

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
MADRID**

**Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales (ICAI)
Departamento de Electrotecnia y Sistemas**

**INTRODUCCIÓN DE ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES
EN LA PLANIFICACIÓN Y LA EXPLOTACIÓN DE
SISTEMAS ELÉCTRICOS**

Tesis para la obtención del doctorado

Director: Dr. D. Andrés Ramos Galán

Autora: Dña. Lucía Muñoz Moro

Madrid 1997

**INTRODUCCIÓN DE ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES
EN LA PLANIFICACIÓN Y LA EXPLOTACIÓN DE
SISTEMAS ELÉCTRICOS**

Agradecimientos

A Kiko y Jaime
A mi padre

INDICE GENERAL

- 1 **Introducción** _____ ;Error! Marcador no definido.
 - 1.1 **Introducción** _____ ;Error! Marcador no definido.
 - 1.2 **Objetivos de la tesis** _____ ;Error! Marcador no definido.
 - 1.2.1 Desarrollo de una herramienta de explotación _____ ;Error! Marcador no definido.
 - 1.2.2 Aplicación al sistema eléctrico peninsular español _____ ;Error! Marcador no definido.
 - 1.3 **Estructura de la tesis** _____ ;Error! Marcador no definido.

- 2 **Energía, economía y medio ambiente** _____ ;Error! Marcador no definido.
 - 2.1 **Introducción** _____ ;Error! Marcador no definido.
 - 2.2 **Interacción energía-medio ambiente: la generación de energía eléctrica**;Error! Marcador no definido.
 - 2.2.1 La contaminación derivada de los procesos de combustión _ ;Error! Marcador no definido.
 - 2.2.2 Consecuencias de la contaminación atmosférica procedente de las instalaciones de combustión _____ ;Error! Marcador no definido.
 - 2.3 **Instrumentos de control de la contaminación atmosférica**;Error! Marcador no definido.
 - 2.3.1 Instrumentos de control directo o reglamentarios _____ ;Error! Marcador no definido.
 - 2.3.2 Instrumentos económicos _____ ;Error! Marcador no definido.
 - 2.3.3 Instrumentos estratégicos _____ ;Error! Marcador no definido.
 - 2.4 **Planificación y explotación de la generación de energía eléctrica bajo criterios medioambientales** _____ ;Error! Marcador no definido.
 - 2.4.1 Políticas de control de la contaminación en la planificación de la generación eléctrica;Error! Marcador no
 - 2.4.2 Estrategias de operación de la generación eléctrica bajo criterios medioambientales;Error! Marcador no d
 - 2.5 **Referencias** _____ ;Error! Marcador no definido.

- 3 **Un modelo de explotación de medio plazo con consideraciones medioambientales** _____ ;Error! Marcador no definido.
 - 3.1 **Introducción** _____ ;Error! Marcador no definido.
 - 3.2 **Revisión bibliográfica** _____ ;Error! Marcador no definido.
 - 3.3 **Un modelo de análisis medioambiental de la generación de energía eléctrica**;Error! Marcador no
 - 3.4 **Descripción general** _____ ;Error! Marcador no definido.
 - 3.4.1 División temporal _____ ;Error! Marcador no definido.
 - 3.4.2 Tratamiento de la aleatoriedad _____ ;Error! Marcador no definido.
 - 3.4.3 Tratamiento de la demanda _____ ;Error! Marcador no definido.
 - 3.4.4 Generación térmica _____ ;Error! Marcador no definido.
 - 3.4.5 Generación hidráulica _____ ;Error! Marcador no definido.
 - 3.4.6 La utilización del bombeo _____ ;Error! Marcador no definido.
 - 3.4.7 Red de transporte _____ ;Error! Marcador no definido.
 - 3.5 **Notación general** _____ ;Error! Marcador no definido.
 - 3.5.1 Datos _____ ;Error! Marcador no definido.

3.5.2	Variables auxiliares _____	¡Error! Marcador no definido.
3.5.3	Resultados _____	¡Error! Marcador no definido.
3.6	Notación medioambiental _____	¡Error! Marcador no definido.
3.6.1	Datos _____	¡Error! Marcador no definido.
3.6.2	Variables auxiliares _____	¡Error! Marcador no definido.
3.7	Resultados _____	¡Error! Marcador no definido.
3.8	Formulación matemática del problema de optimización _____	¡Error! Marcador no definido.
3.8.1	Funciones objetivo _____	¡Error! Marcador no definido.
3.8.2	Restricciones _____	¡Error! Marcador no definido.
3.8.3	Variables _____	¡Error! Marcador no definido.
3.9	Implantación informática _____	¡Error! Marcador no definido.
3.9.1	Métodos de resolución _____	¡Error! Marcador no definido.
3.9.2	Tamaños de los problemas _____	¡Error! Marcador no definido.
3.10	Modos de utilización y opciones del modelo _____	¡Error! Marcador no definido.
3.11	Principales resultados _____	¡Error! Marcador no definido.
3.12	Referencias _____	¡Error! Marcador no definido.
4	<i>Emisiones contaminantes de una central térmica en el modelo de explotación</i> _____	¡Error! Marcador no
4.1	Introducción _____	¡Error! Marcador no definido.
4.2	Revisión bibliográfica _____	¡Error! Marcador no definido.
4.2.1	El dióxido de azufre _____	¡Error! Marcador no definido.
4.2.2	Los óxidos de nitrógeno _____	¡Error! Marcador no definido.
4.2.3	Las partículas _____	¡Error! Marcador no definido.
4.2.4	El dióxido de carbono _____	¡Error! Marcador no definido.
4.3	Emisiones de diversos contaminantes en el modelo de explotación _____	¡Error! Marcador no definido.
4.4	Modelo de emisiones a partir de los análisis elementales de los combustibles y de las condiciones de combustión _____	¡Error! Marcador no definido.
4.4.1	Notación _____	¡Error! Marcador no definido.
4.4.2	Definición de parámetros _____	¡Error! Marcador no definido.
4.4.3	Hipótesis de partida _____	¡Error! Marcador no definido.
4.4.4	Cantidad y composición de los gases estequiométricos y de las cenizas _____	¡Error! Marcador no definido.
4.4.5	Cantidad y composición de los gases a la salida de la caldera y de las cenizas _____	¡Error! Marcador no definido.
4.4.6	Cantidad y composición de los gases a la salida de la chimenea _____	¡Error! Marcador no definido.
4.4.7	Cálculo del aire estequiométrico, exceso de aire y fugas de aire _____	¡Error! Marcador no definido.
4.4.8	Dióxido de azufre, SO ₂ _____	¡Error! Marcador no definido.
4.4.9	Anhídrido carbónico, CO ₂ _____	¡Error! Marcador no definido.
4.4.10	Partículas totales _____	¡Error! Marcador no definido.
4.5	Modelo de emisiones a partir de la tasa específica de emisiones histórica _____	¡Error! Marcador no definido.
4.6	Modelado de las emisiones de óxidos de nitrógeno en el modelo _____	¡Error! Marcador no definido.
4.6.1	Cálculo de la concentración y las emisiones de los óxidos de nitrógeno en los gases de salida de la chimenea _____	¡Error! Marcador no definido.
4.7	Formulación de restricciones _____	¡Error! Marcador no definido.
4.8	Referencias _____	¡Error! Marcador no definido.
5	<i>El sistema eléctrico peninsular español como caso de estudio</i> _____	¡Error! Marcador no definido.

5.1 Introducción _____ ;Error! Marcador no definido.

5.2 Datos del caso base _____ ;Error! Marcador no definido.

5.2.1 Horizonte y división temporal _____ ;Error! Marcador no definido.

5.2.2 Demanda _____ ;Error! Marcador no definido.

5.2.3 Hidrología _____ ;Error! Marcador no definido.

5.2.4 Generación térmica _____ ;Error! Marcador no definido.

5.2.5 Generación hidráulica _____ ;Error! Marcador no definido.

5.2.6 Generación por bombeo _____ ;Error! Marcador no definido.

5.2.7 Autogeneración, refinerías y CC.TT. extrapeninsulares _____ ;Error! Marcador no definido.

5.2.8 Intercambios internacionales _____ ;Error! Marcador no definido.

5.3 Análisis de la explotación actual del sistema eléctrico peninsular español.

Restricciones de política energética sobre el carbón nacional;Error! Marcador no definido.

5.3.1 Estrategia #1. Minimización del coste variable estándar de explotación bajo directrices de política energética respecto al carbón nacional y al gas natural;Error! Marcador no definido.

5.3.2 Estrategia #2. Minimización del coste variable estándar de explotación bajo directrices de política energética respecto al gas natural, pero sin restricciones respecto al carbón nacional, suponiendo que es totalmente sustituible por carbón de importación;Error! Marcador no definido.

5.3.3 Estrategia #3. Minimización del coste variable estándar de explotación bajo directrices de política energética respecto al gas natural, pero sin restricciones respecto al carbón nacional, suponiendo que es parcialmente sustituible por carbón de importación;Error! Marcador no definido.

5.3.4 Resultados y conclusiones _____ ;Error! Marcador no definido.

5.4 Análisis de la explotación suponiendo un Pool de energía basado en el Protocolo;Error! Marcador no definido.

5.4.1 Objetivo _____ ;Error! Marcador no definido.

5.4.2 Restricciones _____ ;Error! Marcador no definido.

5.4.3 Precios _____ ;Error! Marcador no definido.

5.4.4 Resultados y conclusiones _____ ;Error! Marcador no definido.

5.5 Pool de energía con liberalización total de las energías primarias. Análisis de restricciones de la Unión Europea sobre combustibles autóctonos;Error! Marcador no definido.

5.5.1 Minimización del coste variable de explotación con remuneración a precio marginal sin restricciones de política energética, suponiendo que el carbón nacional es parcialmente sustituible por carbón de importación _____ ;Error! Marcador no definido.

5.5.2 Minimización del coste variable de explotación con remuneración a precio marginal con la restricción de política energética de que un 15% de la energía primaria corresponda al carbón nacional con coste de producción estándar más económico y suponiendo que es parcialmente sustituible por carbón de importación _____ ;Error! Marcador no definido.

5.5.3 Resultados y conclusiones _____ ;Error! Marcador no definido.

5.6 Sensibilidad de la explotación frente a hidrología seca ;Error! Marcador no definido.

5.7 Explotación de mínimo coste social _____ ;Error! Marcador no definido.

5.7.1 Externalidades de la energía eléctrica _____ ;Error! Marcador no definido.

5.7.2 Externalidades del sistema eléctrico español _____ ;Error! Marcador no definido.

5.7.3 Análisis y resultados _____ ;Error! Marcador no definido.

5.7.4 Resultados _____ ;Error! Marcador no definido.

5.8 Referencias _____ ;Error! Marcador no definido.

6 Conclusiones _____ ;Error! Marcador no definido.

6.1 Aportaciones de la tesis _____ ;Error! Marcador no definido.

6.1.1 El modelo de explotación _____ ;Error! Marcador no definido.

6.1.2 Aplicación al sistema eléctrico peninsular español _____ ;Error! Marcador no definido.

6.2 Conclusiones principales _____ ;Error! Marcador no definido.

- 6.2.1 Conclusiones metodológicas y de modelado _____ ;Error! Marcador no definido.
- 6.2.2 Conclusiones sobre la explotación _____ ;Error! Marcador no definido.

6.3 Posibles desarrollos futuros _____ ;Error! Marcador no definido.

6.4 Referencias _____ ;Error! Marcador no definido.

Anexo A: Guía del usuario _____ ;Error! Marcador no definido.

A.1 Modo de uso _____ ;Error! Marcador no definido.

A.2 Ficheros de entrada _____ ;Error! Marcador no definido.

- A.2.1 Fichero i_opcion.xxx _____ ;Error! Marcador no definido.
- A.2.2 Fichero i_param.xxx _____ ;Error! Marcador no definido.
- A.2.3 Fichero i_sets.xxx _____ ;Error! Marcador no definido.
- A.2.4 Fichero i_dtgr.xxx _____ ;Error! Marcador no definido.
- A.2.5 Fichero i_dtma.xxx _____ ;Error! Marcador no definido.
- A.2.6 Fichero i_dtdn.xxx _____ ;Error! Marcador no definido.
- A.2.7 Fichero i_dtle.xxx _____ ;Error! Marcador no definido.
- A.2.8 Fichero i_dtdm.xxx _____ ;Error! Marcador no definido.
- A.2.9 Fichero i_dur.xxx _____ ;Error! Marcador no definido.

A.3 Ficheros de salida _____ ;Error! Marcador no definido.

- A.3.1 Fichero o_datos.lst _____ ;Error! Marcador no definido.
- A.3.2 Fichero o_error.lst _____ ;Error! Marcador no definido.
- A.3.3 Fichero o_resum.lst _____ ;Error! Marcador no definido.
- A.3.4 Fichero o_total.lst _____ ;Error! Marcador no definido.
- A.3.5 Fichero o_spot.lst _____ ;Error! Marcador no definido.
- A.3.6 Fichero o_nivel.lst _____ ;Error! Marcador no definido.
- A.3.7 Fichero o_empre.lst _____ ;Error! Marcador no definido.
- A.3.8 Ejecuciones sucesivas _____ ;Error! Marcador no definido.
- A.3.9 Análisis de sensibilidad _____ ;Error! Marcador no definido.

Anexo B: Ficheros de entrada _____ 285

Anexo C: Detalle de resultados _____ 340

Bibliografía _____ ;Error! Marcador no definido.

Resumen de la tesis

Tradicionalmente, los sistemas eléctricos se han planificado y operado fundamentalmente bajo criterios económicos (mínimos costes de operación, de inversión, etc.) y de fiabilidad (mantenimiento de un margen de reserva razonable, mínima probabilidad de pérdida de carga, etc.). Sin embargo el importante impacto ambiental del sector energético y la mayor sensibilización social por los problemas medioambientales así como su globalización, han provocado la aparición de criterios alternativos o complementarios a los anteriores, como es el mínimo impacto ambiental.

Dichos criterios, unidos a la aparición de corrientes liberalizadoras en la regulación de los sectores energéticos, han impulsado la “internalización” de los costes medioambientales para que, mediante su cuantificación, se pueda incentivar la calidad medioambiental en el sector eléctrico, penalizando las ineficiencias en este sentido.

El nuevo escenario implica unos cambios que afectarán tanto a los aspectos de operación como a las propias políticas de planificación de la generación. Esto hace que se precise de nuevas herramientas que estimen de forma detallada la operación futura de los grupos, sus costes y sus impactos sobre el entorno. Aparecen así los modelos de explotación: potentes herramientas de cálculo matemático que permiten reproducir fielmente el funcionamiento del sistema.

El objetivo fundamental de esta tesis es el desarrollo de un modelo de optimización de la operación de un sistema eléctrico, que incluye consideraciones medioambientales. Esto constituye una aportación original de esta tesis, ya que las herramientas clásicas de explotación no consideraban los impactos medioambientales de la generación como uno de los resultados de la operación del sistema.

La herramienta desarrollada estima, a partir de los análisis de los combustibles y las condiciones de combustión, las principales emisiones contaminantes de la generación térmica fósil: dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, anhídrido carbónico y partículas. Para ello calcula para cada grupo del sistema eléctrico sus parámetros principales de explotación (producciones, costes, etc.). Además de ellos, también obtenidos por los modelos clásicos de explotación, la herramienta calcula para cada grupo térmico las emisiones contaminantes antes mencionadas.

El modelo optimiza las variables de decisión del sistema eléctrico considerando restricciones de operación, fiabilidad, mantenimiento, combustibles y emisiones, en un alcance típicamente anual. Los criterios de optimización empleados son el económico y el medioambiental: su combinación potencia considerablemente las posibilidades de análisis de la planificación y operación de sistemas eléctricos.

De esta forma, el modelo puede servir de apoyo en la toma de decisiones relacionadas con la generación, mediante la evaluación de los resultados tanto económicos como medioambientales del sistema eléctrico modelado, bajo diferentes hipótesis de estudio.

El modelo considera así mismo las acciones que abarcan más de un periodo, como pueden ser las producciones hidráulicas en función de las reservas y aportaciones, el mantenimiento de los equipos térmicos en función de la demanda, la hidrología y los costes de explotación y las gestiones del consumo y almacenamiento de ciertos combustibles fósiles (en el caso español, los carbones nacionales y el gas natural, sometidos a políticas energéticas de consumos mínimos).

Como aplicación del modelo, se realizan diversos análisis del sistema eléctrico peninsular español, obteniendo sus consecuencias económicas y sus emisiones contaminantes, bajo diferentes hipótesis de explotación.

Se recoge la casuística relacionada con el consumo de carbón nacional por los generadores térmicos del sistema: consumos mínimos obligatorios, sustitución de este combustible por otro más “limpio” y las restricciones técnicas que no permiten una sustitución total. El modelo obtiene los sobrecostes y sobreemisiones que provocan los consumos mínimos que soporta el sistema.

Por otra parte se realiza un estudio novedoso con el objetivo de efectuar una explotación de mínimo coste social, esto es, añadiendo las *externalidades* medioambientales de cada grupo térmico a sus costes variables de operación. Para ello se han calculado dichas externalidades utilizando la metodología desarrollada en el proyecto europeo ExternE dentro del programa JOULE. Este análisis arroja unos resultados inequívocos sobre los elevados costes que supone el consumo intensivo de carbón nacional de este sistema.

1 Introducción

1.1 Introducción

Asistimos en la actualidad y desde la década de los ochenta a una creciente concienciación a todos los niveles de la sociedad por las cuestiones medioambientales. Esta preocupación se ha venido justificando por una serie de problemas medioambientales de carácter global (disminución de la capa de ozono, calentamiento global) que han disparado las alarmas al respecto. Ciertamente, la actividad humana ha alcanzado un nivel que requiere cierto ordenamiento para evitar las consecuencias a largo plazo que un crecimiento descontrolado traería consigo.

Por su propia naturaleza, uno de los subsistemas que ejerce más interacción con el entorno es el de la energía. La disponibilidad de energía primaria, su transformación y su empleo son causa de determinados riesgos para el medio ambiente, sobre todo a partir de ciertos niveles de consumo.

“La Revolución Industrial basó su éxito en la aplicación de máquinas alimentadas por fuentes de energía distintas de la humana y de la tracción animal. Los esclavos mecánicos, movidos primero por el vapor, después por el motor de explosión, más tarde por la electricidad, han multiplicado nuestro poder. Han puesto en nuestras manos potencias crecientes, mejor reguladas, con las que hemos abierto el camino hacia el nivel actual de bienestar. En sociedades altamente consuntivas se alcanzan niveles de consumo de 10 kW por persona en periodos sostenidos. Satisfacer este derroche energético implica un coste ambiental tan oneroso que ha provocado la presente crisis global. Ofrecer a los 5.400 millones de habitantes actuales este elevado nivel de consumo, excede las posibilidades de estabilidad de la biosfera con las fuentes de energía conocidas. El incremento continuo del gasto energético, que sostiene el modelo de crecimiento económico mundial, parece arrastrarnos al callejón sin salida de una producción energética de coste ambiental insoportable.” (Prólogo de F. García Novo en “Las Cuentas de la Tierra” de F. Cairncross, 1994).

El impacto del sector energético en los ecosistemas y el entorno en general parece claro. Este impacto ha obligado al establecimiento de actuaciones cada vez más exigentes para anular o disminuir sus efectos. Sin embargo, cualquier acción en este sentido repercute directamente sobre el precio y la competitividad del producto final. Al binomio clásico energía-economía se ha añadido de forma indisoluble el sector medio ambiente, constituyendo un triángulo básico para el establecimiento de cualquier política energética.

Tradicionalmente, los sistemas eléctricos se han planificado y operado bajo criterios económicos fundamentalmente: mínimos costes de inversión, de operación, de mantenimiento, de combustibles, entre otros. Las nuevas estrategias de despacho sin embargo incluyen otros objetivos cada vez más importantes como pueden ser

aumentar la calidad de servicio eléctrico, mantener una fiabilidad cada vez mayor o reducir el impacto en el entorno. Este último es especialmente relevante y ha impulsado la “internalización” de los costes medioambientales para que, con su cuantificación, se pueda incentivar la calidad medioambiental en el sector eléctrico, penalizando las ineficiencias en este aspecto.

