente de los Estados en las economías nacionales, a lo que contribuyó de forma esencial la crisis de 1929 y la Segunda Guerra Mundial. La intervención de los poderes públicos se diferencia en función de los pesos relativos de los municipios, provincias o Estado: en España predomina la iniciativa privada, mientras que en Francia y Portugal el Estado termina por nacionalizar el sector.

Desde una perspectiva institucional, el análisis efectuado permite concluir que el funcionamiento del sector eléctrico en España, Francia y Portugal se encuentra estrechamente condicionado por sus respectivos marcos institucionales, lo que es la causa de que tanto la normativa reguladora como los poderes públicos influyan de manera determinante en sus estructuras organizativas y en las opciones técnicas y comerciales de las empresas eléctricas.

En España, frente a la dispersión empresarial que existía en los primeros años de la actividad industrial eléctrica, no ha dejado de manifestarse a lo largo del tiempo y en las distintas fases de la actividad eléctrica, un proceso de concentración y absorción de las pequeñas compañías por las grandes empresas. Esta evolución ha hecho que una de las principales características del sector eléctrico español sea la acentuada concentración empresarial, explicable desde una perspectiva técnico-económica por

motivos claros de racionalización. La evolución del cuadro institucional ha plasmado esta tendencia que se confirmó con la introducción de fuertes elementos de centralización y coordinación (Explotación unificada del sistema).

En Francia, las bases del marco institucional se establecieron por la ley de nacionalización de 1946, que nacionalizó las actividades de producción, transporte y distribución de electricidad en todo el territorio nacional, confiando su gestión a una empresa pública nacional única (EDF). Dicho marco ha servido de referencia al desarrollo de los principios estratégicos de la empresa EDF bajo los criterios de coordinación y optimización.

En Portugal se produce un desarrollo similar al acontecido en Francia, aunque con un desfase temporal importante. Las bases del marco institucional se establecen por la ley de nacionalización de 1975, que nacionalizó las actividades del sector eléctrico concediéndolas en régimen de exclusividad a la empresa pública EDP.

Con independencia de las consideraciones analizadas, la implantación del mercado interior de la energía en el sector eléctrico y su administración para alcanzar niveles aceptables de economía, seguridad de suministro y ausencia de restricciones inaceptables de competencia, necesita tener presente las especificidades de la energía eléctrica. Estas características específicas son la causa de la singularidad del mercado eléctrico, al que ha contribuido de manera relevante el avance experimentado por las innovaciones tecnológicas.

Los Tratados que fundaron las Comunidades Europeas no reglamentaron nada específico en relación a la energía eléctrica, tan solo el Tratado CEE contiene diversas condiciones de carácter general que afectan en su particularidad al régimen de las actividades de la electricidad. Estas normas están constituidas por las reglas de la competencia y las reglas sobre monopolios de carácter comercial. Actualmente existen en los sistemas eléctricos de España, Francia y Portugal derechos exclusivos incompatibles con las normas citadas, por lo que deben ser eliminados y no servir de

pretexto para aducir mejoras en la optimización del sistema. Estos derechos están constituidos por:

- . Derechos exclusivos de importación y exportación de electricidad.
- . Derechos exclusivos de transporte y distribución de electricidad en las redes de suministro público.

La aprobación del Acta Unica Europea, modificando a los Tratados originarios de la CE, introdujo una serie de disposiciones que afectan directamente al sector eléctrico y que persiguen la armonización de las normas aplicables a un conjunto de acciones. Dicha armonización pretende conseguir una regulación uniforme de estas acciones en el marco comunitario con el objetivo de que no originen alteraciones de la competencia en un sistema eléctrico otorgándole ventajas comparativas que distorsionen el normal funcionamiento del mercado único. Las principales disposiciones del Acta Unica Europea persiguen armonizar las siguientes normativas:

- . Medio ambiente.
- . Mercados públicos.
- . Protección de los consumidores.
- . Circulación de capitales.
- . Fiscalidad.

Actualmente, la no uniformidad de la mayor parte de estas normas en los diferentes Estados miembros constituye un serio obstáculo al desarrollo del mercado único eléctrico, a lo que se une la diferente regulación de las disposiciones reglamentarias que afectan a las actividades del sector eléctrico y a las energías primarias (combustibles). Por tanto, cualquiera que

sea el modelo de funcionamiento que se adopte es necesario conseguir la armonización de estas normativas, que constituirán el punto de partida programático.

La Comisión de la CE tiene la intención de abrir aquellos mercados que hasta ahora han estado fuertemente regulados por los gobiernos, entre los que se encuentra el sector eléctrico, y va a exigir a los monopolios que justifiquen su existencia si quieren ser permitidos, por lo que únicamente podrán existir si son absolutamente necesarios para suministrar un servicio público que el mercado es incapaz de proporcionar.

No obstante, la justificación del nuevo modelo eléctrico que realiza la Comisión de la CE adolece de un planteamiento riguroso que centre las bases que le sirvan de soporte. En la Tesis se desarrolla esta justificación en el planteamiento del binomio regulación-liberalización, las cuales tienen idénticos objetivos económicos: precios cercanos al óptimo económico, procesos eficientes de producción, e innovación en productos y procesos. Ambos conceptos no son excluyentes y deben ser considerados de forma conjunta en el contexto actual, pues la regulación si se entiende en sus justos términos no solamente es compatible con un proceso liberalizador, sino que le es necesaria para cumplir con sus objetivos.

En la Tesis se proponen tres modelos diferentes de funcionamiento de los sistemas eléctricos en el marco del mercado único y su justificación teórica. Cada modelo determina el cuadro institucional que condiciona la regulación y la organización del sistema eléctrico, por lo que se analizan con detalle las actuaciones de los diferentes agentes que lo conforman.

El modelo industrial, que se caracteriza por la fuerte coordinación de la producción y el transporte sobre grandes áreas geográficas y una relativa intervención de los poderes públicos en su regulación, tiene en cuenta la diversidad de las formas institucionales y va más allá de lo que puede considerarse como un monopolio de servicio con obligación de suministro.

Su justificación descansa en la teoría del monopolio natural y la regulación del Estado se caracteriza por su flexibilidad, basándose en las siguientes reglas:

- . el nivel de tarifas debe cubrir los costes del suministro de energía eléctrica.
- . las decisiones de inversión deben fijarse sobre la base de minimizar los costes a largo plazo.

No obstante, en este modelo, que plantea un cierta continuidad de los sistemas actuales, predomina en mayor medida el aspecto regulador que el liberalizador, lo que dará lugar a ciertas ineficiencias tanto de comportamiento como debidas a la generación de subvenciones cruzadas. Asimismo, al no ser capaz el regulador de obligar a las empresas de servicio público a operar bajo los parámetros producto-coste-precio, éstas se enfrentan en desventaja a la competencia de otras fuentes de energía, por lo que a largo plazo se debilitan en su poder monopolístico.