El nuevo escenario implica unos cambios en los criterios de decisión del despacho que afectarán tanto a los aspectos de operación como a la propia política de planificación de la generación. Esto hace que se precise de nuevas herramientas que estimen de forma detallada la operación futura de los grupos, sus costes y sus impactos potenciales. Todo ello en la búsqueda de realizar una planificación adecuada de los recursos y de optimizar los objetivos económicos, técnicos y medioambientales deseados.

1.2 Objetivos de la tesis

El objetivo fundamental de esta tesis es el desarrollo de un modelo de medio plazo¹ de optimización de la explotación de un sistema eléctrico de gran tamaño incluyendo consideraciones medioambientales. En el presente trabajo se ha realizado su aplicación específica al caso del sistema eléctrico peninsular español.

Esta herramienta puede servir de apoyo para la toma de decisiones relacionadas con la generación, para la evaluación y análisis de estrategias de operación de equipo existentes y para la comprobación de los resultados económicos y en emisiones gaseosas bajo diferentes hipótesis de estudio.

1.2.1 Desarrollo de una herramienta de explotación

El modelo de medio plazo de optimización de la explotación desarrollado calcula para cada grupo del sistema eléctrico sus parámetros principales de explotación: producciones brutas y netas, horas de funcionamiento, acoplamiento y parada, consumo de combustibles, costes, etc. Además de ellos, también obtenidos por los modelos clásicos de explotación, la herramienta calcula las emisiones contaminantes más características de los grupos térmicos de combustibles fósiles.

Todos estos resultados nos permiten clasificarla como una herramienta económico/medioambiental de optimización de las variables de decisión de un sistema eléctrico sometido a las restricciones de operación, fiabilidad,

¹ Se entiende como modelo de explotación de medio plazo aquél cuyo horizonte de estudio está alejado del presente en uno o varios años y cuyo alcance es típicamente alrededor de 1 año.

mantenimiento, combustibles y emisiones, en un alcance típicamente anual. Los criterios de optimización son fundamentalmente el económico y el medioambiental: su combinación amplia considerablemente las posibilidades de análisis de la planificación y operación del sistema en estudio.

El modelo trata con precisión el funcionamiento de los grupos térmicos. Las variables de decisión que les conciernen son varias: el **acoplamiento** del grupo en cada subperiodo, la cual puede ser continua o binaria (0,1); el **mantenimiento programado** del grupo en cada periodo y que es una decisión 0/1; el **punto de potencia** al que se sitúa el grupo en cada nivel de carga; y la **mezcla de combustibles** en la caldera de cada grupo. Estas cuatro variables definen en cada nivel de carga² el estado del grupo. Este modelado individualizado no es común en los modelos de medio plazo y aporta al modelo un nivel de detalle que le confiere una gran potencia.

Además de las decisiones por grupo, el modelo considera anualmente las acciones que abarcan más de un periodo, como son las gestiones del consumo y almacenamiento de ciertos combustibles fósiles (en el caso español, los carbones nacionales y el gas natural, sometidos a políticas energéticas de consumos mínimos), las producciones hidráulicas en función de las reservas y aportaciones, y el mantenimiento de los equipos térmicos en función de la demanda, la hidrología y los costes de explotación.

El modelo considera todas las estocasticidades intrínsecas de la explotación de un sistema eléctrico de forma determinista: esto es, toma los valores medios de demanda, de hidrología y supone una disminución anual de la potencia nominal de los grupos térmicos en cuanto a la disponibilidad de éstos.

Se consideran cuatro tipos de emisiones gaseosas contaminantes del equipo térmico de tecnología fósil: el dióxido de azufre, los óxidos de nitrógeno, el anhídrido carbónico y las partículas totales en suspensión (Total Suspension Particles). El modelado se lleva a cabo para cada unidad térmica individualizadamente. La composición de los gases de salida y su volumen se obtienen mediante la reproducción de las reacciones reales (considerando el exceso de aire) que se desarrollan en la combustión de cada combustible fósil (carbón, fuel-oil y gas natural). La información de partida es el análisis elemental de los combustibles y las condiciones de combustión.

² El modelo divide el alcance del estudio en periodos (que se corresponden con los meses), subperiodos (2 por periodo, los días laborables y festivos) y niveles de carga (3 por subperiodo, Punta, Llano y Valle).

1.2.2 Aplicación al sistema eléctrico peninsular español

En el caso español, salvo en los casos de fuentes energéticas complementarias, (eólica, solar, geotérmica, etc.) de reducida participación actual y moderado crecimiento futuro, la generación de energía eléctrica tiene lugar mediante centrales hidráulicas, plantas térmicas de combustibles fósiles e instalaciones nucleares.

Al igual que en la mayoría de los sistemas eléctricos del mundo, la producción a partir de combustible fósil es una parte muy relevante del total. Un estudio más particular merece el caso del *carbón*, una fuente de energía con una gran importancia histórica, que sigue desempeñando un papel fundamental en la ordenación energética de nuestro país.

Sin olvidar los debidos a su extracción y procesado, los efectos de su combustión, como son las emisiones gaseosas (SO₂, NO_x, CO₂), partículas sólidas (TSP), ruido, descargas térmicas, etc., son los principales causantes del impacto ambiental asociado al carbón. Tres grandes efectos a nivel mundial se asocian a estas emisiones, aunque todavía existen serias incertidumbres sobre su relación causa-efecto: la lluvia ácida o el transporte de sustancias contaminantes a larga distancia y la deposición de productos ácidos, el efecto invernadero o calentamiento global y la destrucción de la capa de ozono estratosférica. Debido a la importancia de estos efectos, y a pesar de las dudas que los rodean, existe una inquietud generalizada por desarrollar y aplicar estrategias de solución en tanto en cuanto no se conozcan totalmente.

En España, resulta evidente la importancia del carbón en la estructura de generación eléctrica, destacando el alto peso específico de los carbones nacionales. En 1995, la producción con carbón alcanzó el 45%, empleando carbón nacional en un 82% del total. La producción nuclear significó el 36% y la hidráulica el 18%; el gas y el fuel-oil se consumieron en cantidades mínimas. Estos datos, unidos a la baja calidad del carbón nacional y su elevado coste, suponen un desafío a las exigencias medioambientales de la Unión Europea y a la próxima competitividad derivada tanto de la liberalización progresiva del sector español como de la creación del mercado interior de la energía.

En el marco de esta tesis se estudia la explotación del sistema eléctrico peninsular español (SEP) utilizando la herramienta desarrollada. Se analiza críticamente la explotación del sistema bajo diferentes estrategias de operación posibles, obteniendo sus costes económicos y sus emisiones contaminantes.

En este sentido, se han efectuado diversos análisis de la explotación del sistema eléctrico en diferentes escenarios: basados en el sistema de explotación actual o en el marco acordado para el futuro.

En el estudio se analizan diferentes estrategias dentro de los módulos o escenarios de explotación siguientes:

- **Análisis de los sobrecostes económico y medioambiental de las restricciones de consumos mínimos de carbón nacional.**

En primer lugar se analiza el caso de referencia que es la reproducción de la operación del sistema en 1996. Se resalta la restricción que suponen en este caso los consumos mínimos garantizados de carbones nacionales. En segundo lugar se analiza el sistema sin esta restricción en dos escenarios: empleando carbón importado en todos los grupos donde hoy es técnicamente posible (esto muestra los resultados económicos y en emisiones que supone la política energética actual); empleando carbón importado en todos los grupos (se valora así el beneficio económico y en emisiones obtenidos con la transformación previa de algunos grupos). Para ello se llevan a cabo diferentes estrategias:

A) Despacho actual, con optimización de los costes variables estándares, con y sin directrices de política energética (consumos mínimos de carbón nacional y gas natural).

Estrategia #1. Despacho actual con directrices de política energética.

Estrategia #2. Despacho actual sin restricciones relativas al carbón nacional (que se supone totalmente sustituible por carbón de importación).

Estrategia #3. Despacho actual sin restricciones relativas al carbón nacional (que se supone parcialmente sustituible por carbón de importación).

B) Pool de energía basado en el Protocolo con remuneración a precio marginal. Se han considerado dos escenarios en la simulación:

Estrategia #4. Las centrales de carbón nacional ofertan su producción en base a sus costes variables, valorando el carbón nacional al precio del combustible alternativo en cada central (precio de carbón de importación puesto en central).

C) Pool de energía con liberalización total de las energías primarias, considerando que las centrales ofertan su producción con el carbón nacional valorado al coste estándar de producción actual (a+b+c+d), con lo que las ayudas al funcionamiento (d) participan en el mercado mayorista.

Estrategia #5. Sin restricciones de política energética.

Estrategia #6. Con la restricción de política energética que obliga al consumo de hasta un 15% de combustibles autóctonos en la generación de electricidad como se contempla en la Directiva del mercado interior de la electricidad.

- **Sensibilidad a hidrología seca.**

Son interesantes los resultados de la explotación del sistema peninsular bajo condiciones de hidrología seca en las que se hace necesaria una utilización intensiva del equipo térmico. Las consecuencias en emisiones son importantes.

- **Explotación de mínimo coste social, esto es, añadiendo las externalidades medioambientales de cada grupo térmico.**

Se han obtenido los costes ambientales –externalidades medioambientales– atribuibles a la generación de energía por cada uno de los grupos del sistema peninsular español. Posteriormente, se ha realizado la operación del sistema minimizando la suma de los costes variables directos más las externalidades, para conseguir los resultados de la *explotación de mínimo coste social*.

A) Despacho actual, con optimización de los costes variables estándares, con y sin directrices de política energética sobre el carbón nacional (A.1 y A.2).

B) Minimización de los costes variables estándares más las externalidades medioambientales, con y sin directrices de política energética sobre el carbón nacional (B.1 y B.2).

C) Minimización de los costes variables estándares más el 30% de las externalidades medioambientales, con y sin directrices de política energética sobre el carbón nacional (C.1 y C.2).

Todos estos resultados son fruto además de una gran recopilación de información y de tratamiento de datos como se puede comprobar en la diversidad de ficheros de entrada de datos que posee el modelo. Esta aplicación a un sistema real de gran tamaño (72 grupos térmicos) supone una aportación importante de este trabajo (ver capítulo 5).

1.3 Estructura de la tesis

La presente tesis se ha estructurado tal y como se indica a continuación.

En el capítulo 2, titulado “Energía, Economía y Medio Ambiente”, se enfrentan estos tres enfoques; primero, se realiza un recorrido a través de los principales impactos sobre el medio ambiente del sector energético. A continuación, se describen diversos mecanismos de control de la contaminación, analizando conceptualmente cada uno de ellos en cuanto a su eficacia y eficiencia, así como su aplicación en las tareas de planificación y operación de los sistemas. Esta descripción es útil para analizar la aplicación de algunos de estos elementos a la contaminación producida por los focos emisores del sistema eléctrico y evaluar su repercusión tanto económica como medioambiental.

En el capítulo 3 se describe detalladamente el modelo de explotación de medio plazo comenzando por una revisión de la bibliografía sobre el tema; a continuación se exponen las características y capacidades principales de esta herramienta para continuar, en los apartados siguientes, con la notación y la formulación matemáticas del problema de optimización base del modelo desarrollado. Al final del capítulo se expone la implantación informática.

El capítulo 4 recoge el modelado de las emisiones contaminantes de una central térmica implantado en el modelo. Dicho modelado se realiza en particular para cada sustancia contaminante, grupo y combustible consumido. Se describen con detalle las etapas por las que pasan los gases de salida de la caldera y las reacciones que sufren, obteniendo finalmente las cantidades y concentraciones de óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno, partículas en suspensión y anhídrido carbónico.

En el capítulo 5 se analiza críticamente la aplicación del modelo a la explotación del sistema eléctrico peninsular español bajo diferentes estrategias de operación posibles, obteniendo sus costes y sus emisiones contaminantes. Los escenarios se basan en el sistema actual de despacho o en el marco regulatorio previsto para el futuro. Además se exponen las externalidades debidas a las emisiones contaminantes de la generación eléctrica del sistema y los costes que supone la optimización del sistema bajo criterio de mínimos costes energéticos y medioambientales para la sociedad.

En el capítulo 6 se recogen las conclusiones de la tesis, en cuanto a la herramienta desarrollada y en cuanto a la aplicación al sistema español. Seguidamente se presentan las principales aportaciones de la tesis y los posibles desarrollos futuros de investigación en esa línea.

A continuación se presenta la bibliografía –ya expuesta en particular en cada capítulo- y tres anexos.

En el Anexo I se incluye la guía de usuario del modelo de explotación estructurado según los ficheros de entrada al mismo.

En el Anexo II se presentan los ficheros de entrada del caso de estudio del sistema eléctrico peninsular español en 1996.

El Anexo III contiene los principales resultados de la explotación de las estrategias principales.

2 Energía, economía y medio ambiente

2.1 Introducción

No cabe duda de que estamos asistiendo a un constante incremento de la preocupación, a todos los niveles de la sociedad, por las cuestiones medioambientales. En la década de los años setenta, los problemas relacionados con el medio ambiente se observaban desde una óptica generalmente local o en marcos restringidos a nivel regional. Sin embargo, la consideración del transporte de la contaminación atmosférica a largas distancias, con el riesgo de que determinados efectos puedan producirse en áreas muy alejadas de la fuente emisora, la polución de los ríos que atraviesan varios estados o la contaminación marítima, han contribuido al carácter transfronterizo e internacional (si no, mundial) de muchos aspectos medioambientales. Este último caso acoge en estos últimos años el problema del aumento global de la temperatura del planeta Tierra por el efecto invernadero o la destrucción de la capa de ozono estratosférico.

Este desplazamiento desde los niveles locales o regionales hasta una escala universal ha estado asociado a un cambio de mentalidad en su tratamiento. Desde una consideración meramente técnica de los problemas se ha pasado al desarrollo de una conciencia ecológica, al tratamiento de la crisis ambiental como una cuestión moral y al planteamiento de una ética del medio ambiente.

El *medio ambiente* se puede definir como “un complejo sistema caracterizado por un entramado de interrelaciones de factores y fenómenos físicos, bióticos, socioeconómicos y culturales en continua interacción y que se manifiestan a través de flujos de energía, materia e información, proporcionándole homogeneidad estructural y funcional” [Jíménez Herrero, L.M., 1992]. En esta tesis doctoral este término y sus derivados se entenderán referidos a una parte del medio ambiente humano, que es el medio ambiente físico natural.

La Comunidad Europea dice “El medio ambiente humano activo es un conjunto de sistemas compuestos de objetos y condiciones físicamente definibles que comprenden particularmente ecosistemas equilibrados, bajo la forma en que ya los conocemos o que son susceptibles de adoptar en un futuro previsible, y con los que el hombre ha establecido relaciones particulares en tanto que factor dominante; el proceso dinámico evolutivo, que goza de la misma naturaleza que el medio ambiente humano activo, se encuentra fuertemente influido por la interacción e interdependencia entre el hombre y los restantes elementos del medio ambiente, sobre los que actúa el ser humano, a los que utiliza, transforma, desarrolla o amolda; se trata en definitiva, de un proceso en el que juegan un papel fundamental las innumerables motivaciones y aspiraciones sociales del hombre”, [Jaquenod de Zsögön, S., 1991]. Esta definición hace referencia al concepto dinámico de “procesos”, entrelazando el ambiente natural y la presencia del hombre indisolublemente.

En la actualidad no estamos acostumbrados a convivir con el medio ambiente de forma natural, no dañina, sino todo lo contrario. Un uso así de nuestro entorno, basado en el despilfarro, la irracionalidad, con efectos irreversibles de contaminación o degradación del entorno, desequilibrios de los procesos naturales de la flora, la fauna y los ecosistemas en general, no debe perdurar en aras de convivir con una naturaleza que es el seguro de la supervivencia del hombre y de la de sus generaciones futuras.

Más detalladamente por *contaminación física* se entiende toda alteración directa o indirecta de las propiedades radiactivas, biológicas, térmicas o físicas, de una parte cualquiera del medio ambiente, que puede crear un efecto nocivo o potencialmente nocivo para la salud, supervivencia o bienestar de cualquier especie viva [Allaby, M., 1984].

La aparición de los movimientos ecologistas (denominado "entusiasmo verde" en "The Economist" de 8 de agosto de 1992), la aceptación de los códigos de conducta que se materializan en nuevas y cada vez más exigentes disposiciones legales, son otra muestra de esta preocupación, la cual es común a todos los estamentos de la sociedad.

Por otro lado, muchos problemas ambientales han de abordarse a nivel mundial, ya que ciertas cuestiones (como son el efecto invernadero o la destrucción de la capa de ozono) solamente podrán tratarse a tal escala y con la participación activa tanto de los países industrializados como de las naciones en vías de desarrollo, para tener ciertas perspectivas de solución.

En el informe "Nuestro Futuro Común" (Informe Bruntland), publicado en 1987 por la Comisión Mundial de Medio Ambiente y de Desarrollo de las Naciones Unidas, se analizan diversos aspectos de las actividades humanas que suponen o incluyen amenazas para el mantenimiento de una calidad de vida razonable para la Tierra y se plantea la necesidad de aunar esfuerzos para conseguir un nivel de desarrollo sostenible. Se considera como elemento esencial la cooperación estrecha entre países desarrollados y en vías de desarrollo.

"Cuestiones como el *efecto invernadero* o la *destrucción de la capa de ozono estratosférica*, han extendido a escala planetaria problemas medioambientales que antes se circunscribían a contaminaciones puntuales en zonas específicas. Por estas razones el desarrollo energético y económico solo será aceptable para la sociedad siempre y cuando tenga en cuenta la protección seria del medio ambiente y sea, utilizando un término más de actualidad, sostenible." (D. F. Fuster, Pte. de ENDESA, Presentación del Plan de Medio Ambiente de ENDESA).

Un capítulo importante del Informe Bruntland está dedicado a la energía, el medio ambiente y el desarrollo. Muchas de sus consideraciones constituyen desde hace

tiempo líneas guía de las políticas medioambientales de muchos países, pero este documento las proyecta a escala mundial.

La disponibilidad de energía primaria, su transformación y su empleo son causa de determinados riesgos para el medio ambiente. La incapacidad de los sistemas naturales para hacerles frente, a partir de un cierto nivel, obligan al establecimiento de actuaciones para anular o disminuir sus efectos.

La necesidad de tales actuaciones constituye un consenso general. En las tres últimas Conferencias Mundiales del Medio Ambiente (Montreal, 1989; Río de Janeiro, 1992; Kyoto, 1997) el tema de la energía ocupó el lugar fundamental. Al tiempo que se reconocía que los recursos energéticos no constituyen un problema básico en un futuro inmediato, el tratamiento de los problemas ambientales asociados a su uso constituyó el principal tema de discusión. En la última, Kyoto, se tomaron acuerdos sobre la reducción de los gases con efecto invernadero (5,2% de media para los principales países industrializados para el año 2012 a partir de los niveles de 1990).

Por otro lado, fue en 1987, en el marco de la revisión del Tratado sobre el Acta Única Europea, cuando se creó un capítulo sobre el medio ambiente condensado en los artículos 100A y 103R-T. En el Consejo de Ministros de Energía de la Comunidad Económica Europea, de noviembre de 1988 se señala que “el establecimiento de un equilibrio satisfactorio entre energía y medio ambiente debe constituir uno de los objetivos prioritarios de la Comunidad”.

En este sentido es importante destacar que la relación entre energía y medio ambiente fue objeto de una comunicación específica de la Comisión de la CEE al Consejo (Documento COM (89) 369 final) de 29 de noviembre de 1989, en la que, por primera vez, se planteó en la Comunidad el tratamiento conjunto de las políticas energética y ambiental. Después, ha habido diversas fechas trascendentes como la Conferencia sobre el clima y el Consejo Mixto de la Unión Europea (UE) en 1990, las Conferencias de Berlín y Génova de 1995 y 1996, o la aparición del Libro Blanco sobre la promoción de las energías renovables de 1997.

Sin embargo, cualquier acción en este sentido repercute directamente sobre el precio y la competitividad del producto final. Al binomio clásico energía-economía se ha añadido de forma insoluble, el sector medio ambiente, constituyendo un triángulo básico (EEE, Energy-Economy-Environment) para el establecimiento de cualquier política energética.

En efecto, la planificación y utilización de los recursos energéticos tradicionales, generalmente con un objetivo básico de minimizar los costes de inversión y producción de los recursos, han ido siendo sustituidas por procesos de decisión multiobjetivo. Es decir, la toma de decisiones debe considerar diversos criterios que cumplan los requisitos -cada vez más exigentes- en cuanto a fiabilidad y seguridad del suministro eléctrico, calidad del servicio, menor impacto al medio ambiente y mayor eficiencia en la producción, en el transporte y en el uso final, además por

supuesto de la búsqueda de la economía. Esta planificación y operación novedosa (llamada a veces Planificación Integrada de Recursos) de un sistema eléctrico es la que va a constituir el núcleo fundamental de esta tesis, pues supone un trabajo dirigido a realizar la explotación bajo las ópticas económica, medioambiental y de fiabilidad de un sistema eléctrico de potencia.

En este capítulo se enfrentan los tres enfoques anteriores: energía, economía y medio ambiente. En primer lugar, se realiza un recorrido a través de los principales impactos sobre el medio ambiente del sector energético. Primero se recogen los principales efectos de la actividad de generación sobre el medio ambiente. Después la exposición se centra en la contaminación producida por los procesos de combustión, describiendo en detalle los diferentes contaminantes atmosféricos. Entre ellos esta tesis modela y analiza cuatro: las emisiones de óxidos de azufre y de nitrógeno, de partículas y de dióxido de carbono.

En el apartado siguiente se describen diversos mecanismos de control de la contaminación, analizando conceptualmente cada uno de ellos en cuanto a su eficacia y eficiencia, así como su aplicación en las tareas de planificación y operación de los sistemas eléctricos en el apartado posterior. Esta clasificación de los diversos instrumentos de control de la contaminación es una aportación interesante de esta tesis. Esta descripción será útil para analizar la aplicación de algunos de estos elementos a la contaminación producida por los focos emisores del sistema eléctrico y evaluar su repercusión tanto económica como medioambiental.

Este capítulo cumple así su función de introducción y profundización en la interacción del sector de la energía y el medio ambiente, además de llevar a cabo una descripción detallada de los aspectos económico-regulatorios que rodean dicha colisión.

2.2 Interacción energía-medio ambiente: la generación de energía eléctrica

Los subsistemas que componen el servicio eléctrico son fundamentalmente tres: la *generación* de energía mediante la transformación de determinados recursos en energía mecánica y seguidamente en energía eléctrica, el *transporte* de dicha energía a altos niveles de tensión y su *distribución* al consumidor en condiciones de ser utilizada. Las tres actividades interactúan de diversas maneras con el entorno, aunque debido a su magnitud, el efecto de la actividad de generación es el más grave, problemático y necesitado de mayor atención.

Los problemas derivados del transporte y distribución de la energía eléctrica son básicamente visuales, efectos sobre la corteza terrestre (masas forestales), sobre la avifauna y de creación de campos electromagnéticos. Su consideración es necesaria en las tareas de planificación y funcionamiento de las redes que permiten su

desarrollo, aunque la contaminación es mucho menor en el caso de la distribución a causa de que frecuentemente es de tipo subterráneo. Por ello a veces se habla de una “contaminación oculta” (como la radiación o los campos electromagnéticos) que tiene una percepción mucho más reducida por parte de la sociedad que la producida por la actividad de generación. En cualquier caso, el impacto de la generación, esencialmente la realizada mediante combustibles fósiles, es el núcleo fundamental de esta investigación.

Todos los procesos de generación (incluso los basados en energías renovables) y las actividades precisas para su operación, ejercen un cierto efecto sobre el medio ambiente procedente, sobre todo, de las siguientes causas [Durán López, A., 1993]:

- Ocupación y deterioro de espacios naturales para el emplazamiento de las instalaciones de producción o de extracción de las materias primas.
- Utilización de recursos naturales, renovables y no renovables.
- Producción de residuos líquidos, sólidos o gaseosos y/o energéticos como descargas térmicas y ruido.
- Modificaciones sociales, económicas y culturales en el área de implantación.

Por consiguiente, cualquier tecnología de producción de energía eléctrica, sea cual sea la fuente de energía primaria -viento, agua de un río u océano, sol, geotérmica, combustión (es decir, química), petróleo, gas o fisión de átomos- tienen un impacto sobre el entorno. Las implicaciones pueden ser pequeñas y sencillas o pueden producir deterioros importantes en la naturaleza -de la flora y la fauna-, en el hombre y de carácter socioeconómico.

Sin embargo, la calidad ambiental no sólo está determinada por las actividades industriales y comerciales, sino también por los procesos naturales, siendo a veces difícil determinar cuál es realmente el efecto de la producción de energía frente a otras actividades humanas.

En el cuadro 2.1 se resumen los principales impactos a que puede dar lugar el sector eléctrico, en su actividad de generación.

Cuadro 2.1. *Principales impactos potenciales sobre el medio ambiente de la generación de energía eléctrica.*

COMBUSTIBLES FÓSILES

Extracción, tratamiento y transporte

- **Carbón**

- Actividades: construcción de la mina, extracción del carbón, gestión de las aguas residuales, gestión de residuos sólidos, limpieza del carbón, carga del carbón en el medio de transporte, transporte, descarga, etc.
- Efectos:
 - Aire: SO₂, NO_x, partículas, CO₂, polvo fugitivo.
 - Aguas: vertidos ácidos, escurrientías, aguas residuales.
 - Terrenos: ocupación, subsidencia, escombreras.
 - Ecología: perturbación de hábitats naturales, biodiversidad.
 - Otros: ruido, impacto visual.

- **Petróleo**

- Actividades: extracción del crudo, refinado, construcción y desmantelamiento de la planta, gestión de residuos y transporte.
- Efectos:
 - Aire: SH₂, NO_x, CO₂, CO, HC, partículas.
 - Aguas: consumo, vertidos contaminados (en transporte marítimo).
 - Terrenos: ocupación.
 - Ecología: perturbación de hábitats, impacto de los oleoductos sobre la fauna.
 - Otros: olores, impacto visual, fugas de crudos.

- **Gas natural**

- Actividades: exploración, construcción y desmantelamiento de la planta y de los gasoductos, extracción, operación de los gasoductos, tratamiento del gas y gestión de residuos.
- Efectos:
 - Aire: SH₂, HC, elementos traza.
 - Aguas: residuos líquidos.
 - Terrenos: ocupación.
 - Ecología: perturbación de hábitats, impacto de los gasoductos.
 - Otros: fugas de gas, impacto visual, riesgos sobre la seguridad.

Generación eléctrica a partir de combustibles fósiles

- Actividades: operación, utilización y consumo de aguas, etc.
- Efectos:
 - Aire: gases de combustión (SO₂, NO_x, CO₂, CO, HC, H₂O), partículas y elementos traza, transporte de contaminantes gaseosos, formación de contaminantes secundarios, deposición húmeda y seca, efectos climáticos.
 - Aguas: vertidos químicos y térmicos.
 - Terrenos: ocupación.
 - Ecología: efectos derivados de la operación.
 - Otros: ruido, impacto visual, generación de residuos sólidos.

ENERGÍAS RENOVABLES**• Hidráulica**

- Actividades: construcción de la central, construcción del embalse y operación de la central.
- Efectos:
 - Aguas: efectos sobre los ciclos hidrológicos, modificación de la calidad.
 - Terrenos: ocupación, riesgo de movimiento de tierras.
 - Ecología: perturbación de hábitats, cambios y emigración de especies.
 - Otros: impacto visual, efectos sobre microclimas, consecuencias socioeconómicas, rotura de presas y avenidas.

• Otras energías renovables

- Actividades: fabricación de materiales (solar), operación de las turbinas (eólico), operación de la planta (geotérmico y biomasa), etc.
- Efectos:
 - Aire: gases de combustión (biomasa), contaminación geotérmica.
 - Aguas: contaminación (biomasa).
 - Terrenos: ocupación.
 - Ecología: perturbación de hábitats (cauces), cambios y emigración de especies.
 - Otros: ruido, impacto visual, perturbación de hábitats.

CICLO DE COMBUSTIBLE DEL URANIO Y GENERACIÓN NUCLEAR

- Actividades: extracción del uranio, conversión, enriquecimiento y fabricación del combustible, transporte del combustible, operación del reactor, reprocesado y gestión de residuos de bajo y de alto nivel.
- Efectos:
 - Aire: polvo de explotaciones mineras, emisiones radiactivas.
 - Aguas: utilización y consumo, descargas térmicas y químicas, emisiones de radionucleidos, drenajes de la minería, contaminación subterránea.
 - Terrenos: ocupación, subsidencia, escombreras.
 - Ecología: perturbación de hábitats naturales, efectos derivados de la operación.
 - Otros: residuos radiactivos, ruido, impacto visual, riesgos ocupacionales.

La actividad de generación produce mayores impactos que las demás actividades de producción y uso de la electricidad, siendo más preocupante cuando procede de combustibles fósiles. Por otro lado, aunque la extracción y utilización de estos combustibles sea la de mayor número de interacciones potenciales en el ambiente, también ha de reconocerse que tales impactos son de pequeña entidad y su ámbito se limita a zonas próximas al foco productor.

Tradicionalmente, las preocupaciones ambientales relacionadas con el uso de los combustibles fósiles se han asociado, sobre todo, a los eventuales efectos derivados de su combustión: emisiones gaseosas (SO_2 , NO_x , CO_2), partículas, ruido, descargas térmicas, polvo fugitivo, residuos sólidos, etc. Aunque se trata de fenómenos muy diversos, son los contaminantes gaseosos los que alcanzan niveles espacial y temporal más variados.

2.2.1 La contaminación derivada de los procesos de combustión

El espesor de la atmósfera es de aproximadamente 1000 km y su masa se estima en cerca de 5300 billones de toneladas; la densidad de los gases desciende rápidamente con la altura; la mitad de la masa de la atmósfera se encuentra en los primeros 5 km y a los 50 se halla el vacío. La atmósfera está compuesta por capas gaseosas superpuestas según la variación de la temperatura con la altura. La troposfera es la más próxima a la superficie de la Tierra, la más dinámica (fenómenos meteorológicos) y donde se generan la mayoría de los fenómenos de contaminación atmosférica.

Según la ley 38/1972, de 22 de diciembre, de Protección del Ambiente, se entiende por contaminación atmosférica la presencia en el aire de materias o formas de energía que impliquen riesgo, daño o molestia grave para las personas y bienes de cualquier naturaleza.

Cuando algunas sustancias, compuestos o formas de energía se encuentran en el aire en concentraciones o niveles tales que pueden causar daños o molestias a personas, animales, vegetación o materiales se denominan contaminantes atmosféricos.

a) Contaminantes atmosféricos primarios

Son emitidos por diversas fuentes naturales (incendios, erupciones) y por actividades del hombre (procesos industriales, calefacción, tráfico). La unidad más utilizada para medir contaminantes gaseosos y partículas es el microgramo por metro cúbico, $\mu\text{g}/\text{m}^3$, que indica la masa de contaminante por unidad de volumen.

- ***Compuestos de azufre***

Los más representativos son: el dióxido de azufre (SO_2), el trióxido de azufre (SO_3), el ácido sulfúrico (SO_3H_2) y el sulfuro de hidrógeno (H_2S). El SO_2 es el más relevante. Es un gas incoloro y no inflamable. Posee un olor fuerte e irritante en altas concentraciones; se combina fácilmente con el agua de la atmósfera dando lugar al ácido sulfúrico, que es el principal responsable de la lluvia ácida. Tiene una vida media en la atmósfera de días.

Se produce generalmente en la combustión de carburantes con un cierto contenido en azufre, como el carbón, fuel-oil y gasóleos; principalmente en centrales térmicas, procesos industriales, tráfico de vehículos pesados y calefacciones de carbón y fuel-oil. La cantidad de estos compuestos en la atmósfera solamente depende de la cantidad de azufre que contenga el combustible. Las erupciones volcánicas representan una fuente natural de estos compuestos.

En exposiciones cortas de SO_2 , a partir de concentraciones de $250 \mu\text{g}/\text{m}^3$, comienza a afectar al aparato respiratorio de los niños. A partir de $500 \mu\text{g}/\text{m}^3$ se intensifican los problemas respiratorios en la población en general. Sus efectos sobre la vegetación y suelos dependen de las especies afectadas, la temperatura, la humedad del suelo, la concentración y la sinergia con otros contaminantes. El más preocupante es el efecto de los componentes ácidos originados en su deposición húmeda sobre las cubiertas vegetales y suelos. También ataca a una gama amplia de materiales de construcción.

- **Óxidos de nitrógeno (NO_x)**

Se clasifican en función de su oxidación:

- NO_2 (dióxido de nitrógeno). Gas fuertemente tóxico de color pardo rojizo. Combinándose con las gotas de agua de la atmósfera, forma el ácido nítrico que precipita en forma de lluvia ácida.
- NO (óxido nítrico). Gas tóxico e incoloro que reacciona con el ozono para formar NO_2 .
- N_2O (óxido nitroso). El llamado gas hilarante, es incoloro y no inflamable. Participa en el efecto invernadero y es fundamental en el ciclo del nitrógeno.

La vida media de los dos primeros se cifra en días y la del tercero en años. Las reacciones fotoquímicas de los NO_x y los hidrocarburos produce compuestos orgánicos, como el ozono, que producen irritación ocular y daños en la vegetación. El NO_2 es 4 veces más tóxico que el NO .

Su aparición está marcada por la presencia del nitrógeno en el aire en los procesos de combustión. Cuanto mayor es la temperatura, mayor será la cantidad de óxidos de nitrógeno producida. Una aportación natural de NO_x son los incendios forestales y las erupciones volcánicas.

- **Óxidos de carbono**

El monóxido de carbono (CO) es un gas inflamable, incoloro e insípido, que se combina fácilmente con el oxígeno de la atmósfera para formar dióxido de carbono, CO_2 , que aunque no es nocivo, al contribuir al efecto invernadero, el aumento de su concentración en la atmósfera incrementa el calentamiento global de la atmósfera.

Los orígenes naturales del CO₂ son los relacionados con la fotosíntesis y la respiración animal y en menor medida con otros procesos como erupciones volcánicas; los artificiales son fundamentalmente los usos de los combustibles fósiles. En cuanto a sus efectos, las plantas aguantan altas concentraciones de monóxido de carbono, pero no así el hombre, que debido a su reacción con la hemoglobina de la sangre, reduce la capacidad de la sangre para transportar oxígeno.

- ***Partículas en suspensión totales (TSP)***

Son aquellas partículas sólidas o líquidas presentes en el aire, de tamaño suficientemente reducido (< 25 μ de diámetro) de forma que no se depositan demasiado rápidamente sobre la superficie.

Su origen principal es el polvo del suelo, erupciones volcánicas, incendios forestales y las formadas en la combustión de recursos fósiles. También derivadas de actividades con fracturación de materiales como canteras, metal, cementeras.

Sus efectos sobre el ser humano se derivan de la permanencia de partículas en los pulmones, limitando la capacidad respiratoria y aumentando las crisis asmáticas. Una fracción de las TSP son los humos negros, partículas muy finas de origen carbonoso, cuyo origen son principalmente las centrales térmicas, las refinerías y la industria metalúrgica. Por otro lado, interfieren en las fotosíntesis de las plantas.

- ***Hidrocarburos***

Formados principalmente por carbono e hidrógeno, son muy numerosos y se agrupan según su estructura. Los compuestos orgánicos volátiles (VOCs) son unos de ellos, que debido a su baja presión de vapor, dan lugar a concentraciones importantes en el aire en forma gaseosa. Son emitidos en combustiones incompletas de gasóleos, gasolinas y gases, principalmente en motores de combustión interna.

Los hidrocarburos que tiene mayor importancia en la contaminación del aire son el metano, los hidrocarburos aromáticos y los halocarburos (entre ellos los CFCs que contienen cloro y flúor).

- ***Metales pesados***

El plomo aparece en las emisiones de automóviles (gasolinas con plomo), pinturas, combustión de combustibles fósiles y centros metalúrgicos. Otros son el cadmio, el mercurio, el arsénico y el níquel.

- ***Otros***

Partículas sedimentables, ozono, fluoruros, ruidos, olores.

b) Contaminantes atmosféricos secundarios

Otros contaminantes se forman por la interacción química entre contaminantes primarios o con compuestos habituales de la atmósfera, como el vapor de agua o la radiación solar; son los contaminantes secundarios. Los más importantes son el ácido sulfúrico, el ácido nítrico, el ozono, el peroxiacetileno, etc.

2.2.2 Consecuencias de la contaminación atmosférica procedente de las instalaciones de combustión

La contaminación atmosférica puede tener consecuencias en niveles locales, regionales y globales, dependiendo de su zona de influencia y de la vida media de los contaminantes en la atmósfera. En particular, las instalaciones de combustión participan de manera importante en tres problemas: la lluvia ácida, la destrucción de la capa de ozono y efecto invernadero. El primero regional y los otros dos de ámbito global.

a) La lluvia ácida

La lluvia ácida tiene lugar cuando las nubes transportan algunos contaminantes desde el aire y los depositan junto con la lluvia, nieve, rocío o niebla, casos en los que se habla de deposición húmeda.

Este proceso se inicia a partir de las emisiones de óxidos de azufre y nitrógeno aportados por sus distintas fuentes y que, una vez en la atmósfera, sufren un proceso de oxidación que los convierte respectivamente en ácido sulfúrico y ácido nítrico. Estos ácidos se disuelven en las gotas de lluvia produciendo una precipitación ácida muy corrosiva.

Dado que los contaminantes que generan lluvia ácida pueden ser transportados a largas distancias de los centros emisores, la lluvia ácida puede afectar a zonas no industrializadas y ecosistemas muy diversos, notándose sus efectos a cientos de kilómetros de distancia de los focos emisores.

Entre los ecosistemas más expuestos están los bosques, los lagos, los ríos e incluso las tierras de cultivo. Algunos bosques de Centroeuropa están seriamente dañados por el efecto de la lluvia ácida, aunque en España todavía no se ha detectado de manera relevante.

El daño en los bosques está causado fundamentalmente por la acción combinada de los ácidos de la lluvia y las altas concentraciones de dióxido de azufre presentes en el aire en estas zonas. Un efecto indirecto es debido a la presencia de metales (aluminio) en el suelo, que al combinarse con la lluvia de pH bajo, produce daños en las raíces y como consecuencia la pérdida de vitalidad de las plantas y árboles,

haciéndolas especialmente sensibles a las plagas. Las aguas interiores también son muy sensibles a la acidificación, llegándose a detectar especies eliminadas y rupturas de los ciclos de alimentación de otras.

Por último es de destacar el efecto de la acción combinada de la lluvia ácida y la contaminación en el aire sobre los materiales. Dicha acción se manifiesta en la aparición de capas de suciedad sobre superficies expuestas, como en fachadas de edificios y monumentos al aire libre, que contribuyen a su degradación.

b) Destrucción de la capa de ozono

La estratosfera se extiende desde el final de la troposfera hasta cerca de los 45 km de altitud. Entre los 25 y los 30 km se encuentra la mayor concentración de ozono, que constituye la llamada capa de ozono. Su función fundamental es la de absorber la radiación ultravioleta procedente del espacio exterior, permitiendo así la existencia de la vida en la Tierra.