La aplicación de este modelo producirá impactos mínimos en la actual situación de los sistemas eléctricos analizados:

- . Incremento de las capacidades de las líneas de interconexión y de las importaciones/exportaciones de energía eléctrica.
- . Realización conjunta de inversiones en equipo generador e interconexiones.
- . Introducción de un cierto grado de competencia en la producción de energía eléctrica a través de procedimientos de licitación o tarifas de compra.
- . Transparencia de costes en los sistemas eléctricos de Francia y Portugal.

El modelo de integración de los sistemas eléctricos es el único que plantea un solo sistema eléctrico basado en la explotación unificada de los grupos generadores de numerosas empresas productoras puras y productoras-distribuidoras. Su principal característica se fundamenta en alcanzar la optimización del sistema por medio de la explotación y la planificación conjunta de los medios de producción y transporte de energía eléctrica.

Aunque su justificación está basada también en la teoría del monopolio natural y la regulación estatal es fuerte, se introducen unos elementos de eficiencia representados por el pool de energía eléctrica y los costes estándar. Estos costes tienen como misión simular la competencia, transmitiendo señales de eficiencia que permitan a las empresas conseguir beneficios, para lo cual es fundamental que las tasas de retribución que actualiza el regulador se calculen de acuerdo con criterios de objetividad y transparencia.

En este modelo tiene un peso específico la regulación, lo que originará ineficiencias fundamentalmente de comportamiento como consecuencia de la fuerte rigidez que plantea el sistema retributivo, pues la aplicación del sistema de compensaciones reducirá el que las empresas más eficientes continúen esforzándose en mejorar su gestión, ya que las empresas menos eficientes verán cubiertos sus costes sin tener en cuenta otro tipo de consideraciones. El modelo, ante la ausencia de competencia real, intenta simularla artificialmente.

La aplicación de este modelo producirá impactos de relevancia en los actuales sistemas eléctricos de España, Francia y Portugal:

- . Separación de actividades en el sistema eléctrico francés.**
- . Formulación de un Plan Energético Conjunto.**
- . Formulación de un Plan de Calidad Global.**

- . Eliminación de las medidas específicas que tienden a favorecer el uso de algunos combustibles.
- . Aplicación del sistema de costes estándar y del sistema de compensaciones interempresas.
- . Independencia de los sistemas retributivos extrapeninsulares.

El modelo de acceso de terceros a la red se plantea con el interés de introducir un marco más competitivo en el sector eléctrico, que actúe como crítica a los monopolios naturales regulados en un sentido puramente constructivo. Su principal característica radica en que la función comercial entre los suministradores de la energía eléctrica y los abonados se encuentra separada de las propias infraestructuras, lo que tiende a distinguir entre la función pura de transporte como un monopolio público, y la función de prestación del servicio.

La justificación de este modelo se demuestra en la teoría de los mercados contestables de Baumol, Willig y Panzar, en la teoría de los derechos de la propiedad de R. Coase, y en la "essential facility doctrine" derivada del derecho de la competencia. En su especificación se encuentra más contrapesado el binomio regulación-liberalización (competencia), lo que eliminará las ineficiencias ligadas al comportamiento de los agentes, si bien es necesario que se regule de manera adecuada el que no se produzcan subvenciones cruzadas con motivo de la desagregación del mercado en consumidores cautivos y grandes consumidores.

La introducción de la competencia al nivel de la producción, distribución y grandes consumidores a través de los contratos productores-distribuidores, productores-grandes consumidores y del acceso a las redes de transporte y distribución, tendrá un efecto inmediato en la actuación de los agentes implicados que tenderán a poner en práctica métodos que les permitan ahorrar sus costes, lo que redundará en beneficio del consumidor final. Esta acción se verá reforzada por la existencia de tarifas individuales que reflejarán la eficacia en la gestión.

Ante el temor de algunos autores de que el mercado pueda llegar a quedar desabastecido como consecuencia de que algunos productores aplacen o anulen sus proyectos de inversión en nuevas instalaciones ante el riesgo de perder abonados, la competencia hará que la entrada en el mercado de nuevos productores acelere la ampliación de dichos proyectos. La consecución de este objetivo depende de que el precio juegue su papel de elemento de referencia, lo que exige un elevado nivel de transparencia en la información.

La aplicación de este modelo tendrá un impacto considerable sobre los sistemas eléctricos de España, Francia y Portugal. Entre los más destacables se consideran:

- . Desintegración de la empresa pública francesa EDF.
- . Desaparición de los Planes Energéticos Nacionales.
- . Descentralización de las funciones de planificación.
- . Eliminación de las medidas específicas que tienden a favorecer el uso de algunos combustibles.
- . Desaparición de los monopolios de importación/exportación de energía eléctrica.
- . Desaparición de la explotación conjunta.
- . Puesta en práctica de una metodología para remunerar los servicios del operador de la red de transporte.
- . Introducción de tarifas individuales.

APORTACIONES DE LA TESIS

- 1. Análisis sistemático de la evolución de la organización experimentada por los sistemas eléctricos de España, Francia y Portugal, profundizando en los factores que las originaron.**
- 2. Estudio de la regulación administrativa de los sistemas eléctricos de España, Francia y Portugal, su evolución y los principales desarrollos normativos.**
- 3. Análisis del tratamiento que los Tratados constitutivos de la CE otorgan a la energía eléctrica, y las consecuencias que se derivan para el sector eléctrico.**
- 4. Planteamiento del binomio regulación-liberalización como punto de partida de la justificación de la organización óptima de un sistema eléctrico, lo que permite establecer las bases de un funcionamiento eficiente del mismo.**
- 5. Diseño de modelos en el ámbito del mercado único basados en el análisis de teorías justificativas y los diferentes marcos institucionales que condicionan la regulación y la organización de los sistemas eléctricos.**
- 6. Planteamiento de la dificultad que presenta un funcionamiento eficiente de un sistema eléctrico sin contar con un equilibrio entre los conceptos de regulación y competencia.**
- 7. Crítica, desde la perspectiva de las teorías, de los niveles de eficacia económica que se alcanzan bajo las diferentes estrategias que plantean los modelos.**

- 8. Análisis de la aplicación comparativa de los modelos planteados en los sistemas actuales de España, Francia y Portugal, justificando las modificaciones en los criterios de funcionamiento que se proponen para adoptar su estructura y organización.**
- 9. Establecer contactos con la Association pour l'histoire de l'électricité en Francia, lo que ha permitido que numerosas empresas del sector eléctrico español tengan acceso a la específica documentación que sobre aspectos relevantes de la electricidad posee, y a los debates que periódicamente celebran sobre temas monográficos en el ámbito de la energía eléctrica.**

BIBLIOGRAFIA

Los diferentes libros, revistas, artículos y otros trabajos que han sido consultados en el curso del desarrollo de esta Tesis son los que se citan a continuación, estando agrupados según los temas que sirven de título a los diferentes epígrafes.

CAPITULO 1. INTRODUCCION.

- 1.1. Buchanan, J. M. "The demand and supply of public goods". Rand McNally. 1968.
- 1.2. Joskow, P. L. "Markets for power" MIT Press. 1983.
- 1.3. Olson, M. "The logic of collective action". Harvard University Press. Cambridge. Massachusetts, 1965.
- 1.4. Stigler, G. y Friedland, C. "What can regulators regulate? The case of electricity". Journal of Law and Economics nº 5.