El ozono (O_3) es un gas de efectos nocivos para la salud si se presenta en altas concentraciones en las capas bajas de la atmósfera, aunque su existencia en la estratosfera asegura la vida en el planeta. Se forma a partir de oxígeno molecular mediante la absorción de la luz ultravioleta del sol. Esta reacción es reversible, es decir, debido a la presencia de otros componentes químicos, el ozono vuelve a su estado natural, el oxígeno. Este oxígeno se convierte de nuevo en ozono, originándose un proceso de formación y destrucción de estos compuestos.

El problema aparece cuando la concentración de los componentes que favorecen la transformación de ozono en oxígeno (CFCs, halones, óxidos de nitrógeno, compuestos hidrogenados) aumenta debido a la aportación de las actividades humanas.

Los primeros pasos hacia la reducción de las sustancias que agotasen la capa de ozono ya se han tomado: Protocolo de Montreal (1987), Cumbre de la Tierra (Río de Janeiro, 1992), Conferencia de las Partes de Kyoto (1997). En virtud de estos acuerdos, en el año 1994 se ha suspendido la fabricación de todo tipo de halones y se han establecido planes concretos para la reducción de los CFCs.

c) Aumento del efecto invernadero

El mecanismo por el que la presencia de ciertos gases en la atmósfera hace que se produzca un calentamiento adicional en la temperatura de la Tierra, se conoce como efecto invernadero. Es un fenómeno natural de la atmósfera que, entre otras cosas, sirve para mantener constante la temperatura media de la troposfera y de la superficie de la Tierra.

El efecto invernadero es uno de los factores que sirvió para posibilitar la vida en la Tierra, ayudando a alcanzar la temperatura propicia para que esto ocurriera. Sin

embargo, el aumento en la atmósfera de determinados elementos debido a la actividad humana, está modificando el delicado equilibrio de temperaturas, originándose un calentamiento excesivo de la misma.

Los gases de la atmósfera son prácticamente transparentes a la radiación de longitud de onda corta que llega del sol. De la energía solar que llega al suelo, una fracción es reflejada y el resto es absorbida por el mismo. El suelo se calienta e irradia energía hacia la atmósfera con una longitud de onda más larga. Sin embargo, en nuestra atmósfera existe una serie de gases que no son transparentes a esta radiación de onda larga. Son los llamados gases de efecto invernadero (Greenhouse Gases, GHGs) como el vapor de agua, el dióxido de carbono y otros, cuya contribución se expone en la Tabla 2.2.

N ₂ O	6%
O ₃	9%
CFCs	17%
CH ₄	18%
CO ₂	50%

Tabla 2.1. Contribución de los gases al efecto invernadero.

El dióxido de carbono, producido por la utilización creciente de combustibles fósiles como fuente primaria de energía, no es el único culpable, aunque sí el fundamental. Estudios basados en modelos numéricos predicen un aumento de la temperatura global entre 1,5° y 5° centígrados si se duplica la concentración de CO₂. De mantenerse las tendencias actuales, esto podría suceder en la segunda mitad del próximo siglo. Un aumento de la temperatura global desencadenaría desajustes en los complejos sistemas dinámicos de la atmósfera y cambios impredecibles en el clima de la Tierra.

El segundo gas en importancia es el metano, cuyos efectos en la atmósfera son ya importantes.

Los CFCs, además de contribuir a la reducción de la capa de ozono, absorben la radiación infrarroja, aumentando así el efecto invernadero.

Otro gas de efecto invernadero es el óxido nitroso (N₂O). Es emitido en grandes cantidades por el uso de fertilizantes, por la combustión de combustibles fósiles y en la producción de plásticos y tejidos como el nylon. Por último, hay que considerar el ozono existente en la troposfera, el cual es un gas de efecto invernadero.

En cualquiera de estos problemas, con implicaciones supranacionales y globales, existen todavía algunas incertidumbres sobre las relaciones causa-efecto entre las

emisiones producidas y su incidencia sobre los ecosistemas, el incremento de temperatura de la Tierra, etc. A pesar de estas dudas, la importancia de estos temas es tal que existe un consenso general para desarrollar y aplicar estrategias preventivas de solución en tanto los mecanismos no se esclarezcan plenamente. Es obvio que las principales actuaciones previstas están enfocadas hacia la reducción de las emisiones atmosféricas de los contaminantes primarios (SO₂, NO_x, CO₂, partículas).

De esta forma se han desarrollado una importante cantidad de reglamentaciones a todos los niveles (UE, países, regiones), así como variados e innovadores instrumentos regulatorios técnicos, económicos y estratégicos. Todos ellos están encaminados al control y a la reducción de emisiones y vertidos y, en general, a mantener una determinada calidad del medio ambiente a un coste razonable para la sociedad.

2.3 Instrumentos de control de la contaminación atmosférica

Existen en la actualidad diversos mecanismos regulatorios que permiten integrar entre los objetivos de los agentes contaminadores, el criterio de minimizar la contaminación producida. Suelen utilizarse de forma individual o combinándolos para que su funcionamiento resulte más efectivo. Además, la regulación suele ser muy dinámica, utilizando los medios más eficientes para cumplir los objetivos deseados, muchas veces combinando distintos instrumentos.

Estos instrumentos se pueden clasificar atendiendo a diversos criterios. Se ha elaborado en esta tesis la clasificación que se presenta a continuación.

- ***Instrumentos de control directo o reglamentaciones***

Por *instrumentos de control directo o reglamentaciones* se denomina el establecimiento por parte de las autoridades competentes de obligaciones y limitaciones que los agentes destinatarios han de cumplir forzosamente [Gallego Gredilla, J.A., 1979]. Entre ellos se encuentran los estándares de calidad ambiental, la autorización y homologación de instalaciones, los estándares de tecnología y la ordenación de zonas. Se suelen complementar con sistemas de control y sanciones al incumplimiento [Pearce, D.W. and Turner, R.K., 1995].

- ***Instrumentos económicos***

Como *instrumento económico* se entiende todo sistema que influye sobre los costes y beneficios de las diversas opciones entre las que pueden elegir los agentes económicos, incentivando a dirigir o modificar sus acciones en un

sentido favorable para el medio ambiente [O.C.D.E., 1991]. De origen público o privado, su objetivo es reducir la contaminación con los menores costes posibles para los agentes involucrados, sustituyendo parcialmente los mecanismos públicos de control, por otros basados en el juego de la oferta y la demanda [Martín Mateo, R., 1991]. Entre estos cabe destacar los impuestos, las ayudas financieras, los seguros y los permisos u opciones negociables.

- ***Instrumentos estratégicos***

Los *instrumentos estratégicos* se consideran aquellos criterios, directrices y objetivos que las autoridades públicas competentes utilizan en el desarrollo de la planificación de actividades en sectores de amplia intervención pública debido a la naturaleza del bien o servicio. Más concretamente se pueden citar la promoción de actividades más limpias, estrategias de planificación y utilización de los productos bajo criterio de mínima interacción con el medio ambiente, etc. Actualmente, el sector eléctrico constituye un ejemplo de este tipo [Rojas, A., 1995] debido, en primer lugar, a su calificación de servicio público, dada la importancia de la energía eléctrica tanto en la calidad de vida de los consumidores domésticos como en los procesos productivos de las empresas y en la competitividad del conjunto de la economía. En segundo lugar, junto a su transcendencia social y económica, el servicio eléctrico se compone de fases que presentan características de monopolio natural en el sentido de subactividad de costes en función de las condiciones de demanda y de la tecnología.

Por último, cabe añadir a estos tres grupos principales el de la *formación e información* donde se incluye la educación y las campañas de concienciación pública, como forma de potenciar la responsabilidad social, así como para exigir sus derechos en este campo.

Como se verá en los próximos capítulos muchos de estos instrumentos se impondrán en la explotación del sistema eléctrico peninsular para analizar sus efectos en la utilización de los recursos energéticos y en la contaminación que reducen.

2.3.1 Instrumentos de control directo o reglamentarios

Se diferencian de los instrumentos económicos en que éstos no incentivan a los agentes económicos a que tomen determinadas decisiones, sino que se les prohíben, exigen o limitan ciertas actuaciones. A veces resultan ineficientes desde el punto de vista económico, pero su implantación es a menudo imprescindible.

- **Valores estándares de calidad medioambiental**

Es un concepto que ya aparecía en Reglamentos de las actividades industriales. En el contexto medioambiental, es una idea más flexible relacionada con umbrales generales de permisividad, en función de la capacidad de absorción del medio receptor y de los techos de tolerancia establecidos. Aparece así la determinación de límites máximos de vertidos para cada actividad en función de los componentes transmitidos y a la vez el establecimiento de estándares en cuanto a la inmisión resultante de vertidos aislados. Reflejan unas medias máximas o admisibles de un determinado contaminante en un periodo de tiempo y una zona específica; pueden variar en función de las circunstancias.

Es importante destacar que tienen en cuenta el efecto combinado de los distintos focos emisores de contaminantes en ese lugar. En relación con la actividad de generación mediante combustible fósil o nuclear, su uso está muy generalizado como mecanismo de control de los principales contaminantes atmosféricos primarios.

- **Regulación de la calidad del combustible**

Dicha regulación se dirige a los factores empleados en la fabricación, como son las materias primas. Su materialización se realiza especificándose unos límites admisibles de ciertas sustancias o elementos químicos en las materias primas o combustibles o prohibiéndose directamente la utilización de determinados recursos energéticos.

En ocasiones también se regula la utilización de ciertos combustibles en áreas determinadas o para periodos (ciertas estaciones del año) en los que la contaminación aumenta.

- **Estándares de emisión**

Es una clase de control que se dirige a cada fuente emisora y tipo de sustancia contaminante. También suele diferenciar la tecnología y las características del foco emisor así como el tipo de combustible consumido.

Es un mecanismo muy generalizado a nivel mundial en los sistemas energéticos (EE.UU., Canadá, Europa, etc.). Puede adoptar tres clases de expresiones:

- **Límites o concentraciones máximas** de contaminantes en los humos (en $\mu\text{g}/\text{m}^3$) sobre una base de referencia estándar o real.

- **Cuotas o topes de emisión** de un contaminante (en t) máximos a emitir en un periodo determinado por uno o un conjunto de focos emisores.
- **Rendimiento de las instalaciones** o equipos de limpieza o de filtrado, eliminación o reducción de las sustancias contaminantes en los gases expulsados al exterior, con respecto al contenido de dicha sustancia en el combustible o materia prima introducida.

- **Estándares de niveles tecnológicos**

A veces se ha utilizado como mecanismo de control el imponer el empleo de la mejor tecnología disponible (Best Available Technology, BAT) para la reducción o eliminación de la contaminación e incluso de cara al futuro, se prevé la revisión de los procesos imponiéndose resultados para cuya obtención no se conoce todavía la tecnología adecuada. Es la reglamentación más restrictiva de todas.

- **La autorización o licencia**

Es otra de las medidas preventivas de la contaminación y se realiza a través de cautelas en las autorizaciones o concesiones de construcción y operación de una instalación. Según los objetivos que se pretendan, será necesario un análisis más o menos estricto del impacto ambiental en el anteproyecto de la instalación. Uno de sus inconvenientes es la adaptación sin compensación económica de las instalaciones existentes a regulaciones nuevas más exigentes.

Es una medida que permite al Estado pronunciarse en cuanto a emplazamientos más o menos adecuados, prohibiendo o favoreciendo la instalación de ciertas actividades en determinados lugares.

- **Homologaciones**

Consiste en la comprobación por la Administración de las características de ciertos procesos o de las características de ciertos dispositivos que puede producir emisiones no deseables. En general, se suelen estipular unos requisitos que deben cumplir y a continuación se comprueba si los prototipos autorizados corresponden al producto fabricado.

2.3.2 Instrumentos económicos

a) Costes externos y costes sociales. Bienes públicos y bienes privados

Tomando como base la “Economía del Bienestar”, dentro de la Economía neoclásica, la más utilizada por economistas y legisladores medioambientales, las *externalidades* o *costes externos* se definen como los costes o beneficios que aparecen cuando el desarrollo de una actividad o producción de un bien por un agente económico tiene un impacto en otro y no es compensado por el primer agente, o lo que es lo mismo, la afección de las utilidades (o de las posibilidades de producción) de un agente económico, causadas por la acción de otro, sin que ello se refleje en el mercado [Baumol, W.J. and Oates, W.E., 1975]. Pueden producirse entre productores, entre consumidores o entre productores y consumidores y no tienen por qué ser necesariamente de carácter negativo.

Así mismo, se puede definir *coste social* como todos aquellos costes en los que se incurre en el desarrollo de una actividad o bien, estén o no considerados en el precio (“Es necio confundir valor y precio”, A. Machado). Es decir, el coste social comprende los costes directos más los costes externos o externalidades.

Se entiende por *bien público* aquellos bienes cuyo consumo por un agente no impide (ni restringe) su consumo por otros. Son bienes no excluyentes. Parece existir tradicionalmente un derecho a su utilización sin restricciones, sin tener que pagar por ello, quizás bajo la consideración de ilimitados o inextinguibles. Muchos de ellos forman parte del medio ambiente natural: el aire, un bosque, un océano, etc. Esta infinitud ha sido más que cuestionada por la realidad, llegando a considerarse en muchos de ellos su escasez como algo alarmante.

Conviene diferenciar entre externalidades públicas y privadas, según que se refieran a bienes públicos o privados. En el caso de bienes públicos, el sistema de precios no es capaz de alcanzar una solución eficiente. Esto se debe a la naturaleza irreducible del bien público, a que el consumo del bien por un individuo no reduce su disponibilidad para otros, que como ya se ha dicho, resulta más que cuestionable en muchos casos.

Por último, el tratamiento de las externalidades entre pocos individuos puede llevarse a cabo mediante el Teorema de Coase que elimina la necesidad de la intervención de un organismo público dejando a las partes implicadas la resolución eficiente del problema. Según el mismo, “*en ausencia de costes de transacción y con un sistema de derechos de propiedad bien definidos, los causantes de una externalidad y los perjudicados por ella, mediante la negociación, consiguen acercar el volumen de actividad, que genera los perjuicios y el efecto externo al nivel óptimo social*”. Si la negociación funciona correctamente, resulta innecesaria la intervención pública para

regular, corregir o reparar las cuestiones relativas al uso del medio ambiente, su degradación y las externalidades que se ocasionan.

Esto es debido a que independientemente de a quien correspondan inicialmente los derechos de propiedad o uso de medio ambiente, a través de la negociación entre los causantes de la externalidad y los perjudicados, hay una tendencia a situarse en un nivel óptimo para ambos (óptimo social), siempre que los derechos estén bien definidos y no haya costes de transacción. Sin embargo, parece que en la práctica es casi inviable pensar en negociaciones de este estilo por muy diversas limitaciones [Franco Sala, L., 1995].

Así, las externalidades que afectan a un gran número de individuos necesitan de un tratamiento corrector impuesto por un organismo ajeno a los implicados, en forma reglamentaria, económica o estratégica.

La existencia de externalidades en una economía de competencia perfecta implica, pues, la no consecución de la optimalidad paretiana. La externalidad implica un coste añadido (o una disminución del bienestar del afectado por ella) que no se refleja en el mercado y su existencia se basa, en muchas ocasiones, en la falta de definición de los derechos de propiedad. La aproximación más utilizada para resolver este tipo de cuestiones es el de la *internalización* parcial o total por parte del “contaminador” del coste externo que produce, hasta realcanzar el óptimo social perdido y que se reproduce cuando el coste marginal social se iguala con el beneficio marginal social. Esto implica la necesidad de valorar los bienes medioambientales.

b) Valoración de los bienes medioambientales

La mayoría de los economistas del medio ambiente consideran que **el valor económico total de los bienes medioambientales** [Pearce, D.W. and Turner, R.K., 1995] está formado por la suma del **valor de uso** y el **valor de existencia o valor intrínseco**. Los beneficios para los usuarios (o valor de uso) vienen determinados por el valor del consumo (valor de uso directo) y el valor de actividades que no implican consumo (valor de uso indirecto) más el **valor de opción** (o valor del medio ambiente como un beneficio potencial para los posibles usuarios de la generación presente y futuras).

Los beneficios intrínsecos o de existencia son algo más complejos y no están relacionados con el uso humano; es un valor de no uso. Representan valores atribuidos a los bienes medioambientales por sí mismos, intrínsecamente y sin relación alguna con los seres humanos.

Muchos de estos conceptos mantienen todavía altos niveles de incertidumbre debido a diversos factores. La *irreversibilidad* de muchas de las actividades sobre los bienes medioambientales impide una valoración adecuada de estas actividades. En segundo lugar, el largo plazo no está muchas veces bien introducido, considerando más vagamente la demanda optativa y las generaciones futuras. Esta incertidumbre

provoca la subvaloración de los recursos y su degradación y sobreexplotación. Por último, algunos bienes medioambientales tienen la característica de la *singularidad*, como son la existencia de paisajes únicos, especies a extinguir, etc., lo cual puede aumentar exageradamente el valor de algunos de estos recursos.

La forma de calcular los conceptos anteriores no es sencilla y se apoya en muy diversos métodos. Su clasificación se suele hacer según el camino que utilicen para llegar al valor final [Fisher, A. C., 1991]: métodos directos y métodos indirectos.

Los *métodos directos* tratan de medir el valor monetario de los costes y beneficios mediante la obtención directa de la relación entre contaminación y sus efectos valorados a precios de mercado. Esto se puede obtener en el mercado real, en mercados sustitutivos o mediante técnicas de simulación de mercados. Entre ellos destacan el método de valoración contingente, el método de gastos/defensivos/curativos, el método del coste del viaje y el método de los precios hedónicos.

Los *métodos indirectos o biotápicos*, se basan en relacionar la cantidad de la contaminación con sus efectos físicos (funciones dosis-respuesta) para luego aplicarle un valor monetario a los mismos.

La utilización de un método u otro depende de la función de utilidad del bien en cuestión, de las variables del mercado (oferta, demanda) y de los indicadores de calidad ambiental (además de la capacidad de obtener la información necesaria).

c) Recargos o tasas

Son definidos [Franco Sala, L., 1995] como “aquellas prestaciones pecuniarias que el Estado u otro ente público exige al sujeto pasivo en uso del poder que le atribuye el ordenamiento jurídico y cuyo objetivo es la protección y mejora del medio ambiente”. Ya se trate de recargos en forma de tasas o de diferencias impositivas, todos tienen el efecto de aumentar los costes de los productos o actividades más contaminantes, favoreciendo aquéllos más “limpios”.

Constituyen un medio sencillo y directo de atribuir un precio a la utilización de los bienes ambientales, obligando a los usuarios y proveedores a internalizar los costes que en los que incurren. Generalmente, están basados en los *impuestos pigouvianos* (idea expuesta por Pigou en 1920) que consisten en aplicar un gravamen al contaminador de acuerdo con la externalidad que ha generado. El gravamen debe ser igual al coste externo marginal de producir en el nivel socialmente óptimo. Así la empresa contaminadora asume el coste externo como un coste privado más.

A continuación se describen algunos de los tributos aplicados en la actualidad.

- **Tasas por unidad de emisión o vertido**

Es un tributo o tasa que impone la Administración sobre la cantidad de sustancia contaminante vertida o emitida, siendo proporcional a ella y al daño que produce [Franco Sala, L., 1995]. Este instrumento presenta una serie de dificultades como son el desconocimiento de las funciones de control y de los daños en términos monetarios. Esto influye en la decisión del valor de la tasa sobre las emisiones, máxime si se pretende discriminar entre unos contaminantes y otros según sus efectos.

- **Tasas por control y/o reducción de contaminación**

Su objeto es que los agentes contaminadores paguen a la Administración o a las entidades privadas encargadas de realizar los trabajos de limpieza, gestión de residuos, tratamiento de aguas residuales o residuos sólidos, etc. Pueden ser tasas fijas o en función del tipo y volumen de los vertidos o emisiones. No son instrumentos incentivadores de reducciones adicionales de contaminación [O.C.D.E., 1989].