CAPITULO 2. ESPECIFICIDADES DE LA ENERGIA ELECTRICA.

- 2.1. Augé, J. "Conduite d'un système de production-transport". Techniques de l'ingénieur electrotechnique. Ed. Techniques. París
- 2.2. Augé, J., Bergougnoux, J., Sapet, P. "Structures et développement des réseaux de transport d'énergie électrique". Techniques de l'ingénieur electrotechnique. Ed. Techniques. París.
- 2.3. Bergougnoux, J., Ernoult, M., Fouquet, D., Meslier, F., Varoquaux, W. "Demande d'électricité et prévision à long terme". Techniques de l'ingénieur electrotechnique. Ed. Techniques. París.

- 2.4. Bergougnoux, J., Persoz, H., Santucci, G., Sapet, P. "Planification des réseaux de transport, d'interconnexion et de répartition". Techniques de l'ingénieur electrotechnique. Ed. Techniques. Paris.
- 2.5. Cahen, F., Dejou, A. "Le contrôle automatique de la marche en parallèle de très vastes ensembles d'interconnexion". Bulletin S.F.E. 8 n° 92. Août. 1958.
- 2.6. CIGRE. "Power system reliability analysis. Application guide". International Conference on Large High Voltage Electric Systems. Paris. 1987.
- 2.7. Dejou, A., Gaussens, P. "Généralités concernant le transport et la distribution de l'énergie électrique". Techniques de l'ingénieur electrotechnique. Ed. Techniques. Paris.
- 2.8. Dejou, A; Gaussens, P; Hoefer, Ch. "Le calcul et la mesure du déséquilibre des tensions dans les réseaux de transport et de distribution d'énergie électrique polyphasés comportant des charges monophasées". Revue General d'Electricité 60 n° 4 Avril 1951.
- 2.9. EDF. "L'incident du 19 décembre 1978". RGE. Avril 1980.
- 2.10. EDF. "Problèmes de politique énergétique et aspects s'y rapportant à prendre en compte dans la planification des réseaux électriques". ELECTRA n° 123. Groupe de Travail 02 du Comité d'Etudes 37.
- 2.11. Ernoult, M.; Meslier, F. "Analyse et prévision de la demande d'énergie électrique". RGE. Avril 1982.
- 2.12. Gautheret, R. "L'amélioration du facteur de puissance dans les installations industrielles". 9^e ed. SODEL S. A. 1970.
- 2.13. Harmand, Y. "Une nouvelle génération d'aides à l'operateur pour les systèmes de conduite". EDF. Bulletin de la Direction des études et recherches. Serie B. N° 2. 1989.

- 2.14. Hautefeville, P., Porcheron, Y. "Lignes aériennes". Techniques de l'ingenieur electrotechnique. Ed. Techniques. París.
- 2.15. Lacoste, A., Le Du, A., Canonge, H. "Transport d'ènergie en courant continu à haute tension". Techniques de l'ingenieur electrotechnique. Ed. Techniques. París.
- 2.16. Le Gal, G., Meynaud, P. "Compensation de l'energie réactive dans les installations industrielles" Techniques de l'ingenieur electrotechnique. Edition Techniques. París.
- 2.17. Lemaître, C., Paul, J.P., Zhao, Y.S. "Un indicateur du risque d'instabilité du plan de tension pour la conduite en temps réel". EDF. Bulletin de la Direction des études et recherches. Serie B n° 2. 1989.
- 2.18. Meynaud, P. "Installations industrielles et creux de tension". Techniques de l'ingenieur electrotechnique. Edition Techniques. París.
- 2.19. Pélissier, R. "Les réseaux d'energie électrique. Vol. 1. Les aspects techniques de service". DUNOD. París 1971
- 2.20. Pélissier, R. "Les réseaux d'ènergie électrique. Vol. 2. Calcul et réglage des réseaux". DUNOD. París 1971.
- 2.21. Pélissier, R. "Les reseaux d'energie électrique. Vol. 3. Architecture et développements des réseaux". DUNOD. París 1975.
- 2.22. Persoz, H., Lemoine, J-C, Sapet, P., Santucci, G. "La planification des réseaux électriques". Editions Eyrolles. París 1984.
- 2.23. UNIPEDE. "Definitions des caracteristiques physiques de l'énergie électrique fournie par les réseaux de distribution publique a basse et moyenne tensions". Enero 1990.

- 2.24. Verseille, J. "Circulation d'énergie réactive: effets sur un réseau". Techniques de l'ingenieur electrotechnique. Ed. Techniques. París.
- 2.25. Wood, A.J., Wollenberg, B.F. "Power generation, operation and control". WILEY. Singapur 1984.

CAPITULO 3. CALIDAD DE SUMINISTRO Y SERVICIO PUBLICO.

- 3.1. Ailleret, P. "Détermination des lois expérimentales du papillotement (flicker) en vue de leur application aux réseaux basse tension sur lesquels des charges varient périodiquement ou aléatoirement (soudeuses, démarrages de moteurs)". Bulletin S.F.E. 7 n° 77. Mai 1957.
- 3.2. Ailleret, P. "L'introduction de la mesure dans la notion de la qualité du service d'une distribution d'électricité, et son intérêt au point de vue de la construction des réseaux". Bulletin S.F.E. 6 n° 61. Janvier 1956.
- 3.3. Barbazanges, C. "Four à arcs". Techniques de l'ingenieur electrotechnique. Ed. Techniques. París.
- 3.4. Barnes, R. "Harmonics in Power systems". Power Engineering Journal. January 1989.
- 3.5. Bergougnot, J. y Varoquaux, W. "Caractéristiques du service public de l'électricité". Techniques de l'ingenieur electrotechnique. Ed. Techniques . París.
- 3.6. CEGIBAT. "Installations électriques, la qualité: Pourquoi en parler?" Reunion-debat 14.3.89. París.
- 3.7. Dejou, A; Gaussens, P; "Dispositifs expérimentaux pour l'étude du flicker. Résultats de mesures sur les réseaux basse tension". Bulletin S.F.E. 7 n° 77 Mai 1957.

- 3.8. Gaussens, P. "Mesures des harmoniques de tension et de courant présents dans un reseau de distribution d'énergie électrique". Revue General d'Electricité 60 n° 9 Sept. 1951.
- 3.9. Gaussens, P. "Le flicker, son origine, sa mesure, ses conséquences et les moyens de s'en protéger". Revue Général d'Electricité 71 n° 9 Sept 1962.
- 3.10. Groupe de Travail 36.05 du Comité d'Etudes 36 (Perturbations). "Equipements produisant des harmoniques et conditions de leur alimentation par les réseaux d'énergie électrique". Electra n° 123.
- 3.11. Kern, B. "Une meilleure qualité: à quel prix?"
Revue Générale de l'électricité. n° 9 1988.
- 3.12. Leost, J-Y. "Les perturbations à basse fréquence de l'alimentation électrique". Révue Générale de l'électricité n° 2. 1989.
- 3.13. Mathé, J. "La qualité de l'alimentation électrique".
Revue technique APAVE n° 243. 1988.
- 3.14. Meynaud, P. "Réseaux de distribution. Flicker et harmoniques". Techniques de l'ingenieur electrotechnique. Ed. Techniques. Paris.
- 3.15. Ollivier, D. "La simulation des perturbations harmoniques". Service Etudes de Réseaux. EDF. Décembre 1990.