- **Tasas sobre el producto**

Son tributos sobre el precio de los productos contaminantes en alguna de las fases de fabricación, utilización o eliminación de los residuos producidos. Ejemplos típicos son las pilas, combustibles con azufre y plomo, etc. Si la demanda de estos productos es elástica frente al precio y además existen productos sustitutivos de ellos, estos tributos favorecen el desplazamiento de la demanda hacia estos otros bienes.

También pueden ocasionar agravios comparativos entre países, regiones, productos, si no se grava de la misma forma a unos y a otros, o por ejemplo, si la contaminación se produce en un lugar y el consumo de energía (donde se recaudan los tributos) en otro.

- **Diferenciación impositiva**

Se trata de gravámenes, bonificaciones o exenciones sobre las actividades o sobre los productos, de forma que se incentive o disuada la producción y/o el consumo de bienes y servicios con repercusión en el entorno [O.C.D.E., 1993]. De esta manera se consiguen señales al consumidor diferenciadas según el impacto ambiental de cada producto. Está muy extendida en países de la O.C.D.E., sobre todo para bienes como los vehículos y los carburantes.

Dentro de estas medidas se encuentra **la tasa a la energía y al CO₂**. Esta tasa ha provocado una gran polémica en el sector industrial y en el marco de la Unión Europea, debido a los distintos grados de desarrollo de los estados miembros y a la

discriminación de la que serían objeto si se estableciese esta medida solamente en su ámbito. Como medida transitoria, se ha establecido la regla de la condicionalidad. Con esta regla, la entrada en vigor de la tasa se subordinará a la adopción de medidas similares por los principales asociados comerciales de la Comunidad (Estados Unidos y Japón). Así, la industria comunitaria se encontrará en igualdad de condiciones que la de otros países.

d) Ayudas financieras

Son todas aquellas formas de ayuda que incentiven a los agentes económicos a reducir su impacto sobre el medio ambiente o que financien las medidas necesarias para ello [Franco Sala, L., 1995]. Este autor las divide en tres clases: las *subvenciones* llevan implícita una entrega monetaria y suelen ser por unidad reducida de vertido, de emisión, para la instalación de equipos de limpieza de los fluidos de salida, para los cambios en los procesos de producción, etc.; las *ventajas fiscales* consisten en amortizaciones aceleradas, desgravaciones y exenciones fiscales, etc.; por último, los *créditos blandos* son créditos cuyo tipo de interés es inferior al del mercado.

e) Permisos o estándares de contaminación

Los *permisos o derechos de contaminación transferibles* son cuotas medioambientales o autorizaciones asignadas sobre los niveles de contaminación o de uso del entorno que una vez fijadas y distribuidas por la autoridad competente, pueden ser negociadas e intercambiadas por sus titulares respetando un marco predeterminado [O.C.D.E., 1991]. Pretenden introducir mecanismos de mercado que incentiven a los diferentes agentes económicos a cumplir con los objetivos medioambientales previamente fijados por la Administración de la forma más eficiente posible.

Se desarrollaron en Estados Unidos a finales de los sesenta, pero no se han adaptado hasta 1977, cuando la Environmental Protection Agency modificó la legislación ambiental vigente, la Clean Air Act (CAA). Su funcionamiento pasa por tres fases:

1. Determinación de un estándar de contaminación para cada zona, tipo de tecnología, combustible, etc.
2. Expedición desde el organismo competente del número de permisos equivalentes a dicho estándar, asignándose los a cada agente contaminante, según los criterios descritos. La suma de todos los permisos será igual al total de los estándares previstos.
3. Cada agente puede hacer uso de estos permisos negociando, comprando o vendiendo, almacenándolos, etc.

Se han desarrollado en varias direcciones que se describen brevemente a continuación:

- Depósitos de emisión (*banking*).
Si un contaminador reduce sus emisiones por debajo de los niveles fijados por la Administración, puede depositar los permisos sobrantes en una cámara de compensación y guardarlos para futuras utilidades. También a dicha cámara pueden acudir agentes con más emisiones de lo permitido a adquirir permisos.
- Sistemas de compensación (*offset*).
En EE.UU. existen zonas en donde no se admiten nuevos focos emisores debido a la degradación del medio ambiente. Si un nuevo agente desea instalarse allí, deberá asegurar mediante reducciones en los focos emisores existentes, que no se incrementan las emisiones totales. Así se hacen compatibles el respeto al entorno y el desarrollo económico.
- Las burbujas (*bubbles y netting*).
Consisten también en no modificar el nivel de emisiones e inmisiones de un conjunto de focos (burbujas), permitiendo que los distintos focos reasignen la contaminación máxima entre ellos. Las burbujas pueden agrupar varias plantas de una empresa, varias plantas de diferentes empresas o una sola planta (siendo los grupos, los focos emisores que intercambian la polución).

En el capítulo IV de la Clean Air Act Amendments [Makansi, J., 1991] (CAAA), se desarrolla este instrumento regulatorio para controlar las emisiones de SO₂ de los generadores de energía eléctrica. Estos créditos dependen de las comisiones estatales regulatorias de empresas de servicio público (Public Utility Commission, PUC) y de la Comisión Federal de Regulación de la Energía (FERC). Cada fuente contaminante debe tener todos los créditos que necesite. A partir del momento de comienzo, las fuentes que emitan SO₂ por encima del límite máximo deben disminuir sus ratios en los porcentajes especificados en cada fase de reducción. El objetivo para las emisiones de dióxido de azufre es reducir las en 10 millones de toneladas respecto a las de 1980 y para las emisiones de NO_x en 2 millones respecto de las de 1980.

El mecanismo de funcionamiento de este programa de reducción de emisiones se fundamenta en la concesión de un crédito de emisión por cada tonelada de SO₂ que se le permita expulsar a cada generador de energía eléctrica (por encima de 25 MW). La cantidad de créditos que reciba cada uno dependerá de su consumo de combustible fósil y del límite de emisión marcado por la CAA. En el caso de que las emisiones absolutas de una central excedan la cantidad de créditos disponibles para ese año (topes de emisión), tendrá que pagar una multa por cada tonelada más emitida, además de obligarle a eliminar ese exceso de emisión para el año siguiente. La multa será mayor que el precio de los créditos con lo cual funciona como incentivo para conseguir todos los créditos que se necesiten.

Existen distintos fondos de créditos de emisión de SO₂:

Créditos repartidos al inicio de cada fase. El programa de créditos se ha dividido en dos fases para conseguir fijar las emisiones en el año 2000. La primera va desde 1995 a 1999 y la segunda, de enero del 2000 hasta el 2005, en que se mantendrán dichas emisiones. Estos créditos se repartirán entre las instalaciones existentes en función del límite de emisión permitido en cada fase y de la energía producida por cada grupo.

Créditos para energías renovables y programas de conservación. Es un fondo de créditos para fomentar las energías renovables y para las medidas de conservación que sean rentables.

Créditos para la venta directa y subastas de créditos. La EPA conserva un fondo para la venta directa y las subastas. Se incluyó esta reserva para dar a los productores independientes una posibilidad de conseguir créditos (por medio de la venta directa) y para facilitar el desarrollo de un mercado de créditos de carácter privado (creando las subastas). Los productores independientes son cualquier persona que opere una nueva instalación independiente de producción de energía.

Pool de créditos. Las centrales pueden firmar unos acuerdos de pool de créditos y así no tener una reserva de créditos demasiado grande para asegurarse la posibilidad de emitir SO₂. Al conjunto de los generadores que formen el pool se le exigirá que la suma de sus emisiones no supere la suma de las emisiones permitidas a cada uno de ellos individualmente.

Este instrumento permite reducir los costes totales de control de la contaminación, pues cada agente decide la forma más económica de alcanzar los niveles exigidos (eficiencia económica). Así mismo, al estar complementados por dichos máximos, es un mecanismo eficaz para lograr los objetivos ambientales fijados (eficacia) [Pearce, D.W. and Turner, R.K., 1995]. A pesar de estas opiniones favorables a esta técnica de mercado aplicada a la reducción de contaminantes, se pueden encontrar en la literatura visiones negativas de ella [Doninger, 1985].

2.3.3 Instrumentos estratégicos

Aunque la gestión privada del medio ambiente y la introducción de mecanismos de mercado van apareciendo en diversos países y con resultados positivos, la protección del entorno sigue necesitando la intervención gubernamental y de organismos públicos. Este es el caso de los mecanismos de carácter estratégico, que en el desarrollo de ciertas actividades, se encargan de planificar los recursos y hacerlos funcionar, de manera socialmente óptima, o cuanto menos, aceptable. Se puede pensar en dos tipos de intervención estratégica.

a) Estrategias de planificación

Casi la mayoría de las medidas de control y reducción de la contaminación aluden a la regulación de las distintas actividades en alguna de las fases de su desarrollo. De esta manera se controlan los vertidos procedentes de una fábrica, las emisiones en los gases de salida de un foco emisor, las aguas residuales, etc. Por el contrario, las *estrategias de planificación* son todas aquellas políticas, directrices y objetivos que utiliza la Administración para que la asignación de recursos de una actividad se realice bajo criterios de mínimo coste para la sociedad y mínimo (o aceptable) impacto en el medio ambiente.

Es verdad que algunos de estos objetivos se pueden conseguir también a través de otros de los instrumentos ya vistos, como los económicos, pues si, por ejemplo, una tasa por unidad de emisión es suficientemente elevada, puede ser causa de un cambio en la planificación de los recursos de la empresa propietaria del foco. Además, las distinciones entre los instrumentos económicos y los instrumentos de regulación no son tan claras, ya que son frecuentes las combinaciones de ambos [Pearce, D.W. and Turner, R.K., 1995]. Pero en este punto se van a describir algunas de las directrices y criterios que se establecen explícitamente desde los organismos competentes. Algunas de las aplicaciones de estas medidas se exponen a continuación. Generalmente, se establecen en sectores y actividades con repercusiones ambientales importantes: el sector energético, el químico, el del agua, el del transporte, etc.

- **Políticas de Investigación y Desarrollo**

Se trata de políticas diseñadas por la Administración que establecen las líneas que deben ser prioritarias en los planes de Investigación de las empresas que desarrollan sus actividades en un sector. Contribuyen de una forma determinante al desarrollo de nuevas tecnologías anticontaminantes, de control y reducción de emisiones, de medida, etc., y en general, de la puesta de la tecnología y la investigación al servicio de la protección ambiental.

Suelen ser estrategias de medio y largo plazo (desde 1 año hasta 5 ó 10, generalmente) y a veces van apoyadas de otros mecanismos económicos como inversiones, subvenciones, apoyo científico, desarrollo de programas internacionales y nacionales de transferencia de tecnología, etc.

- **Promoción de actividades y/o tecnologías “limpias”**

En este campo las principales líneas de actuación van dirigidas al apoyo de procesos innovadores de producción y de nuevos equipos cuyo objetivo fundamental es el de respetar y mejorar el medio ambiente. En el caso del servicio eléctrico, las energías renovables suponen una opción cada vez más importante a nivel mundial, por su escasa incidencia sobre el entorno y por su efectiva preservación de otros recursos agotables. Es necesario fomentarlas, especialmente en las aplicaciones ya competitivas con otras energías.

Una vía de actuación sería la búsqueda de coordinación entre los organismos reguladores del sector en cuestión y la Administración; es lo que se denominan Acuerdos voluntarios entre un sector y la Administración (priorización de inversiones, gradualidad, compromisos conjuntos, asesoramiento, difusión tecnológica, aplicación de recursos públicos). A nivel internacional, es importante cuidar las relaciones comerciales con países que desarrollen este tipo de tecnologías con el fin de generar colaboraciones, sobre todo cuando la capacitación propia es limitada o la industrialización y comercialización de los desarrollos exigen dimensiones superiores a las del país.

- **Política de planificación de recursos**

Existen sectores en los que la planificación (decisiones de inversión, construcción, puesta en marcha o retirada) de los recursos se realiza bajo la intervención del Estado, tanto en el ámbito financiero (carácter público de las empresas) como en el sentido de la regulación. En ellos la planificación de recursos se lleva a cabo por el organismo público competente, elaborando un plan de recursos, incluyendo objetivos como la diversificación de recursos, materias primas o mano de obra, la eficiencia económica, el mínimo coste total, objetivos medioambientales, entre otros. Estos objetivos pueden obtenerse seleccionando los recursos necesarios premiando o penalizando éstos en función de su cumplimiento de los criterios elegidos. Este tipo de selección pueden llevarla a cabo de forma similar las empresas, introduciendo los criterios deseados en sus procesos de planificación de nuevo equipamiento.

b) Estrategias de operación o funcionamiento

Una vez decididos los recursos, se deben tomar las decisiones de medio y corto plazo (generalmente, de menos de 1 año), de utilización de las instalaciones existentes. Son pautas de operación de los recursos (fábricas, centrales de producción de energía, embalses, plantas de gestión de residuos contaminantes) de forma que se minimicen las emisiones o los impactos al medio ambiente.

- **Promoción del ahorro y la eficiencia en el uso de ciertos productos**

Cuando un bien o servicio en su proceso de fabricación o desarrollo, produce un impacto sobre el medio ambiente no despreciable, su consumo puede ser moderado u optimizado en busca de la eficiencia, reduciendo su interacción con el entorno. Estas medidas pueden perjudicar a las empresas (el interés de una empresa es vender); por ello es importante que detrás de ellas se encuentren contraprestaciones de algún tipo que complementen las posibles pérdidas que se generen. Las contraprestaciones son por ejemplo, ahorros en reciclados de los residuos, en distribución, así como un ahorro debido al

cambio en los patrones de consumo de ciertos bienes o servicios (e.g., cambio de periodos de alto consumo a periodos de menor consumo, etc.). Estas últimas se denominan técnicas de Gestión de la Demanda (Demand Side Management, DSM) y son todas las actividades cuyo objetivo común es influir sobre el uso que los clientes hacen de un producto o servicio, de forma que se produzcan los cambios deseados en demanda de dichas empresas.

Algunas de sus aplicaciones consisten en el etiquetado de equipos, a sistemas de gestión y uso de materias primas más limpias y al diagnóstico del uso de productos. También el apoyo a aquellos procesos industriales que aprovechan los subproductos de fabricación para la producción de otro (e.g., la cogeneración).

- **Operación bajo criterios determinados**

Entre un conjunto de fábricas de una misma empresa, el funcionamiento de cada una de ellas y su aportación al rendimiento global, puede regirse por criterios de diversa índole: *económico*, produciendo con las fábricas de menor coste variable; *medioambiental*, produciendo con aquéllas que en conjunto contaminen menos; *de empleo*, produciendo en función de los recursos humanos necesarios; *de fiabilidad*, produciendo con las fábricas más seguras o nuevas. Generalmente es el criterio económico el que marca la prioridad entre las plantas; no obstante, a este coste podrían añadirse las externalidades que produzca la fabricación y así considerar en conjunto los costes sociales (ver apartado 3.2.1).

Uno de los mecanismos de reducción de la contaminación global que se considera en esta tesis es el uso de criterios de operación novedosos, aplicados al sector de la generación eléctrica en su globalidad, siendo uno de los objetos de esta tesis el análisis de distintos criterios aplicados a un sistema eléctrico, bien individualmente, bien combinados. Conviene por tanto profundizar más en la aplicación de estos instrumentos (reglamentarios, económicos y estratégicos) a las actividades de la industria eléctrica.

2.4 Planificación y explotación de la generación de energía eléctrica bajo criterios medioambientales

La actividad de generación de energía eléctrica, que a menudo involucra grandes reacciones de combustión, es una de las fuentes principales de la contaminación atmosférica. En efecto, se puede comprobar cómo la producción de energía mediante combustibles fósiles es una parte importante en la mayoría de los sistemas eléctricos del mundo (ver Tablas 2.2, 2.3 y 2.4).

Además, solamente con observar la normativa en contaminación atmosférica se percibe que se dedica gran parte a controlar las grandes instalaciones de combustión generadoras de energía eléctrica. Claro está que existen sistemas cuya generación térmica es pequeña, realizando su producción mediante tecnologías nuclear, hidroeléctrica, etc. como es el caso de Noruega o Francia. Pero si consideramos la mayoría de los países de la O.C.D.E. y otros muchos en el mundo, según la Tabla 2.2, en 1991 la generación térmica resultaba ser mayor del 60% como media.

Este ratio es determinante a menudo en cuanto a una seria *identificación* de la planificación medioambiental de un país con la planificación energética del país en cuestión. O dicho de otra forma, la planificación energética debe tener siempre en cuenta los efectos en el entorno que produce y tratar de reducirlos al mínimo, utilizando los instrumentos de control adecuados. Estos pueden ser económicos, directos o estratégicos. Estos últimos son los que se describen a continuación pues se trata de criterios para realizar la planificación de los nuevos recursos de un sistema eléctrico y la operación de los recursos existentes de forma que se minimice el impacto ambiental de todos ellos.

PAÍS/ZONA	CONSUMO TWh	CARBÓN %	FUEL-OIL %	GAS %	NUCLEAR %	HIDROEL./ OTRAS %
Alemania	539	58	3	8	27	3
Australia	157	77	2	10	0	10
Canadá	508	18	3	2	17	61
España	156	38	7	2	36	18
EE.UU.	3213	55	4	12	20	9
Francia	455	9	3	1	73	14
Italia	222	13	47	18	0	22
Japón	888	15	30	19	24	12
Noruega	111	0.3	0	0	0	99
Reino Unido	322	65	9	2	22	2
Suecia	148	3	1	1	52	43
O.C.D.E.	7247	40	9	11	24	17
No O.C.D.E.	4833	36	15	18	8	23
MUNDIAL	12080	38	11	14	17	19

Tabla 2. 2. Distribución de la generación de electricidad por tecnologías en el mundo (%) (1991) (calculados a partir de datos de la producción con combustibles fósiles de informes de la O.C.D.E. (1992, 1993) y U.N. (1993)).

PAÍS/ZONA	1991*			2000*		
	CO ₂ (Tt)	SO ₂ (Gt)	NO _x (Gt)	CO ₂ (Tt)	SO ₂ (Gt)	NO _x (Gt)
Alemania	102	2936	1244	104	2886	1292
Australia	39	1136	473	52	1542	632
Canadá	31	912	373	37	1067	454
España	20	602	236	30	769	376
EE.UU.	599	16881	7348	620	8950	6750
Francia	16	449	188	20	528	242
Italia	36	804	407	57	1294	695
Japón	118	227	272	124	235	282
Noruega	0	3	1	0	2	1
Reino Unido	70	2096	817	63	1597	782
Suecia	2	46	20	3	52	30
O.C.D.E.	1103	27854	12251	1200	21248	12696
No O.C.D.E.	787	19801	9606	1220	31555	14776
MUNDIAL	1875	47263	21688	2420	52804	27472

Tabla 2. 3. Emisiones de CO₂, SO₂ y NO_x procedentes de la generación de electricidad a partir de combustibles fósiles (1991)* (proyecciones para el año 2000) (calculados a partir de datos de la producción con combustibles fósiles de informes de la O.C.D.E. (1992, 1993) y U.N. (1993)).

PAÍS/ZONA	Kg CO ₂ /KWh	Kg SO ₂ /KWh	Kg NO _x /KWh
Alemania	0.19	5.52	2.31
Australia	0.25	7.24	3.01
Canadá	0.06	1.80	0.73
España	0.13	3.86	1.52
EE.UU.	0.19	5.25	2.29
Francia	0.04	0.99	0.41
Italia	0.16	3.62	1.81
Japón	0.13	0.26	0.31
Noruega	0.00	0.02	0.01
Reino Unido	0.22	6.50	2.54
Suecia	0.01	0.31	0.14
O.C.D.E.	0.15	3.84	1.69
No O.C.D.E.	0.16	4.10	1.99

Tabla 2. 4. Emisiones de CO₂, SO₂ y NO_x procedentes de la generación de electricidad a partir de combustibles fósiles por kWh (1991) (calculados a partir de datos de la producción con combustibles fósiles de informes de la O.C.D.E. (1992, 1993) y U.N. (1993)).