CAPITULO 4. DESARROLLO ESTRUCTURAL Y EVOLUCION DEL SECTOR ELECTRICO EN ESPAÑA. PRINCIPALES ASPECTOS TECNICOS, ECONOMICOS Y DE REGULACION.

- 4.1. Antolín, F. "Un servicio público con escasa intervención. Los primeros cuarenta años de electricidad en España". Economía Industrial nº 262. Julio-Agosto 1988.
- 4.2. Aranceta, J. "Estructura financiera del sector eléctrico". Economía Industrial nº 237. Madrid 1984.
- 4.3. Artículo de la redacción. "Los pioneros de la industria eléctrica en España". Información Comercial Española nº 408. Agosto 1967.
- 4.4. Banco Bilbao. "Un siglo en la vida del Banco de Bilbao". Bilbao. 1957.
- 4.5. Banco Bilbao. "El sector energético en España". Bilbao 1987.
- 4.6. Barallat, L. "Consideraciones sobre el crecimiento de la demanda de energía en España (1983-1992)". Información Comercial Española nº 605. Madrid 1984.
- 4.7. Beato, P. "Nueva organización de la explotación del sistema eléctrico en España". Economía Industrial. Mayo-Junio 1985.
- 4.8. Belford, N. "El sistema bancario durante la dictadura de Primo de Rivera". Cuadernos Económicos del ICE, nº 10. 1979.
- 4.9. Campillo, M. "Las inversiones extranjeras en España, 1850-1950". Madrid, 1963.

- 4.10 Diaz-Caneja, F. "Regulación administrativa del sector eléctrico". Economía Industrial. Mayo-Junio 1985.
- 4.11. E.D.F. Mission Europe. "Le secteur électrique espagnol: evolution recente". Actualité Electrique Européenne nº 161. París. Septembre 1991.
- 4.12 E.D.F. "Le système électrique en Espagne". Etudes Economiques Générales. Cahier. Marzo 1990.
- 4.13. Fabra, J, Bartolomé, J.I. "Sector eléctrico: reflexiones sobre aspectos conocidos". Economía Industrial. Mayo-Junio 1985.
- 4.14. Garín, J., Santasusana, L. "Desarrollo y rentabilidad de la industria eléctrica en España". Actas y Memorias. Conferencia Mundial de la Energía. Barcelona. 1929 Volumen II.
- 4.15. Gómez, G. "Procedimientos establecidos por las compañías eléctricas asociadas en UNESA para regular la conexión de autoprodutores a sus redes de A.T y M.T.". Energía. Mayo-Junio 1989.
- 4.16. González, P. "La navegación interior y las fuerzas hidráulicas en España". Revista de Obras Públicas. 1926.
- 4.17. González de Ubieta, A. "L'Énergie nucleaire en Espagne". ENERPRESSE nº 4651. 1 de septiembre de 1988.
- 4.18. Hernández, J. "Depresión económica en España, 1925-1934". Ed. Instituto de Estudios Fiscales. Madrid.1980.
- 4.19. Hernández, J. "Orígenes, expansión y limitaciones del sector eléctrico en España, 1900-1936". Información Comercial Española nº 577. Septiembre. 1981.

- 4.20. Huidrobo, M. L. "El marco estable del sector eléctrico" Información Comercial Española nº 2125. 14-20 Marzo 1988.
- 4.21. Huidrobo, M.L. "Regulación de precios en el sector eléctrico". Papeles de Economía Española nº 38. 1989.
- 4.22. Llorente, J.C. "El sector de producción y distribución de energía eléctrica durante la década 1920-1930". Cuadernos Económicos del ICE, nº 10. 1979.
- 4.23. Maluquer, J. "L'électricité, facteur de développement économique en Espagne: 1900-1936". 1880-1980: Un siècle d'électricité dans le monde. Presses Universitaires de France. París. 1986.
- 4.24. Martín, J.L., Ollé, J.M. "Orígenes de la industria eléctrica en Barcelona". Barcelona. 1961.
- 4.25. Medina, R. "La empresa pública en el sector eléctrico europeo: especial consideración de la situación en España". XII Congreso Internacional de CEEP, Montpellier, Octubre 1990.
- 4.26. Oriol, J.M. Conferencia titulada "Panorama de la industria eléctrica española en el sentido económico". Colegio Nacional de Economistas. 24 Noviembre 1958.
- 4.27. Oriol, J.M. Conferencia titulada "Evolución de la producción, transporte y distribución de energía eléctrica en los últimos 50 años". Instituto de la Ingeniería de España. Anales de Mecánica y Electricidad. Vol. LVIII nº6. 1981.
- 4.28. Ministerio de Industria y Energía. "Informe al Congreso de los Diputados sobre las actuaciones energéticas en 1986". Mayo. 1987.

- 4.29. Ministerio de Industria y Energía. "Informe al Congreso de los Diputados sobre las actuaciones energéticas en 1987". Mayo 1988.
- 4.30. Ministerio de Industria y Energía. "Informe el Congreso de los Diputados sobre las actuaciones energéticas en 1988". Mayo 1989.
- 4.31. Ministerio de Industria y Energía. "Informe al Congreso de los Diputados sobre las actuaciones energéticas en 1989". Mayo 1990.
- 4.32. Salas, J. "Régimen jurídico-administrativo de la energía eléctrica". Publicaciones del Real Colegio de España. Bolonia. 1977.
- 4.33. Stewart, T. "Coal and electricity in Spain". Western Europe nº 2. Londres, 1985.
- 4.34. Sudriá, C. "Un factor determinante: la energía". La economía española en el siglo XX: una perspectiva histórica. Ariel. 1987.
- 4.35. Sudriá, C. "Les restrictions de la consommation d'électricité en Espagne pendant l'après-guerre: 1944-1954". 1880-1980: Un siècle d'électricité dans le monde. Presses Universitaires de France. París. 1986.
- 4.36. Uriarte, E. "La energía eléctrica en España" Información Comercial Española nº 408. Agosto 1967.

CAPITULO 5. DESARROLLO ESTRUCTURAL Y EVOLUCION DEL SECTOR ELECTRICO EN FRANCIA. PRINCIPALES ASPECTOS TECNICOS, ECONOMICOS Y DE REGULACION.

- 5.1. Barbier, P. "Les débuts de la réglementation technique concernant les réseaux électriques (1884-1914)". Bulletin d'histoire de l'électricité nº 12. Décembre 1988.

- 5.2. Beltrán, A. "Les débuts du réseau électrique dans les villes: 1880-1920". Bulletin d'histoire de l'électricité n° 7. Juin 1986.
- 5.3. Benoit, S. "De l'hydromécanique à l'hydro-électricité. Le rôle des sites hydrauliques anciens dans l'électrification de la France, 1880-1914". La France de électriciens: 1880-1980. Presses Universitaires de France. Paris. Avril 1986.
- 5.4. Bernard, P. "Eléments pour une rétrospective de la tarification: principes, modalités et procédures". La France des électriciens: 1880-1980. Presse Universitaires de France. Paris. Avril 1986.
- 5.5. Boiteux, M. "Le calcul économique dans l'entreprise électrique". Revue de l'énergie n° 390. Février-Mars 1987.
- 5.6. Bruguière, M. "Histoire financière et histoire de l'électricité". L'électricité dans l'histoire: Problèmes et méthodes. Presses Universitaires de France. Paris. Août 1985.
- 5.7. Cardot, F. "L'histoire de l'électricité en France: bilans et perspectives". Bulletin d'histoire de l'électricité n° 8. Décembre 1986.
- 5.8. Caron, F. "Histoire économique et histoire de l'électricité". L'électricité dans l'histoire: Problèmes et méthodes. Presses Universitaires de France. Août 1985.
- 5.9. Colli, J-C. "Cent ans d'électricité dans les lois". Bulletin d'histoire de l'électricité, numéro spécial. 1986.
- 5.10. Ducluzaux, A. "Lenteurs relatives du développement de l'électricité-énergie en France dans la décennie 1881-1891". Bulletin d'histoire de l'électricité n° 12. Décembre 1988.

- 5.11. Flanquart, H. "Les débuts de l'électricité dans quelques villés du nord de la France". Bulletin d'histoire de l'électricité n° 13. Juin 1989.
- 5.12. Forster, G., Fauçonner, Ch. "Electricity pricing in France". Service Marketing Stratégique. Direction du Developpement et de la Stratégie Commerciale. EDF. París. April 1990.
- 5.13. Helfer, P. "Les premières années d'Electricité de France et de Gaz de France: les services comptables et financiers". Bulletin d'histoire de l'électricité, numéro spécial. 1987.
- 5.14. Héroin, P. "Les institutions et l'électricité à ses débuts (1881-1914). Une naissance plain d'embûches". Bulletin d'histoire de l'électricité n° 4. Décembre 1984.
- 5.15. Levy-Leboyer, M. "Le programme d'equipement hydro-électrique et d'interconnexion en France a la fin des années trente: aboutissement d'un mouvement de longue duréé et prelude a la nationalisation de l'industrie électrique?". Memoire de maitrise d'histoire. París X Nanterre. Juin 1985.
- 5.16. Lévy-Leboyer, M. "Histoire de l'entreprise et histoire de l'électricité". L'électricité dans l'histoire: Problèmes et méthodes. Presses Universitaires de France. París. Août 1985.
- 5.17. Lucas, N. "Western European Energy Policies. A comparative study". Clarendon Press Oxford. 1985.
- 5.18. Morsel, H. "Panorama de l'histoire de l'électricité en France dans la première moitié du XX siècle". 1880-1980: Un siècle d'électricité dans le monde. Presses Universitaires de France. París Février 1987.
- 5.19. Morsel, H. "Evaluation de la formation du capital fixe dans l'hydroélectricité avant les nationalisations en France". Bulletin d'histoire de l'électricité n° 3. Juin 1984.

- 5.20. Morsel, H. "L'hydro-électricité en France: du patronat dispersé à la direction nationale (1902-1946)". Informations et Réflexions n° 2. Juillet 1987.
- 5.21. Morsel, H. "La Société Générale de Force et Lumière, des origines à la nationalisation". La France des électriciens: 1880-1980. Presses Universitaires de France. Paris. Avril 1986.
- 5.22. Muller, M. "La nationalisation de 1946: un exemple régional". Bulletin d'histoire de l'électricité n° 10. Décembre 1987.
- 5.23. Procos, D. "The role of electricity in the redeployment of urban industrial activities in Canada and France". 1880-1980: Un siècle d'électricité dans le monde. Presses Universitaires de France. Paris. Février 1987.
- 5.24. Ramadier, P. "Un inédit de Paul Ramadier sur la nationalisation de l'électricité en France". Bulletin d'histoire de l'électricité n° 8. Décembre 1986.
- 2.25. Ramunni, G. "L'élaboration du réseau électrique français: un débat technique de l'entredeux-guerres". 1880-1980: Un siècle d'électricité dans le monde. Presses Universitaires de France. Paris. Février 1987.
- 5.26. Scheurer, F. "Histoire des centrales thermiques de 1946 à 1980". Bulletin d'histoire de l'électricité n° 10. Décembre 1987.
- 5.27. Vuillermot, C. "L'Union électrique: un demi-siècle d'électricité (1895-1946)". Bulletin d'histoire de l'électricité n° 10. Décembre 1987.
- 5.28. Wieviorka, M., Trinh, S. "Le modèle EDF". Ed. La Découverte. Paris 1989.
- 5.29. Zask, J., Varoquaux, W. "Les échanges d'électricité en Europe: l'exemple français". Revue de l'énergie n° 383. Paris 1986.

CAPITULO 6. DESARROLLO ESTRUCTURAL Y EVOLUCION DEL SECTOR ELECTRICO EN PORTUGAL. PRINCIPALES ASPECTOS TECNICOS, ECONOMICOS Y DE REGULACION.

- 6.1. Companhia Nacional de Electricidade. "CNE 1947-1967". CNE. Lisboa. 1968.
- 6.2. Congrs de la Confrence Mondiale de l'nergie (14 me). "L'experience portugaise dans la definition de'une politique nergtique". Montral 17-22 Septembre 1989.
- 6.3. EDP. "Despacho Nacional". Lisboa. Febrero 1989.
- 6.4. EDP-Museu da Electricidade. "Um sculo de electricidade". Lisboa. Abril 1990.
- 6.5. Memorias de la empresa pblica EDP: 1976-1990.
- 6.6. UNESA. "El sector elctrico en Portugal". Madrid. Junio 1991.

CAPITULO 7. LA ENERGIA ELECTRICA EN EL DERECHO COMUNITARIO.

- 7.1. Aquilue, F. "Algunos comentarios sobre el Acta Unica Europea". ICE n 2118. Enero 1988.
- 7.2. Artculo de la redaccin. "La Europa de las Sociedades" La empresa al da n 103. Abril 1989.
- 7.3. Brykman, L. "La poltica comunitaria en el campo de los precios y tarifas energticas". Conferencia: El sector energtico hoy, Y maana?. Barcelona. Octubre 1987.