2.4.1 Políticas de control de la contaminación en la planificación de la generación eléctrica

En un sistema eléctrico participan una serie de agentes contaminantes y un sistema o conjunto de sistemas ambientales receptores muy complejos. Esto requiere que en la regulación de la contaminación producida se utilicen sofisticados sistemas que combinen instrumentos económicos de control directo y estratégicos (ver apartado 2.3), así como altos niveles de información. Por otro lado, las políticas de control dependen de la regulación y estructura económica del sector eléctrico en cuestión (como se ha visto en el apartado anterior). A continuación se presenta un conjunto de los mecanismos de control de la contaminación en las decisiones de planificación de los recursos de generación utilizados actualmente.

- **Planificación Integrada de Recursos (IRP)**

Tradicionalmente se ha considerado la demanda como una variable exógena en la gestión de los sistemas de energía eléctrica, de forma que las empresas han planificado y, en su inmensa mayoría, aún planifican considerando que sus opciones se reducen exclusivamente a las referentes a la oferta, buscando suministrar la demanda al mínimo coste mediante una combinación óptima de recursos, cumpliendo con los requisitos de fiabilidad y seguridad de suministro. Sin embargo, una serie de motivos, entre los que se encuentran las dificultades económicas y regulatorias de algunas compañías eléctricas para expandir su parque generador, las consideraciones de impacto ambiental y la preocupación de las entidades reguladoras y de las empresas por encontrar las verdaderas soluciones de mínimo coste, han conducido a numerosas experiencias que coinciden en incluir las acciones sobre la demanda entre las opciones de planificación y gestión de la explotación de los sistemas eléctricos [EPRI, 1991], [NARUC, 1988].

Surge así el concepto de *planificación integrada de recursos (IRP)*, que busca encontrar un equilibrio entre las alternativas del lado de la oferta y las que consisten en acciones de gestión de la demanda (reducción y/o mejora de eficiencia en el consumo y, en general, modificaciones beneficiosas de la curva de carga) con un coste mínimo para la sociedad [Almeida, A.T. et al. (eds.), 1994]. Además, las externalidades medioambientales también se consideran en el proceso de evaluación de los recursos [Sioshansi F.P., 1992]. Esto pone de manifiesto que la IRP proporciona dos vías complementarias de reducción de la contaminación de la generación tradicional: las emisiones evitadas al promover la eficiencia y los recursos del lado de la demanda y el apoyo vía externalidades de las energías de menores costes sociales.

La mayoría de los estados de EE.UU. requieren implícita o explícitamente, que las compañías eléctricas lleven a la práctica la IRP. Así se han desarrollado multitud de programas de eficiencia y ahorro energético,

promovidos tanto por los entes reguladores como por las empresas (debido a su estructura de compañías verticalmente integradas) con el incentivo de los ahorros resultantes en explotación y de evitar o retrasar nuevas inversiones. Aunque según un esquema estricto de remuneración de coste de servicio tradicional, estos ahorros serían transferidos íntegramente a los consumidores, existen diversas implicaciones beneficiosas, monetarias o no, para la compañía eléctrica por reducir el coste de suministro. Además, las entidades reguladoras pueden añadir incentivos económicos adicionales para fomentar estas actividades cuando resulten en pérdidas para la compañía eléctrica por sus posibles efectos sobre los ingresos netos, pero sean rentables a la sociedad en su conjunto.

En un *marco regulatorio tradicional* la remuneración de los servicios de generación, distribución y transporte se basa en el coste reconocido de servicio. Las señales de precios que se envían a los consumidores no corresponden en general a los costes marginales reales incurridos en cada momento, con la consiguiente distorsión en la eficiencia económica. Aún así, es posible establecer una remuneración basada en el coste reconocido de servicio con tarifas mayoristas pseudo-marginalistas dirigidas exclusivamente hacia el consumo, como es el caso de la tarifa verde en Francia o de la metodología Peak Load Pricing implantada en muchas compañías norteamericanas y en algunos países europeos. Este tipo de tarifas encaja bien con el establecimiento de acciones de gestión de la demanda encaminadas a promover el uso eficiente de la energía, en particular si son capaces de responder a las condiciones reales de explotación.

En un *marco regulatorio competitivo* (i.e. mercado de libre competencia) conceptualmente no sería necesario establecer ningún tipo de mecanismo incentivador de la eficiencia energética ya que las señales de precios enviadas a los consumidores reflejarían exactamente los costes incurridos, resultando en una respuesta óptima del consumidor, tanto en consumo como en inversiones. Para ello es preciso que al consumidor le llegue la señal lo más clara posible y que tenga capacidad y medios para responder a ella. Esto depende de la regulación específica de cada mercado y del nivel de sofisticación técnica y naturaleza de la carga de los consumidores.

En algunos países, la planificación se realiza mediante *subastas* o *concursos* en los que compiten las opciones según diferentes parámetros como el precio, la tecnología, la potencia y energía disponibles, etc. y cada vez más, se añaden parámetros medioambientales [Goldman C., Bush J., 1993], [Hill L.J., Hirst E., Schwetzer M., 1992]. La forma de introducirlos suele ser mediante premios y penalizaciones, sistemas de puntuación o asignación de las externalidades pertinentes. Los premios o penalizaciones suelen tomar la forma de decrementos o incrementos porcentuales en el precio de los recursos. Los sistemas de puntuación se suelen utilizar en licitaciones competitivas de obtención de recursos. Consisten en ponderar mediante la

asignación de puntos a cada uno de los atributos (precio, potencia, tecnología, emisiones o impacto ambiental,...), los diferentes recursos que se presenten. El peso de los factores medioambientales es aquí decisivo. Por último la valoración económica de los costes y beneficios asociados a cada opción, suele realizarse mediante la atribución de un coste por unidad de contaminante emitida; por eso generalmente se concentra en las opciones de generación, pues existe menos experiencia en calcular los costes y beneficios externos de las opciones de DSM.

Las experiencias de licitaciones competitivas de asignación de recursos que introducen el factor medioambiental son frecuentes en Estados Unidos, en gran parte debido a la presión de las comisiones reguladoras. En Europa comienzan poco a poco a comprobar la planificación mediante IRP, identificando estrategias de adquisición de recursos de oferta y de demanda. En el caso español, la ley 40/94 de Ordenación del Sector Eléctrico Nacional (LOSEN), en el Artículo 23, menciona el impacto ambiental como atributo a considerar (ver apartado 3.2) y cita explícitamente la posibilidad de calcular el valor monetario de dicho impacto.

- **Externalidades en la planificación de recursos**

Las externalidades medioambientales (ver apartado 3.2.1) en el caso del producto o servicio de la energía eléctrica son todos aquellos impactos producidos en el entorno que, no están incluidos en el precio de la electricidad. Siendo la valoración de estos impactos elevada, se hace indispensable introducirla en las tareas de planificación y explotación de los recursos del sector y, posteriormente, en el precio de la electricidad [Bakken, J.I., Lucas, N., 1996].

La introducción de externalidades en las decisiones de planificación de recursos es uno de los pocos instrumentos regulatorios que consideran las *emisiones residuales* que quedan una vez cumplidas las medidas reglamentarias (estándares, límites, etc.) o que no están cubiertas por ellos (e.g., CO₂). Pero frente a esto existe cierta controversia en tres aspectos [Rabl, V.A., Almeida, A.T. et al. (eds), 1994].

Primero, las empresas consideran que una vez cumplidos los límites estrictos de la regulación, no deben ser penalizados por las emisiones residuales. Suponiendo que los estándares respondieran a lo que la sociedad está dispuesta a pagar por mantener una determinada calidad del medio ambiente, el pretender aumentarla mediante costes adicionales sobre las nuevas emisiones queda fuera del óptimo económico social. En segundo lugar, se argumenta que el sector eléctrico no debe ser el único gravado, dejando impunes a otra serie de industrias de carácter igualmente contaminante. En tercer lugar, se alude al neonacimiento de la valoración de las externalidades medioambientales, con la imprecisión e incertidumbre que todavía

manifiestan. Esto se suele combatir con la idea de que es mejor asignar un valor imperfecto que el valor cero.

Existen ya abundantes iniciativas de obtención de las externalidades tanto en Norteamérica, como en la Unión Europea [Wiel, S., 1995]. En el caso de la energía, la investigación comenzó a finales de los años ochenta, con dos principales iniciativas: las de Olav Hohmeyer [Hohmeyer, O., 1988] en Alemania y de Richard Ottinger [Ottinger, R., et. al., 1990] en Estados Unidos. Más adelante se comenzaron estudios entre la UE y los EE.UU. en este ámbito. Actualmente, existe un programa de investigación en Europa denominado ExternE que pretende obtener los costes externos de los diferentes ciclos de combustible de la generación eléctrica. Las externalidades de los recursos de DSM también deben tenerse en cuenta [Chattopadhyay, D, Banerjee, R., Parikh, J., 1994]; no existe aún una investigación madura en este campo y los análisis realizados (tipo life cycle analyses o cradle-to-grave, “de la cuna a la tumba”), admiten que los impactos de estos recursos son relativamente pequeños. Sigue estando aún la parte de la planificación integrada por desarrollar.

Suponiendo que se valoraran razonablemente las externalidades una vez identificadas, deben internalizarse en las tareas de regulación, planificación y operación. Así, en un proceso de IRP se considerarán en pie de igualdad las opciones de generación junto con los programas de DSM. La IRP ya ha obtenido sus frutos iniciales en Estados Unidos, en donde existen ya abundantes iniciativas de incorporar todo tipo de recursos en los procesos de selección además de incorporar los costes medioambientales. También se están sumando las introducciones de estos costes en la regulación, ya que es compatible con la regulación actual y con los procesos de licitación competitiva.

Esta tesis concede menor importancia a la introducción de aspectos medioambientales en la planificación que en la explotación, debido a que las herramientas que se han desarrollado ponen más énfasis en el medio y corto plazo que en largo plazo. Además, las aplicaciones que se elaboran como parte de esta tesis, se realizan sobre el sistema eléctrico español, en donde, como se verá, las decisiones de planificación quedan, en los próximos años, en un nivel indicativo o en manos de los agentes. A pesar de esto, también se profundizará en algunas cuestiones de este otro ámbito.

2.4.2 Estrategias de operación de la generación eléctrica bajo criterios medioambientales

Los grupos generadores han sido tradicionalmente despachados bajo criterios de mínimo coste de combustible -despacho económico o flujo óptimo de cargas- sin

considerar la contaminación producida ni otros criterios similares. La consideración de la contaminación en las decisiones de medio y corto plazo es algo novedoso, que todavía encuentra reticencias a implantarse en los sistemas reales. Pero debido, entre otras razones, a la cada vez más exigente normativa medioambiental y a la sensibilidad de la sociedad, comienza a ser fundamental la apertura a este tipo de estrategias alternativas.

Como se ha visto, las plantas generadoras de tecnologías fósiles que utilizan carbón, fuel-oil, gas natural o mezclas de estos combustibles como fuentes energéticas, producen emisiones atmosféricas -entre otros efectos nocivos al entorno- que dependen de la calidad y del tipo de combustible utilizado. El carbón produce partículas como cenizas y óxidos de carbono, de azufre y de nitrógeno como emisión gaseosa. En menor medida pero con los mismos contaminantes sucede en la generación eléctrica con fuel-oil y gas natural. Una gran parte de la energía mundial se realiza con estas tecnologías (ver Tabla 2.2) y no se puede despreciar su efecto en la mayoría de los sistemas.

Se han tomado muy diversas medidas de reducción de la contaminación en un sistema eléctrico, como se ve, desde el punto de vista técnico, económico y estratégico. En general se puede hablar de tres tipos o conjuntos de decisiones [Talaq, J.H., Hawary, Ferial and M.E., 1994a]:

- **Adición de equipos anticontaminantes**

Se trata de cualquier tipo de equipamiento adicional a la instalación de combustión que se aplica al proceso previo a la combustión, a la combustión misma o en la post-combustión o en los gases de salida de la chimenea. Se trata de utilizar medios químicos o físicos que permitan reducir la concentración de las sustancias contaminantes en dichas etapas. Lavado del combustible, cambios en los quemadores, filtros, precipitadores electrostáticos, lechos de desulfuración, etc., son algunos de ellos. Requieren, además de un tiempo considerable de diseño, de prueba y de instalación, de una inversión grande de inmovilizado.

- **Cambio de combustibles**

Cambiando o mezclando combustibles de mejor calidad (es decir, con menor poder contaminante), se pueden reducir en grandes proporciones las emisiones. La combinación de combustibles dependerá del precio, de las calidades de los combustibles complementarios y de las limitaciones técnicas de la caldera.

- **Estrategias de explotación económico/medioambientales**

Despachar las centrales de un sistema eléctrico incluyendo criterios de carácter medioambiental es otra de las medidas disponibles sin necesidad de cambios de equipamiento en las plantas. Existen diferentes formas de implantar estos criterios, muchas veces mediante combinaciones más

razonables con los criterios de tipo económico, de fiabilidad, etc. Un caso particular relevante, es la minimización directa del coste social total, coste formado por la suma de los costes de producción y de las externalidades medioambientales.

El primer conjunto de decisiones requiere la realización tanto de diseño como de instalación de nuevo equipamiento sobre el existente y el segundo puede suponer modificar las calderas del equipo existente para utilizar combustibles distintos. Sin embargo, el tercer conjunto de decisiones solamente necesita de pequeñas modificaciones en los programas de despacho que incluyan las emisiones atmosféricas y nuevas funciones de optimización. En la literatura técnica, existen diversas opciones de modelado de los criterios y estrategias cuyo objetivo común es reducir las emisiones enviadas a la atmósfera por la generación eléctrica [Lamont, J.W., Obessis, E.V., 1994].

Esta tesis se centra en este tercer grupo de decisiones incluyendo algunas del segundo grupo como es la mezcla o cambio a otro combustible más limpio. Para ello su núcleo principal lo constituye una herramienta compleja de simulación de un sistema eléctrico que permita realizar evaluaciones de estrategias de explotación. En efecto, las personas encargadas de realizar y analizar la explotación de un sistema necesitan de instrumentos de apoyo entre los que se encuentran estos modelos, que obtienen los principales parámetros de funcionamiento del sistema. En esta tesis se presenta una herramienta matemática que representa el sistema eléctrico mediante la formulación de un problema de optimización de la operación de las tecnologías de generación bajo un criterio y en un plazo determinados.

Existen varios aspectos que caracterizan estas herramientas. En primer lugar sobre la formulación de los objetivos concretos de optimización. En general, los trabajos se dirigen a reducir las emisiones totales o la concentración de las mismas en los gases de salida o en un área cercana. Y esto puede hacerse mediante su introducción en los objetivos de la optimización o en las restricciones. También se han realizado amplios trabajos en el modelado de las emisiones gaseosas de la generación.

a) Formulación de estrategias y objetivos

Existen numerosas estrategias cuyo objetivo común es el de reducir las emisiones contaminantes de la generación térmica [Talaq, J.H., Hawary, Ferial and M.E., 1994a]. Podemos destacar algunas de ellas.

- **Minimización del coste con restricciones medioambientales.** Es el despacho económico típico ([Heslin, J.S., Hobbs, B.F, 1989], [Talaq, J.H., Hawary, Ferial and M.E., 1994b], [Talaq, J.H., Hawary, Ferial and M.E., 1994c]), pero entre las restricciones de operación se incluyen las de máximas emisiones, máximas concentraciones de sustancias contaminantes, mínimos rendimientos de desulfuración, mezclas mínimas con combustibles más limpios, etc. El coste de explotación puede incluir coste de combustible, de operación y mantenimiento, de

arranque, de fungibles, de stocks, etc. Otra forma de expresar esta estrategia es utilizando una función de costes totales que incluyan las externalidades o costes externos de generación. Esto requiere de un análisis y cuantificación de dichos costes para cada uno de los generadores del sistema.

- **Minimización de la utilización de combustible.** En sistemas con un consumo intensivo de combustibles “sucios” a veces es conveniente limitar el consumo de éstos, realizando mezclas o cambiándolos -incluso modificando las calderas de los generadores- por otros menos contaminantes. La función objetivo puede expresarse como minimización de las termias o toneladas consumidas en el sistema o por un conjunto de generadores de un tipo de combustible.
- **Minimización de la suma ponderada de coste y emisiones.** Es otra posibilidad de unir el criterio económico con el medioambiental. La dificultad estriba en este caso en estimar los pesos para cada componente de la función objetivo, que está relacionado con el cálculo de los costes externos de las emisiones. Si el factor o peso del coste se hace cero, la estrategia es la de minimización de las emisiones; si es al contrario, se trata de la estrategia de minimización del coste de explotación. Esta técnica introduce relaciones de frontera o *trade-off* entre el coste y las emisiones. Como se trata de funciones enfrentadas (coste y emisiones) no se pueden minimizar al mismo tiempo, pero si se pueden obtener soluciones ponderándolos con diferentes pesos, obteniendo la curva *trade-off* entre el coste y las emisiones.
- **Minimización de los costes sociales.** Los costes sociales están formados por la suma de los costes directos y de los costes externos medioambientales (externalidades) de la producción de energía eléctrica. Requiere de la estimación de las externalidades primero cuantificando el daño producido y después el coste asociado a dichos daños. Posiblemente se trate de la estrategia que proporcione los resultados más realistas contando con buenas estimaciones de los costes medioambientales; el problema reside en dicha estimación.
- **Minimización de las emisiones totales.** También se conoce como *despacho de emisiones*. En ella la explotación se realiza minimizando las emisiones de cualquier sustancia contaminante de todas las tecnologías del sistema en un plazo determinado. Es decir, no se diferencia por tipo de emisión (SO_2 , NO_x , etc.) sino que se suman todas ellas minimizando el conjunto. Como caso particular se puede ponderar el efecto de cada tipo de sustancia en la función objetivo.
- **Minimización de las emisiones de SO_2 , NO_x , de partículas.** Es una estrategia más común pues permite controlar por el explotador cuál es la sustancia que prefiere reducir, aunque muchas veces sea a costa de aumentar otras emisiones [Lamont, J.W., Obessis, E.V., 1994].
- **Minimización de las emisiones con restricción del coste.** Esta estrategia entra dentro del conjunto de despachos económico/medioambientales ([Hillsman, E.L.,

Alvic, D. R., Bennett, J.B. 1994], [Hobbs, B.F., Huang, W., 1993], [Manetsch, T.J., 1994], [Rahman, S., de Castro, A., 1993], [Rahman, S., de Castro, A., 1994], [Ramanathan, R., 1994]). Es más realista que la primera estrategia pues en la primera se pueden obtener valores del coste de explotación inaceptables. Se realiza el despacho de emisiones pero no se permite que el coste pase de un límite máximo.

También es interesante realizar esta estrategia de explotación mediante técnicas de *goal-programming* o multiobjetivo en las que primero se minimiza una función para luego optimizar la segunda pero restringiendo el valor de la primera.

La aplicación de esta tesis a un sistema real permitirá modelar algunas de estas alternativas y comprobar sus efectos.

b) Formulación de restricciones medioambientales

Las restricciones de carácter medioambiental sobre las emisiones gaseosas que se imponen a la explotación en un problema de optimización de la explotación de un sistema eléctrico pueden ser de muy diversas clases:

- *Máximas emisiones de una sustancia del sistema en el plazo de estudio.*
- *Máximas emisiones totales del sistema en el plazo de estudio.*
- *Máximas emisiones de una sustancia en un periodo determinado.*
- *Máximas emisiones de una sustancia de un generador o conjunto de generadores en el plazo de estudio.*
- *Máxima concentración de una sustancia en los gases de salida de cada generador.*
- *Mínimo rendimiento del equipo anticontaminante (e.g., desulfuración)*
- *Máximo contenido en una sustancia en el combustible utilizado*
- *Mínima mezcla con combustibles menos contaminantes en ciertos grupos.*

En general, todas estas restricciones vienen dadas por la normativa vigente en cada sistema en materia de contaminación atmosférica para las instalaciones generadoras. En el caso de aplicación de esta tesis se imponen los límites que dicta la normativa actual vigente.

c) Modelado de las emisiones

Las emisiones atmosféricas principales que produce la generación fósil son el dióxido de azufre o anhídrido sulfuroso (SO_2), los óxidos de nitrógeno (NO_x), las partículas y el anhídrido carbónico (CO_2). En general, las estrategias de despacho de la generación de un sistema eléctrico con criterios medioambientales solamente consideran las dos primeras sustancias. No se conocen modelos de sistemas eléctricos que consideren las emisiones de metales pesados, amoníaco,

sulfuro de hidrógeno, hidrocarburos, contaminantes menos importantes, para realizar el despacho de los grupos térmicos.

Una breve descripción de los modelos de emisiones más comunes aparecen en [Lamont, J.W., Obessis, E.V., 1994] y en [Talaq, J.H., Hawary, Ferial and M.E., 1994a]. Los modelos que se han desarrollado dependen de muy diversos factores, pero obviamente dependen del tipo de emisión que se quiera analizar. Por otro lado, los modelos son funciones de diversos parámetros como las condiciones de la combustión, las características del combustible consumido, los datos técnicos del grupo y el estado del grupo. En el capítulo 4 se describen los modelos más comunes en la literatura técnica, así como el desarrollado en esta tesis.

2.5 Referencias

- Allaby, M., “A Dictionary of the Environment”, *The Macmillan Press*, UK, 1984.
- Almeida, A.T. et al. (eds.), “Integrated Electricity Resource Planning”, *Kluwer Academic Publishers*, Netherlands, 1994.
- Bakken, J.I., Lucas, N., “Integrated resource planning and environmental pricing in a competitive and deregulated electricity market”, *Energy Policy*, vol. 24, pp. 239-244, 1996.
- Baumol, W.J. and Oates, W.E., “The Theory of Environmental Policy”, *Prentice-Hall, Inc.*, Englewood Cliffs. New Jersey, 1975.
- Chattopadhyay, D, Banerjee, R., Parikh, J., “Integrating Demand Side Options in Electric Utility Planning: A Multiobjective Approach”, *IEEE Transactions on Power Systems*, SM 1994.
- Doninger, “The Dark Side of the Bubble”, *Environmental Forum*, vol. 32, 1985.
- Durán López, A., “El sector eléctrico español en la Europa de 1993”, Capítulo 27: “Repercusión ambiental del empleo del carbón en la generación de energía eléctrica”, *Economistas Libros*, 1993.
- EPRI, “Utility planning and evaluating environmental externalities”, Decision support methods for the EPI, July 1991.
- Fisher, A.C., “Resource and Environmental Economics”, *Cambridge O. Press*, 1991.

- Franco Sala, L., “Política Económica del Medio Ambiente. Análisis de la Degradación de los Recursos Naturales”, *Cedecs Editorial*, Barcelona, 1995.
- Gallego Gredilla, J.A., “Medio ambiente: la política del sector público en España”, *Boletín Informativo del medio Ambiente (CIMA)*, M.O.P.U., vol. 10, abril 1979.
- Goldman C., Bush J., “When demand side management competes in an electric resource solicitation”, *UTILITIES POLICY*, April, 1993.
- Heslin, J.S., Hobbs, B.F. ”A multiobjective production costing model for analyzing emissions dispatching and fuel switching”. Cleveland. *IEEE Transactions on Power Systems*. 1989.
- Hill L.J., Hirst E., Schwetzer M., “The process of integrating IRP and supply resources in electric utility planning”, *UTILITIES POLICY*, April, 1992.
- Hillsman, E.L., Alvic, D. R., Bennett, J.B. “The Bureau of Mines Electric Utility Model”. *Operations Research*, Vol. 42, No. 6, November-December, 1994.
- Hobbs, B.F., Huang, W. “Optimal SO₂ compliance planning using probabilistic production costing and Generalized Benders Decomposition” *IEEE Transactions on Power Systems*. 1993.
- Hohmeyer, O., “Social Costs of Energy Consumption: External Effects of Electricity Generation in the Federal Republic of Germany”, *Berlin: Springer-Verlag*; 1988.
- Jiménez Herrero, L.M., “Medio ambiente y desarrollo alternativo. Gestión racional de los recursos para una sociedad perdurable”, *Iepala Editorial*, Madrid, 1992.
- Jaquenod de Zsögön, S., “El Derecho Ambiental y sus principios rectores”, *Dykinson, S.L.*, Madrid, 1991.
- Lamont, J.W., Obessis, E.V. "Emission Dispatch Models and Algorithms for the 1990'S. *IEEE*, SM 1994.
- Makansi, J., “Clean Air Act Amendments: The engineering response”, *Power*, Special report, Junio, 1991.
- Manetsch, T.J. “An Approach to Optimal Planning for SO₂ Emission Compliance”. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 9, No. 4, November, 1994.

- Martín Mateo, R., “Tratado de Derecho Ambiental”, *Editorial Trivium*, vol. 1, Madrid, 1991.
- NARUC, “Least Cost Utility Planing: The demand side: conceptual and methodological issues”, December, 1988.
- O.C.D.E., “Instruments économiques pour la protection de l’environnement”, Paris, 1989.
- O.C.D.E., “La fiscalité et l’environnement. Des politiques complémentaires”, Paris, 1993.
- O.C.D.E., “Politique de l’ environnement. Comment appliquer les instruments économiques”, Paris, 1991.
- Ottinger, R., et. al., “Environmental Costs of Electricity”, *Oceana*, New York, 1990.
- Pearce, D.W. and Turner, R.K., “Economía de los Recursos Naturales y del Medio Ambiente”, *Colegio de Economistas de Madrid. Celeste Ediciones*, Madrid, 1995.
- Rabl, V.A., “IRP, DSM, and the Environment”, Almeida, A.T. et al. (eds.), “Integrated Electricity Resource Planning”, *Kluwer Academic Publishers*, Netherlands, 1994.
- Rahman, S., de Castro, A. "A Framework for Incorporating Environmental Factors into the Utility Planning Process". *IEEE Transactions on Power Systems*. June, 1993.
- Rahman, S., de Castro, A. "Environmental Impacts of Electricity generation: A Global Perspective". *IEEE Transactions on Power Systems*. June, 1994.
- Ramanathan, R. "Emission Constrained Economic Dispatch". *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1994-2000, Vol. 9, No. 4, November 1994.
- Rojas, A., “La regulación del sector eléctrico”, *En Portada*, pg. 80-85, marzo, 1995.
- Sioshansi F.P., “Demand-side management and environmental externalities”, *UTILITIES POLICY*, October, 1992.
- Talaq, J.H., Hawary, Ferial and M.E. “A sensitivity analysis approach to Minimum Emissions Power Flow”. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 9, No. 1, February, 1994c.

- Talaq, J.H., Hawary, Ferial and M.E. “A Summary of Environmental - Economic Dispatch Algorithms”. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 9, No. 3, August, 1994a.
- Talaq, J.H., Hawary, Ferial and M.E. “Minimum Emissions Power Flow”. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 9, No. 1, February, 1994b.
- Wiel, S., “The Science And Art Of Valuing Externalities: A Recent History Of Electricity Sector Evaluations”, *EC Workshop on the External Costs of Energy*, Brussels, Belgium, January, 1995.

3 Un modelo de explotación de medio plazo con consideraciones medioambientales

3.1 Introducción

Las decisiones de explotación y planificación en un sistema eléctrico son de muy diversa índole y muy complejas pues influyen unas en otras, debido a la interacción física tan grande entre las actividades que los constituyen. Esto hace frecuente el uso de herramientas que sirvan de apoyo a los encargados de tomar estas decisiones con criterios de optimalidad, fiabilidad, economía, mínimo impacto ambiental, etc. para todo el sistema en conjunto. Una herramienta muy característica son los modelos de planificación y explotación, que consisten en herramientas de cálculo que pretenden representar lo más fielmente posible el funcionamiento del sistema eléctrico o de un subsistema en particular.

Atendiendo al *horizonte temporal* que abarquen se pueden distinguir modelos de planificación de largo o muy largo plazo, modelos de explotación de medio o corto plazo y modelos de muy corto plazo o tiempo real. Generalmente el largo plazo corresponde a periodos que varían entre 2 y más de 15 años, el medio plazo a periodos entre 1 y 2 años y el corto y muy corto plazo a periodos de menos de 1 hora a varias semanas. Las herramientas de planificación son usuales en decisiones de expansión de la capacidad del equipo generador, de expansión de la red de transporte, de análisis de fiabilidad, hidrologías secas, etc. Una herramienta de explotación de medio plazo se refiere a decisiones anuales como el mantenimiento térmico, la gestión de las aportaciones hidráulicas y de los stocks de combustibles fósiles, estudio de las horas de funcionamiento de los grupos, etc.

Cualquiera de estas herramientas integra muchos engranajes que deben encajar perfectamente para poder obtener resultados coherentes. La *precisión o grado de detalle* en el modelado debe mantenerse en todas las decisiones del modelo, ya que si no, las representaciones más burdas afectarán a las más rigurosas. De forma similar, sucede con el *horizonte temporal*, denominador común de las decisiones a incluir en un modelo y factor decisivo sobre el uso y los resultados que se pretenden obtener de cada herramienta.

El objetivo de esta tesis es el desarrollo de una herramienta de *medio plazo* (de carácter anual) que aporte la información necesaria para la adecuada resolución de decisiones de explotación de un sistema eléctrico. Dicha herramienta contemplará, además de aspectos económicos, de fiabilidad y de operación del sistema, todos ellos tradicionales en este tipo de herramientas, aquellas consideraciones medioambientales que afectan a la actividad de generación.

3.2 Revisión bibliográfica

Un modelo de producción es una herramienta informática diseñada para calcular los costes de explotación futuros, los requerimientos de energía necesaria para cubrir la demanda futura, consumo de combustibles y producciones de las diferentes tecnologías de producción del sistema.

Su uso es muy frecuente en la industria eléctrica como instrumentos de apoyo en la planificación de la construcción de nueva generación, en la explotación de las instalaciones existentes, en la planificación de la compra y almacenamiento de combustibles, en la gestión de los recursos hidrológicos, etc. Su principal objetivo es predecir la generación eléctrica del futuro de forma que se satisfaga la previsión de demanda.

Cualquier modelo de planificación viene ampliamente caracterizado por la relación entre sus objetivos fundamentales y su alcance de utilización.

OBJETIVO DEL MODELO → ALCANCE → USO

El modelo viene entonces definido primero por el *uso* o *función* a la que va a ser destinado y por las decisiones que se pretenden tomar con la ayuda de esta herramienta. Por otro lado aparece el alcance y el horizonte del modelo. El *alcance* se define como el intervalo de tiempo en el que se reproduce la explotación del sistema eléctrico. El *horizonte* se denomina en este contexto, al momento en el tiempo a partir del cual se estudia la explotación. Los modelos pueden abarcar periodos de tiempo muy diversos. En la literatura dan lugar a herramientas muy diferentes ([Booth, 1972], [Bailey, 1963], [Wood, 1972]). Estos parámetros se utilizan entonces para clasificar las herramientas como se puede ver en el cuadro siguiente [Ramos, A., 1990].

Tipo	Alcance	Funciones
Muy largo plazo	10 a 25 años	<ul style="list-style-type: none"> • decisión de expansión del equipo generador • nueva instalación de centrales o retirada de existentes
Largo plazo	2 a 5 años	<ul style="list-style-type: none"> • gestión del ciclo de combustible nuclear • política de utilización de embalses hiperanuales
Medio plazo	1 a 2 años	<ul style="list-style-type: none"> • programación de los ciclos de mantenimiento • gestión de embalses anuales • análisis de cobertura de la demanda • previsiones de consumos de combustibles y costes de explotación
Corto plazo	1 a 4 semanas	<ul style="list-style-type: none"> • funcionamiento de los grupos de bombeo • programación de las paradas en fin de semana de los grupos térmicos
Muy corto plazo	menor de 1 semana	<ul style="list-style-type: none"> • programación semanal y horaria de la generación térmica, hidráulica y de bombeo • decisión sobre arranques y paradas de grupos
Tiempo real	menor de 1 hora	<ul style="list-style-type: none"> • despacho económico de los grupos acoplados a red • control frecuencia/potencia de las áreas de generación • intercambio entre áreas

Tabla 3.1. Conjunto de herramientas de planificación y explotación de la generación.

Centrándonos en los modelos de explotación de medio plazo que es donde se integra la herramienta propuesta en esta tesis, el objetivo principal como ya hemos comentado es determinar la generación futura para satisfacer una demanda y obtener los costes que esto supone. Por ello también se denominan *modelos de costes de producción* [Wood, A.J. and Woollenberg, B.F., 1984]. Se pueden caracterizar mediante diversos atributos:

- **Tratamiento de la aleatoriedad**

Según consideren o no la aleatoriedad en ciertas variables como la demanda, las aportaciones hidráulicas, la disponibilidad de los grupos, etc.,

se denominan modelos *probabilistas* o *deterministas*. Tanto la demanda como la generación de los grupos son variables estocásticas que dependen de factores como la respuesta de la sociedad frente a variables como el clima, la temperatura, la estación del año, etc., o a fallos incipientes de las instalaciones de generación respectivamente. Las aportaciones naturales de agua son también de carácter aleatorio.

Los modelos *deterministas* manejan valores medios esperados o conocidos ignorando la existencia de aleatoriedad. Los modelos *probabilistas* consideran explícitamente la aleatoriedad de estas variables.

- **Tratamiento de las variables de decisión**

Este atributo divide los modelos en dos clases:

1. Modelos de *optimización*. Aquéllos que optimizan una función objetivo en función de ciertas variables de decisión sometida a ciertas restricciones necesarias para obtener una explotación realista, dentro de un periodo determinado.
2. Modelos de *simulación*. Son modelos que reproducen el comportamiento del sistema fijando previamente el valor de todas o ciertas variables de decisión.

- **Representación de la red de transporte**

La reproducción de la operación de un sistema eléctrico admite introducir el funcionamiento de la red de transporte aproximado mediante diversos modelados más o menos complejos. Un modelo de nudo único no modela la red, considerando que toda la demanda y la generación se produce en un único nudo ficticio. Un paso más es suponer un sistema formado por varias áreas interconectadas, siendo cada una un nudo. Si se decide modelar la red existen dos alternativas: mediante la optimización de un flujo de cargas en corriente continua (DC) con o sin las pérdidas por las líneas, o de un flujo de cargas en corriente alterna (AC) con pérdidas que es la opción más sofisticada.

- **Representación de la red hidráulica**

La interconexión entre embalses y grupos hidráulicos del sistema se puede tratar de formas diferentes.

1. Agregar la hidráulica en un único embalse y un único grupo con la capacidad de embalse y la potencia total la suma de las capacidades de los embalses del sistema y las potencias de los grupos del sistema. Una solución más realista es desagregar por subsistemas o cuencas pero continuar sin modelar las conexiones entre ellas.

2. Desagregación del sistema por plantas con embalses conectados entre sí, modelando todas las interacciones de unas con otras (vertidos, turbinaciones, bombeos, etc.)

- **Tratamiento de la demanda**

En modelos probabilistas la demanda se modela mediante funciones de probabilidad o curvas duración-carga que representen las probabilidades de alcanzar distintos niveles de demanda. En modelos deterministas se manejan curvas o escalones de carga esperada para cada periodo del estudio. En modelos de simulación se suele representar la demanda horariamente y se sortea el momento del periodo que llevará asociado una demanda esperada.

Una revisión elaborada sobre modelos de explotación aparece en [Ramos, A., 1990]. Este autor divide en dos familias diferenciadas estos modelos considerando las dificultades de desarrollo de cualquier modelo como combinación de los atributos anteriores. Esto ha fomentado una evolución de los trabajos en dos direcciones de investigación:

- modelos de optimización determinista
- modelos de simulación probabilista

En [Anderson, D., 1972] y [Carpentier, J., 1982] podemos encontrar una amplia descripción de los modelos de optimización determinista que fueron los primeros en desarrollarse. Como sofisticaciones de estos modelos aparecen las primeras herramientas de simulación probabilista ([Baleriaux, H. et al., 1967], [Booth, R.R., 1972] y [Sager, 1972]).

La herramienta que se presenta en esta tesis es un modelo de optimización determinista de medio plazo (alcance anual) que se describe con detalle en este capítulo. Sin embargo, lo más novedoso de ella no es todavía atributo usual en este tipo de herramientas, debido al despacho tradicional de la generación sobre la base de sus costes de combustible y a que las restricciones de operación del sistema no contemplaban las emisiones de sustancias contaminantes al exterior. Por consiguiente, este modelo proporciona, además de los resultados habituales de los modelos de costes de producción, las emisiones atmosféricas de sustancias contaminantes que produce la generación térmica, añadiendo restricciones en la explotación y considerándolas también en la función a optimizar.

En la literatura técnica no encontramos modelos de estas características hasta la década de los setenta con varias referencias, la primera de ellas bien conocida [Gent, M.R. and Lamont, J.W., 1972], [Finnigan, O.E., 1974] y [Zahavi, J., 1975]. Todos estos trabajos muestran despachos económico/medioambientales pero aplicados

sistemas de estudio pequeños (e.g., sistemas solamente térmicos con menos de 10 grupos).

Posteriormente, el desarrollo de esta línea de investigación se paraliza bastante y es a partir de 1990 cuando comienza la etapa más fructífera hasta ahora. Una recopilación de esta etapa se puede encontrar en [Lamont, J.W. and Obessis, E.V., 1995] cuyo título lo pone de manifiesto “*Emission dispatch models and algorithms for the 1990’s*”. Este nuevo énfasis en esta línea de investigación vino provocado en gran parte por la aparición de la normativa estadounidense mucho más exigente en esta materia (contaminación atmosférica de grandes instalaciones de combustión) como fue la Clean Air Act Amendments de 1990.

Las estrategias de despacho con consideraciones medioambientales de los sistemas eléctricos que han sido desarrolladas hasta el momento pueden dividirse en dos categorías fundamentalmente: métodos de *minimización de emisiones* y métodos de *minimización del coste sujeto a restricciones en las emisiones*. Pero todos los trabajos, estén en una u otra categoría, contienen uno o varios de los siguientes aspectos:

- Modelado de las emisiones (modelos de funciones de emisiones, modelos de concentración de las emisiones, modelos de dispersión atmosférica de las emisiones, etc.)
- Estimación del daño producido y del coste del daño
- Formulación de objetivos y estrategias de reducción de emisiones
- Formulación de restricciones sobre emisiones
- Mezclas de combustibles más limpios
- Modelado de políticas energéticas e instrumentos de reducción de emisiones

Hasta el momento solamente se utilizaban tasas constantes de emisiones por kWh producido. Con el trabajo de [Gent, M.R. and Lamont, J.W., 1971] aparecen las primeras funciones de estimación de las emisiones dependientes del combustible consumido y de la potencia del generador. Este trabajo vino originado por la alta contaminación que sobrevino en Los Angeles en aquellos momentos proponiendo un despacho de mínimas emisiones. Estos autores utilizan una función que combina términos polinómicos y exponenciales estimando los parámetros con la información de cada grupo y mediante mínimos cuadrados. En otros trabajos como el de [Rau, N.S., 1995] y [El-Hawary, M.E. et al., 1992] se utilizan funciones polinómicas de segundo grado, ya que después de evaluar hasta cinco modelos distintos, es el cuadrático el que resulta más apropiado. En el capítulo siguiente de la tesis se recogen las funciones más típicas de la literatura técnica.

En cuanto a formulación de objetivos de optimización de la operación existen referencias muy variadas. Dentro de la primera categoría cuyo objetivo principal es encontrar el mínimo en emisiones podemos encontrar trabajos con distintos

planteamientos y resoluciones del problema. En [Ramaraj, N., 1993] la resolución se lleva a cabo mediante la optimización del Lagrangiano que incluye como objetivos paralelos la minimización de las emisiones de partículas en suspensión y de los costes de operación. El caso ejemplo es un despacho de 6 generadores térmicos bajo escenarios de demanda diferentes. El modelado de las emisiones es a través de una función cuadrática y solamente considera estas emisiones realizándose un despacho muy simplificado.