- 7.4. Comisión de las Comunidades Europeas. "Elimination des frontieres fiscales". Europe documents. Julio 1987.
- 7.5. Daintith, T., Hancher, L. "La stratégie énergétique en Europe: son cadre juridique". Commission des Communautés Européennes. Bruselas 1986.
- 7.6. Díez Moreno, F. "Rapport préliminaire sur les secteurs exclus". UNESA. Febrero 1988.
- 7.7. Díez Moreno, F. "La propuesta de directiva por la que se someten a normas de contratación pública a las entidades que suministran agua potable, energía o prestan servicios de transporte". Noticias CEE.
- 7.8. Díez Moreno, F. "La incidencia del artículo 90 del Tratado CEE en el sector eléctrico". UNESA. Marzo 1989.
- 7.9. EUROSTAT. "Electricity Prices 1985-1990". Luxemburgo 1990.
- 7.10. Fiquet, A. "L'interconnexion et les échanges d'énergie électrique en Europe". C.J.E.G. Julio-Agosto 1988.
- 7.11. Focsaneau, L. "Règlementations nationales de prix et droit communautaire. Jurisprudence de la Cour de Justice des Communautés Européennes. Prix des produits industriels". Revue du Marché Commun nº 301. Noviembre 1986.
- 7.12. Guibal, J.C. "Energie. Commentaire". Energie nº 5. 1986.
- 7.13. Guzmán, M "El Acta Unica Europea, la creación del Mercado Interior y la protección de los consumidores: algunos problemas fundamentales". La Ley, suplemento nº 33. Marzo 1988.
- 7.14. Julve, L. "La armonización fiscal comunitaria y el contexto general del sector eléctrico". Noticias CEE.

- 7.15. Louis, J-V. "El ordenamiento jurídico comunitario". Comisión de las Comunidades Europeas. Bruselas-Luxemburgo. 1986.
- 7.16. Massaguer, J. "La Agrupación Europea de Interés Económico (AEIE). Notas en torno al Reglamento (CEE) 2137/85". Noticias CEE.
- 7.17. Muñoz, S. , González, J., García de Enterría, E. "Tratado de Derecho Comunitario Europeo. Estudio sistemático desde el Derecho Español". 3 Tomos. Ed. Civitas. Madrid 1986.
- 7.18. UNESA. "Significado y líneas básicas del Acta Unica Europea para el sector eléctrico". Febrero 1988.
- 7.19. UNESA. "El Acta Unica Europea y sus posibles consecuencias para las empresas eléctricas". Marzo 1988.
- 7.20. UNIPEDE. "L'énergie et les traités européens". París. Febrero 1988.

CAPITULO 8.EL MERCADO INTERIOR DE LA ENERGIA. IMPLICACIONES PARA EL SECTOR ELECTRICO.

- 8.1. Amman, F., De Paoli, L. "Una política energetica possibile par il settore elettrico". Economia delle fronti di energia nº 11. Milán 1987.
- 8.2. Comisión de las Comunidades Europeas. "El mercado interior de la energía". Energía en Europa, número especial. 1988.
- 8.3. Commission des Communautés Européennes. "Politique énergétique et tendances dans la Communauté européenne". Energie en Europe nº 11. Septembre 1988.
- 8.4. Commission of the European Communities. "Energy policies and trends in the European Community" Energy in Europe, nº 13. May 1989.

- 8.5. Commission of the European Communities. "Short term energy outlook for the European Community". Energy in Europe, supplement. May 1989.
- 8.6. Commission of the European Communities. "Major themes in energy". Energy in Europe, special issue. September 1989.
- 8.7. Commission of the European Communities. "Energy for a new century: the european perspective". Energy in Europe, special issue. July 1990.
- 8.8. Commissariat Général du Plan. "Energie 2010: Rapport du groupe présidé par M. Michel Pecqueur". La Documentation Française. Février 1991.
- 8.9. Finon, D. "Le marché intérieur de l'énergie en 1993: au-delà du mythe". Energie internationale 1989-1990. Economica. 1989.
- 8.10. SPRU. "A single european market in energy" The Royal Institute of International Affairs. London 1989.

CAPITULO 9. ORGANIZACION OPTIMA DE LA INDUSTRIA ELECTRICA: ANALISIS DE MODELOS.

- 9.1. Acton, J. P., Bessen, S. M. "Issues in the Design of a Market Experiment for Bulk Electric Power". Rand note N-2029-DOE. Dec. 1983.
- 9.2. Acton, J.P., Bessen, S. M. "The Economics of Bulk Power Exchanges". Rand note N-2277-DOE. May 1985.
- 9.3. Acton, J. P., Bessen, S. M. "Regulation, Efficiency and Competition in the Exchange of Electricity". Rand Corporation, RAND/R-3301-DOE, Oct. 1985.
- 9.4. Alchian, A., Demsetz, H. "The property right paradigm". Journal of Economic History. Mar. 1973.

- 9.5. Anderson, J. A., "Market Structures and Pricing of Transmission", presentation at the American Bar Association, San Francisco, CA, January 1989. Published by ELCON.
- 9.6. Aranzadi, C. et al. "El sector eléctrico español en la Europa de 1993". Economistas Libros. Madrid. 1989.
- 9.7. Arruñada, B. "Economía de la empresa: un enfoque contractual". Ariel Económica. Barcelona. Octubre 1990.
- 9.8. Baumol, W.J., Panzar, J. Willig, R. "Contestable markets and the theory of industrial structure". Harcourt. San Diego. 1982.
- 9.9. Bergougnoux, J. "EDF et l'Europe". Annales des Mines. Avril 1991.
- 9.10. Berry, W.W., "The case for competition in the electric utility industry", Public Utilities Fortnightly, Sept, 16. 1982.
- 9.11. Blake, M. "Examining the dark side of competition" Public Utilities Fortnightly. Decembre, 1990.
- 9.12. Bohn, R.E., Tabors, R.D., Golub, B.W., Schweppe, F.C. "Deregulating the Electric Utility Industry", MIT Energy Laboratory report, MIT-EL-82-003, 1982.
- 9.13. Bohn, R.E., Caramanis, M., Schweppe, F.C. "Optimal Pricing and Investment in Electrical Networks Over Space and Time", 1983.
- 9.14. Bohn, R.E., Caramanis, M., Schweppe, F.C. "Optimal Pricing of Public Utility Services Sold Through Networks", Graduate School of Business Administration, Harvard University, Working paper HBS 83-31, Jan, 1983.
- 9.15. Bohn, R.E., Golub, B.W., Tabors, R.D., Schweppe, F.C. "Deregulating the Generation of Electricity Through the Creation of Spot Markets for Bulk Power". The Energy Journal, Vol.5, nº 2. 1984.

- 9.16. Bohn, R.E., Caramanis, M., Schweppe, F.C. "Optimal Pricing in Electricity Networks Over Space and Time". The Rand Journal of Economics, 1984.
- 9.17. Booth, W. "Types of electric power transactions". Office of Coal and Electricity Policy, U.S. Department of Energy.
- 9.18. Bouttes, J-P., Husson, E., Gautier, P. "Faut-il déréglementer le secteur électrique?" EDF-EEG. Février 1989.
- 9.19. Bouttes, J-P., Lederer, P. "Les réseaux et la théorie économique". Annales des Mines. Avril 1991.
- 9.20. Bouttes, J-P., Lederer, P. "Electricity monopoly versus competition?" Paper presented at the World Electricity Conference. London. November 12,13, 1990.
- 9.21. Bouttes, J-P., Lederer, P. "L'organisation des systemes électriques et le jeu des acteurs en Europe et aux Etats Unis". EDF-Etudes Economiques Generales. M. 90.18.
- 9.22. Bouttes, J-P., Lederer, P. "Vers une nouvelle organisation industrielle du secteur électrique en Europe?. EDF-Etudes Economiques Generales. M.90.05.
- 9.23. Bouttes, J-P. "Monopoles et concurrence: l'économie des réseaux et le cadre institutionnel". Annales des Mines. Avril 1991.
- 9.24. Brown, A.C. "State power over transmission access and pricing: the giant will not sleep forever". Public Utilities Fortnightly. November 9, 1989.
- 9.25. Caramanis, M. "Investment Planning Under Optimal Spot Pricing of Electricity". MIT Energy Laboratory Working Paper, MIT-EL 81-051 WP, June 1981.

- 9.26. Caramanis, M., Bohn, R.E., Schweppe, F.C. "Optimal Spot Pricing: Practice and Theory". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101 n° 9 September 1982.
- 9.27. Caramanis, M. "Investment Decisions and Long Term Planning under Electricity Spot Pricing". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol PAS-101 n° 12, Dec. 1982.
- 9.28. Caramanis, M, Bohn, R.E., Schweppe, F.C. "The Costs of Wheeling and Optimal Wheeling Rates". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-1 n° 1, February 1986.
- 9.29. Caramanis, M., Bohn, R.E., Schweppe, F.C. "System security control and optimal pricing of electricity" Electrical Power and Energy Systems, Vol. 9, n° 4. Oct. 1987.
- 9.30. Casazza. J.A. "Free market electricity: potential impacts on utility pooling and coordination". Public Utilities Fortnightly. February 18, 1988.
- 9.31. Coase, R. "The problem of social cost". Journal of Law and Economics. October. 1960.
- 9.32. Commission des Communautés Européennes. "Rapport des Comités Consultatifs sur l'accès des tiers aux réseaux électriques". Bruxelles. Mai 1991.
- 9.33. Crew, M.A. "Issues in public utility pricing and regulation", Lexington Books, 1980.
- 9.34. Crew, M.A., Kleindorfer, P.R. "Public utility economics", St. Martin's Press, 1979.
- 9.35. Cudahy, R.D. "The wearing away of regulation: what remains". Public Utilities Fortnightly. October 12, 1989.

- 9.36. David, A.K., Lee, Y.C. "Dynamic tariffs: theory of utility-consumer interaction". IEEE 1989 PES Winter Meeting, paper 139-7 PWRS.
- 9.37. Demsetz, H. "Towards a theory of property rights". American Economic Review. Mai 1967.
- 9.38. EEI. "Deregulation of Electric Utilities. A Survey of Major Concepts and Issues". Edison Electric Institute, July 1981.
- 9.39. EEI. "A survey of Deregulation Experience in Selected Industries" Edison Electric Institute, February 1982.
- 9.40. EEI. "Alternative Models of Electric Power Deregulation". Edison Electric Institute, May 1982
- 9.41. EEI. "Regional Regulation of the Electric Power Industry: Major Concepts and Issues". Edison Electric Institute, March 1983.
- 9.42. EEI. "Current Practice and Emerging Issues in Transmission Rate Design". Edison Electric Institute, December 1985.
- 9.43. EEI. "Restructuring in the Electric Utility Industry. The Legal and Regulatory Considerations". Edison Electric Institute, December 1986.
- 9.44. EEI. "The vital Link. Electric Transmission and the Public Interest". Edison Electric Institute, 1986.
- 9.45. EEI. "Pricing of Transmission Services in Bulk Power Markets". Edison Electric Institute, December 1987.
- 9.46. Eurelectric. "Séminaire sur l'industrie électrique et le marché intérieur de l'énergie". Bruxelles. 22 Mars 1990.

- 9.47. Fels, N.W., Heap, D.N. "Compulsory wheeling of electric power to industrial consumers". Fordham Law Review. Vol 52, 1983.
- 9.48. Finon, D. "Opening access to European grids. In search of solid ground". Energy Policy. June 1990.
- 9.49. "Furubotn, E.G., Pejovich, S. "Property rights and economic theory: a survey of recent literature". Journal Economic Literature. Décembre 1972.
- 9.50. Gaffard, J.L. "Economie industrielle et de l'innovation". Précis Dalloz, 1990.
- 9.51. Gerber, A. "Questions for regulators in a competitive electric utility environment". Public Utilities Fortnightly, July 21, 1988.
- 9.52. Goins, D. "Planning for competition in bulk power markets. Research and development needs". Potomac Management Group, Final report, EPRI Project 2767-2., Dec. 1988.
- 9.53. Hammon, E.M., Helm, D.R., Thompson, D.J. "Competition in electricity supply has the energy act failed?" Institute for fiscal studies. Fiscal Studies, Feb. 1986.
- 9.54. Hancker, L. "Competition and electricity supply in the UK and the Netherlands. Are they any lessons for the EC? Forum Europe. Janvier. 1990.
- 9.55. Harlow, J.G. "The competitive advantages of electricity". Public Utilities Fortnightly. May 15, 1991.
- 9.56. Hobbs, B. "Network models of spatial oligopoly with an application to deregulation of electricity generation". Operations Research, Vol. 34, n° 3. May-June 1986.

- 9.57. Hogan, W. "Contract networks for electric power transmission". Energy and Environmental Policy Center, John F. Kennedy School of Government, Harvard University, December 1989 (draft).
- 9.58. International Energy Agency. "Utility pricing and access: competition for monopolies". OCDE. 1991.
- 9.59. IEEE Power Engineering Review. "Critical issues facing electric utility industry in the next decade". June 1989.
- 9.60. Joskow, P.L. "The evolution of competition in the electric power industry". Energy 1988.
- 9.61. Joskow, P.L. "Contributions to the Theory of Marginal Cost Pricing". The Bell Journal of Economics. Vol. 7, n° 1. 1976.
- 9.62. Kaufman, A., Dulchinos, D. "Deregulation and reregulation of the electric utility industry" U.S. Library of Congress. Congressional Research Service Report IB-83109. Nov, 2. 1984.
- 9.63. Lambert, J.D. "Privatizing electricity in Britain: The role of the National Grid". Public Utilities Fortnightly. March 30, 1989.
- 9.64. Lepage, H. "Demain le libéralisme". Livre de Poche. Paris, 1980.
- 9.65. Lepage, H. "La nouvelle économie industrielle". Hachette. 1989.
- 9.66. Lepage, H. "Le monopole naturel: une théorie contestable". Colloque P. Masse. 1988.
- 9.67. Maddala, G.S., Fiske, R.P.H. "Marginal Cost Pricing Under Uncertainty". Electric Power Research Institute Report EPRI EA-2491. July 1982.

- 9.68. Martinson, L., Loria, T.W. "The transitional bulk power market". Public Utilities Fortnightly. November 26, 1987.
- 9.69. Merrill, H.M., Erickson, B.W. "Wheeling rates based on marginal cost theory". IEEE PES 1989 Winter Meeting.
- 9.70. Morman, L.M., Emanuelson, N., Horgan, D. "Competition: Pressures for change" EPRI Report EM-5226, June 1987.
- 9.71. Munasinghe, M., Warford, J.J. "Electricity Pricing. Theory and Case Studies". Johns Hopkins University Press, 1982.
- 9.72. Munasinghe, M. "Principles of modern electricity pricing" IEEE Proc. March 1981.
- 9.73. Nail, R.F., Belanger, S. "Impacts of deregulation on U.S. electric utilities". Public Utilities Fortnightly. October 12, 1989.
- 9.74. NRRI. "Non Technical Impediments to Power Transfers". National Regulatory Research Institute, NRRI 87-8, Sept. 1987.
- 9.75. Pace, J.D. "Wheeling and the obligation to serve". Energy Law Journal. Vol. 8, 1987.
- 9.76. Pacific Gas & Electric Co. "Proposal for reform of the bulk power market with a focus on electric transmission pricing reform and access". Feb. 15, 1989.
- 9.77. Paoli, L. "L'industrie électrique européenne face au Marché unique de 1993". Energie Internationale 1989-1990 (IEPE). Economica, 1989.
- 9.78. Pérez-Arriaga, J.I. "A conceptual model for pricing analysis of transmission services". 10 PSCC Conference, August 1990.

- 9.79. Phillips, R.T. "The future of competitive power generation". Public Utilities Fortnightly. March 15, 1990.
- 9.80. Plummer, J., Troppman, S. "Competition in electricity: new markets and new structures". Public Utilities Reports and QED Research, Inc. March, 1990.
- 9.81. Porter, S., Maliszewski, H. "Technical and economic constraints on competition in electric power supply". Public Utilities Fortnightly. November 10, 1988.
- 9.82. Prince, W.R., Comfort, R.W., Finley, L.A., Kritikson, J.G., Meyer, F.J., Rosenberg, L.D., Trefny, F.J. "Current Operating Problems Associated with Non-Utility Generation". IEEE PES 1989 Winter Meeting, paper 156-1 PWRS, January 1989.
- 9.83. Rau, N.S. "Certain considerations in the pricing of transmission service". IEEE 1989 PES Winter Meeting, paper 184-3 PWRS.
- 9.84. Rosenzweig, M.B., Bar-Lev, J. "Transmission access and pricing: Some other approaches". Public Utilities Fortnightly, August 21, 1986.
- 9.85. Rosso, D.J. "Transmission access: Issues for an industry", Public Utilities Fortnightly, Feb, 16. 1989.
- 9.86. Ruff, L.E. "Electricity restructuring in two nations: Different paths to a competitive future". Public Utilities Fortnightly, June 22, 1989.
- 9.87. Schriber, A.R. "Price discrimination: creatively coping with competition". Public Utilities Fortnightly. September 1, 1988.
- 9.88. Schuler, R.E. "The Consequences of Alternative Organizations of the Electric Utility Industry". 1981 Annual Meeting of the American Economic Association, Dec. 1981.

- 9.89. Schweppe, F.C., Caramanis, M., Tabors, R.D., Bohn, R.E. "Spot Pricing of Electricity" Kluwer Academic Publisher, 1988.
- 9.90. Schweppe, F.C., Bohn, R.E., Caramanis, M. "Wheeling Rates: An Economic-Engineering Foundation". MIT LEES report TR 85-005, Sept. 1985.
- 9.91. Schweppe, F.C., Caramanis, M. Tabors, R.D. "Evaluation of Spot Price Based Electricity Rates". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-104, n° 7, July 1985.
- 9.92. Schweppe, F.C. "Mandatory Wheeling: A Framework for Discussion". IEEE 1988 PES Summer Power Meeting, paper 88 SM 690-0, July 1988.
- 9.93. Seligson, C.H. "Driving forces for change in the electric power industry". Public Utilities Fortnightly. October 12, 1989.
- 9.94. Smith, D.J. "Will privatization lead to competition in the British power industry?". Power Engineering, November 1989.
- 9.95. Tabors, R.D., Schweppe, F.C., Caramanis, M.C. "Utility experience with real time rates". IEEE 1988 PES Summer Meeting, paper 694-2.
- 9.96. Thompson, A. "New driving forces in the electric energy marketplace to a death spiral or vigorous competition?" Public Utilities Fortnightly. June 1984.
- 9.97. Yonce, H.G. "State regulators in a changing world". Public Utilities Fortnightly. November 9, 1989.

CURRICULUM VITAE

DATOS PERSONALES

Nombre: Antonio Hidalgo Nuchera

Lugar y fecha de nacimiento: Córdoba, 5 Agosto 1957

Estado Civil: Casado

ESTUDIOS SUPERIORES

- Ingeniero Industrial por la E.T.S. de Ingenieros Industriales de Sevilla. Especialidad Electricidad.**
- Master en Comunidades Europeas por la Universidad Politécnica de Madrid.**

EXPERIENCIA PROFESIONAL

1982-1983	VIMAC, S.A. Ingeniero Jefe de Obra en el montaje de instalaciones eléctricas.
1983-1985	EMPRESARIOS AGRUPADOS, S.A. Ingeniero de Planificación del Departamento Eléctrico en la construcción de la Central Nuclear de Trillo.
1985-1989	RED ELECTRICA DE ESPAÑA, S.A. Ingeniero de Programación de Mantenimiento de la Dirección de Operación y Mantenimiento.
1989-1990	RED ELECTRICA DE ESPAÑA, S.A. Técnico de Estudios Europeos de la Dirección de Estudios.
1991-hoy	RED ELECTRICA DE ESPAÑA, S.A. Director de Proyecto en la Dirección de Estudios y Planificación Estratégica.

EXPERIENCIA DOCENTE

1989-hoy Departamento de Ingeniería de Organización, Administración de Empresas y Estadística. E.T.S. Ingenieros Industriales de la UPM.
Profesor Asociado: "Teoría e Instituciones Económicas".

TRABAJOS DE INVESTIGACION

"Requisitos mínimos para la homologación de equipos e instalaciones sanitarias" Ministerio de Sanidad y Consumo. 1990.

PONENCIAS EN CONGRESOS

2-5 Abril 1991.

"Investigation into the load curve of customers in Spain"

Conference on Advanced Technologies for Electric Demand-Side Management, organizada por la Agencia Internacional de la Energía y ENEL. Sorrento, Italia.

22-24 Septiembre 1991.

"Impacto de los programas internacionales de I+D en la competitividad de la empresa española"

I Congreso Nacional sobre Competitividad de la Empresa Española: la respuesta directiva del empresario español, organizado por la Asociación Científica de Economía y Dirección de la Empresa (ACEDE).

Universidad Alcalá de Henares, Madrid.

ARTICULOS PUBLICADOS

- . "Un marco de referencia para el Sector Eléctrico Español ante el Mercado Unico Europeo".
ESIC MARKET, Revista Internacional de Economía y Empresa, nº 65. Julio-Agosto-Septiembre 1989.
- . "La financiación por terceros como medio para rentabilizar el ahorro energético".
ESPAÑA Y EUROPA, Información Comunitaria, nº 4. Abril 1991.
- . "Del Proyecto de Ley de Innovación Tecnológica a la Ley de la Ciencia: Análisis de un cambio de modelo".
ESIC MARKET, revista Internacional de Economía y Empresa, nº 71. Enero-Febrero-Marzo 1991.
- . "Investigation into the load curve of customers in Spain".
Conference on Advanced Technologies for Electric Demand-Side Management. Internacional Energy Agency-OCDE 1991.