Este otro autor [Talaq, J.H. et al., 1994], en varios de sus trabajos, propone un despacho de mínimas emisiones planteado como un flujo óptimo de cargas. Pero como esto lleva a resultados poco realistas, se añade una cota al coste total de operación para que no aumente excesivamente. Los resultados se observan en las curvas trade-off coste/emisiones en un caso de pocos generadores y un intervalo de tiempo.

Otros autores buscan sin embargo ponderar los dos objetivos principales: el económico y la disminución de emisiones. Así [Gjengedal, T., 1996] propone una metodología de despacho de mínimo costes y mínimas emisiones que incluye las restricciones de operación clásicas y modela el equipo térmico con bastante detalle. Hasta ahora no se ha encontrado ningún trabajo que modele el equipo hidráulico y el de bombeo en la operación del sistema lo cual es un handicap grande en el intento de representar un sistema real.

En [Kermanshashi, B.S. et al., 1990] se lleva a cabo un gran trabajo utilizando la potente técnica de *goal programming* u optimización multiatributo aplicable a este tipo de problemas en los que se enfrentan criterios tan conflictivos. Se trata de una herramienta de decisiones en tiempo real con la que el operador puede definir el mejor punto de operación. Una vez que se ha obtenido la relación de trade-off, se calcula la sensibilidad para obtener el coste marginal medioambiental. El sistema es interesante pero es muy dependiente de que la relación trade-off sea o no correcta. Obtener esta relación correctamente sigue siendo un trabajo difícil. Además la relación calculada aquí puede ser correcta en el muy corto plazo pero puede no ser la mejor para el largo plazo.

[Heslin, J.S. and Hobbs, B.F., 1989] proponen un método para estudiar las curvas trade-off de ambos objetivos. Presentan un modelo que evalúa el coste y el impacto en la tasa de desempleo debidos al cambio en los combustibles utilizados con el objetivo de reducir las emisiones. A pesar de que su trabajo se enfoca hacia el largo plazo y hacia el problema del consumo de otros combustibles alternativos, es un método sistemático para analizar el coste y la relación trade-off con las emisiones producidas.

En [Kuloor, S., et al., 1992] encontramos un *unit commitment* u orden de carga de los grupos generadores y resuelto por relajación lagrangiana incluyendo restricciones de operación y de emisiones, aunque éstas también forman parte de la función objetivo,

que se formula como una ponderación de los costes y de las emisiones. La elección de estos pesos es fundamental en los resultados obtenidos y es difícil obtener esta relación explícitamente.

Este primer conjunto de estrategias puede llevar a resultados poco realistas. Es decir, la minimización de las emisiones contaminantes, en general siempre aumenta el coste del despacho optimizado económicamente [Palanichamy, C. and Srikrishna, K., 1991]. Estos autores abogan por penalizar el incremento de los costes de operación para subsanar de alguna forma este inconveniente. Esto queda plasmado en un despacho de seis generadores.

Por esto, el despacho de emisiones todavía no se ha llevado a cabo en ningún sistema eléctrico, pues no se considera conveniente. Además supondría una transmisión grande de datos en tiempo real sobre emisiones.

En consecuencia, existen muchas más aplicaciones enmarcadas en la segunda categoría, es decir, despachando los grupos bajo criterios de mínimo coste con restricciones en las emisiones producidas. Este despacho se denomina Environmentally Constrained Economic Dispatch (ECED). Son trabajos más realistas ya que además la mayoría de las normativas en materia medioambiental se materializan en restricciones de máximos de contaminación, máximos de % de azufre en el combustible, mínimos del rendimiento de desulfuración, etc. Todos ellos adaptan el despacho tradicional económico de mínimos costes variables a un despacho con restricciones en emisiones. Estas pueden dirigirse a límites máximos por grupo, por área o para todo el sistema; a las concentraciones máximas de estas sustancias nocivas en los gases de salida; a mínimos rendimientos de los equipos anticontaminantes. Suelen reproducir la normativa vigente en cada sistema.

La mayoría de los modelos se formulan como problemas de optimización no lineales con restricciones [Rau, N.S. and Adelmal, S.T., 1995]. Este autor formula este problema y obtiene el multiplicador de Lagrange (incremento del coste de producción al disminuir en una unidad las emisiones) que puede servir de aproximación al coste medioambiental para la toma de decisiones de operación. Las emisiones de azufre se obtienen mediante una tasa de emisiones constante (kg/kWh). También en el trabajo que proponen [Almasque, J. et al., 1994] se centran en decisiones de muy corto plazo o en tiempo real como el acoplamiento de los grupos, el arranque y la parada de grupos, compra/venta de permisos de emisión, etc. sin embargo el modelado de las emisiones que se utiliza es muy burdo.

En otro despacho ECED [Ramanathan, R., 1995] se propone un método iterativo *–on line–* para ir retirando las restricciones sobre emisiones que no estén activas y actuar sobre las activas. El caso ejemplo consta de seis generadores térmicos y se consideran emisiones constantes por unidad producida. Es una posibilidad para obtener una solución factible en el despacho horario del operador del sistema.

[Granelli, G.P. et al., 1992] proponen una metodología de despacho dinámico capaz de integrar restricciones sobre las emisiones y con posibilidad de variar la mezcla de combustibles en las calderas de los grupos. El cambio de *combustibles* (*fuel switching*) es una de las maneras de reducir las emisiones sin hacer cambios en el equipo existente que no debe quedar nunca fuera de las opciones para minimizar el impacto ambiental. Por la naturaleza dinámica del proceso se pueden controlar las restricciones de las emisiones añadiendo y suprimiendo unas u otras según su naturaleza y su estado.

Es en Estados Unidos donde la normativa en materia medioambiental se ha ido haciendo cada vez más exigente además de ir introduciendo el matiz económico para cumplir los objetivos de la forma más eficiente. [El-Keib, A.A. et al., 1994] proponen dos métodos de realizar el despacho para cortos intervalos de tiempo estableciendo los puntos óptimos de operación de las plantas en cada periodo. Aborda el tema particular norteamericano de la *infrautilización* de plantas muy sucias en favor de otras más limpias para cumplir la normativa, pero que no deja de ser una solución “artificial” y provisional.

Sobre el sistema norteamericano y el mercado de permisos de emisión existen múltiples trabajos. En [Hu, Y. and Wee, W.G., 1994] encontramos un sistema que combina un despacho on-line y un despacho off-line que obtienen el mínimo coste y mínimas emisiones, este último formulado como el cumplimiento del máximo de permisos de emisión anuales disponibles en cada generador. Este proceso consta de un despacho simplificado que se efectúa de forma jerarquizada, fijando en unos niveles unas variables globales descendiendo hacia niveles inferiores para decidir variables más detalladas. También desde el punto de la empresa se evalúan en [Vickers, V.L. et al., 1993] diferentes escenarios de operación contemplando los permisos de emisión, los contratos de suministro de combustible y las posibilidades de utilizar equipos anticontaminantes. Como se trata de un modelo de planificación estratégica, el modelado de las emisiones es muy simplificado.

Si además de los límites en las emisiones producidas, los reguladores han impuesto otro tipo de políticas, éstas deben analizarse igualmente mediante modelos de explotación. Por ejemplo, en [Jackson, T.M. et al, 1993] se evalúan las estrategias de una empresa para afrontar la normativa medioambiental americana. La primera medida inaplazable es la instalación de un sistema de medida cercano a las centrales de toma de datos sobre las emisiones, la concentración, la calidad del aire, etc. En segundo lugar se plantean la instalación de equipos de reducción de las emisiones. En tercer lugar, evalúan el cambio a combustibles más limpios como posible solución. Para ello se basan en la realización de análisis coste/beneficio de las distintas opciones. [Moore, D.R., 1993] es un trabajo similar pero basándose en un modelo de optimización que genera múltiples planes de operación del sistema combinando opciones como las citadas anteriormente y buscando la estrategia de mínimo coste. Como en el caso anterior, la información para representar el funcionamiento del sistema es histórica.

[Hobbs, B.F., 1990] centra su trabajo en la discusión sobre lo beneficioso o inconveniente de la regulación estadounidense actual. Propone formas de introducir las restricciones regulatorias de emisiones y de utilización mínima de ciertas centrales con objeto de llevar a cabo una representación más real del sistema en los diferentes modelos probabilistas y de despacho en tiempo real.

También existen diversos autores que han profundizado en la cuantificación de los daños producidos en el medio ambiente y en la estimación de los costes asociados a ellos. [Muslu, M. and Shultz, R., 1994] recorren la problemática del cumplimiento de las exigencias medioambientales introduciendo una perspectiva más económica. Asocia un coste a cada nivel específico de emisiones y calcula una curva de costes y emisiones para cada grupo. Incorporando dichas curvas a las curvas de coste de combustible, optimiza el despacho consiguiendo el óptimo en ambos aspectos. Obtener la curva del coste asociado a cada nivel de emisiones en cada generador puede ser en ciertos casos muy complicado.

Otro autor propone una metodología ciertamente interesante basada en los costes marginales del sistema [Wiel, S., 1991]. Para incorporar el coste externo o medioambiental a dicho coste, formula una penalización que puede introducirse en varios niveles de la operación del sistema: modificando el despacho pero sin recaudarse a través de los costes de operación del sistema; modificando el despacho y recaudándose de los generadores para inversiones en equipos anticontaminantes; y una última propuesta sería el trasladar a los consumidores este coste externo para que puedan modificar sus pautas de consumo. Los trabajos futuros de control medioambiental de los sistemas eléctricos seguramente incluirán opciones de este tipo debido a la tendencia liberalizadora de la generación que aboga por la búsqueda de la mayor eficiencia del mercado eléctrico y por la traslación a señales económicas de cualquier marco de regulación anterior.

Más adelante en esta tesis, se incluye la descripción de una metodología de cuantificación y valoración de los daños producidos por las emisiones del equipo térmico desarrollada dentro de un proyecto europeo. Dicha técnica se aplica en el capítulo 5 de esta tesis al parque generador español.

Por último, dos trabajos de revisión bibliográfica sobre esta línea de investigación y que pueden servir de guía para una primera introducción al tema son [Lamont, J.W. and Obessis, E.V., 1995] y [Talaq, J.H. et al., 1994].

3.3 Un modelo de explotación de medio plazo con consideraciones medioambientales

Las centrales generadoras de energía eléctrica han sido tradicionalmente despachadas bajo criterios de mínimo coste de combustible en lo que se denomina *despacho económico*. Este proceso no consideraba la contaminación producida en la generación de energía, sobre todo en la más grave y visible provocada por las tecnologías fósiles. La observancia de la legislación ambiental así como la concienciación medioambiental de la sociedad han sido un avance fundamental en la consideración, control y reducción de la contaminación de las fuentes principales.

Pero todo parecen mínimos de lo que se debería conseguir. Así aparecen cuestiones como: ¿es necesario tener en cuenta la reducción de la contaminación en la función objetivo de la explotación de los sistemas eléctricos?; ¿de qué forma y por qué?; ¿existe un coste de la contaminación?; ¿cuál es la estrategia más eficiente y eficaz de reducir las emisiones de un sistema eléctrico?. Para poder responder a estas preguntas es necesario profundizar en el funcionamiento de los sistemas eléctricos y analizar diversas formas de disminuir la contaminación.

En principio, las emisiones de diversos contaminantes atmosféricos se pueden reducir a través de diferentes mecanismos:

- **Adición de equipos anticontaminantes**

Se trata de cualquier tipo de equipamiento adicional a la instalación de combustión que se aplica al proceso previo a la combustión, a la combustión misma o en la post-combustión o en los gases de salida de la chimenea. Se trata de utilizar medios químicos o físicos que permitan reducir la concentración de las sustancias contaminantes en dichas etapas. Lavado del combustible, cambios en los quemadores, filtros, precipitadores electrostáticos, lechos de desulfuración, etc., son algunos de ellos. Requieren, además de un tiempo considerable de diseño, de prueba y de instalación, de una inversión grande de inmovilizado.

- **Mezcla de combustibles.**

Cambiando a o mezclando combustibles de mejor calidad (es decir, con menor capacidad de contaminar), se pueden reducir en grandes proporciones las emisiones. La combinación de combustibles dependerá del precio, de las calidades de los combustibles complementarios como otros carbones, lignitos, fuel-oil o gas natural y de las restricciones técnicas de las calderas de los generadores.

- **Despacho de emisiones.**

Despachar los grupos generadores de un sistema eléctrico incluyendo entre los criterios de explotación los medioambientales, es una de las medidas disponibles sin necesidad de realizar cambios en el equipamiento de las plantas ni sobre los combustibles consumidos. Existen diversas formas de introducir estos criterios, ya sea en la función objetivo del despacho o en restricciones de límites máximos.

La herramienta que se desarrolla como núcleo de esta tesis doctoral permite evaluar estos tres tipos de medidas en un sistema eléctrico de gran tamaño (más de 100 generadores). Es un modelo de explotación anual que reproduce el funcionamiento del sistema, considerando detalladamente la actividad de generación: la generación hidráulica, térmica fósil, la nuclear y el bombeo. Además considera la cogeneración y los intercambios de energía con otros sistemas interconectados. Hace un modelado preciso de distintas sustancias contaminantes atmosféricas (las más relevantes) y utiliza costes externos de la contaminación que producen. Permite modelar un gran abanico de posibilidades en cuanto al despacho centralizado de los grupos como mínimas emisiones, mínimo coste social, mínimo coste de explotación con restricciones a las emisiones contaminadoras, etc.

Todas estas posibilidades hacen de este modelo un pilar importante de apoyo para la toma de decisiones desde una empresa eléctrica, desde el regulador o desde el ente encargado de realizar el despacho de los grupos, sobre la estrategia a seguir que cumpla los objetivos económicos y medioambientales, ya siempre unidos y presentes en este tipo de decisiones.

El capítulo presente se organiza comenzando por la descripción general del modelo. Después se expone la formulación matemática del problema, describiendo el problema de optimización en conjunto (funciones objetivo, variables y restricciones) y la descripción de la implantación informática. A continuación se comentan las opciones y las aplicaciones más interesantes y novedosas de esta herramienta.

3.4 Descripción general

El objetivo del modelo desarrollado es reproducir fielmente la explotación del sistema eléctrico obteniendo sus parámetros característicos de operación, económicos, de fiabilidad y de emisiones. Se puede definir *horizonte* como el intervalo de tiempo entre el momento presente y el momento de comienzo de la explotación a estudiar, y *alcance* como el periodo durante el cual se desarrolla la explotación. El horizonte podrá variar desde cero hasta unos años antes (para explotaciones históricas) o unos años después (para futuras). Su alcance es *anual*, aunque opcionalmente puede asumir intervalos inferiores.

Todas las decisiones de generación que se toman con un horizonte anual en un sistema eléctrico se representan en el modelo de forma realista. Éstas pueden ser la programación del mantenimiento, la gestión anual del producible hidráulico, la decisión de acoplamiento de los grupos térmicos en días laborables y en fines de semana, la gestión de los stocks y las compras de combustibles almacenables fósiles, las mezclas de combustibles en las calderas de los grupos multicomcombustibles, etc. Opcionalmente, el modelo reproduce la red de transporte mediante un flujo de cargas linealizado en corriente continua [Rivier, M., Pérez Arriaga, J.I. and Luengo, G., 1990].

El modelo considera todas las estocasticidades derivadas de la demanda, de la disponibilidad de la generación y de las aportaciones de agua de forma *determinista*, esto es, tomando los valores medios esperados. La razón de esta decisión puede encontrarse principalmente en el uso que se va a hacer del modelo. Éste ha sido concebido para realizar análisis de la explotación del sistema con una base anual. Es decir, aunque las decisiones que se pretendan tomar con los resultados del modelo sean de largo, medio o corto plazo, esta herramienta contempla la operación de los recursos en un alcance anual, la cual incluye la gestión del agua, de los consumos y stocks de combustibles fósiles, de las revisiones del equipo térmico, del bombeo, entre otras gestiones. En estas condiciones, la introducción de incertidumbre tiene sentido en variables como la demanda y la hidrología, lo cual se considera una continuación natural de esta tesis, no tanto para la indisponibilidad fortuita de los grupos térmicos.

El fallo aleatorio de los grupos tiene influencia si nos movemos en alcances diarios, semanales o mensuales como mucho, en los que puede afectar al arranque, a la parada o a la potencia producida por unos y otros. Pero para una explotación anual, estos efectos se puede decir que se “compensan” unos con otros y es posible prescindir de ellos. Así, se ha optado por utilizar una tasa equivalente de fallo (EFOR, Equivalent Forced Outage Rate) para reducir la potencia nominal en una cantidad $(1-EFOR)$ durante todo el año.

La demanda del sistema se ha modelado mediante escalones constantes que se aproximan a la curva semanal dividiéndola en punta, llano y valle. La incertidumbre en la demanda prevista puede ser grande pero si tenemos en cuenta que los análisis se van a efectuar en el momento actual o alejados del presente uno o dos años, parece que no es imprescindible considerarla. Si quisiéramos evaluar la operación en los próximos diez años por ejemplo, deberían establecerse diversos escenarios o trayectorias de demanda (optimista, normal y pesimista) y analizar todos ellos sopesándolos luego convenientemente. Las aportaciones naturales de agua son datos por periodo y embalse pero admitiría, si se considerase necesario, una extensión a probabilista introduciendo múltiples escenarios hidrológicos sorteándolos vía Monte Carlo.

Esto sitúa al modelo en el conjunto de las herramientas de *optimización determinista*.

La adaptación de este modelo al sistema eléctrico peninsular español es destacable. Independientemente de cualquier aplicación a cualquier sistema en particular, que siempre es posible, el modelo ha sido desarrollado considerando las especiales características de este sistema. La composición de su parque generador, fundamentalmente térmico, el tratamiento particular de ciertos combustibles fósiles nacionales, su sensibilidad a la hidrología, la capacidad de bombear en momentos de menor demanda y las particularidades de cada tecnología en cuanto a su impacto ambiental, son algunas de ellas.

Una herramienta que obtenga los principales parámetros de operación en sistemas de grandes dimensiones como es el español se hace indispensable en las tareas de planificación y análisis, bien desde la perspectiva del empresario bien desde la del regulador o del explotador. Algunos de los resultados que obtiene este modelo son: producciones brutas y netas mensuales, horas de funcionamiento y parada, consumos de combustible, emisiones de diversos contaminantes y todos los costes variables de la explotación.

Todas estas características y las que se detallan a continuación a lo largo de este capítulo y el siguiente, hacen de este modelo una herramienta única entre los modelos de la literatura técnica de características similares. Como se irá viendo a lo largo de este capítulo, el modelado es muy detallado en todas sus dimensiones lo que convierte esta herramienta en una ayuda muy potente, muy eficiente computacionalmente y muy útil para análisis multiatributo y evaluaciones rápidas y de ligeras variaciones.

Es novedosa en varios aspectos. Primero, en cuanto a la introducción de *aspectos medioambientales* entre las decisiones de operación de un sistema real de gran escala. Por otro lado, por la combinación de decisiones de ámbitos diversos (i.e., *decisiones de combustible, mantenimiento, acoplamiento y coordinación hidráulica*). En general, los modelos de coordinación hidrotérmica a nivel anual, están basados en programación dinámica estocástica o en métodos de descomposición [Gorenstein, B.G. et al., 1992]; representan en detalle la red hidráulica, pero suelen ignorar las decisiones de combustible y de mantenimiento térmico. La gestión del combustible a medio plazo es resuelta mediante aproximaciones de programación lineal a gran escala [Moleshi, K., Sherkat, V.R. and Cacho, F., 1991]. La combinación de bombeo estacional con el que se realiza diaria y semanalmente no había sido resuelto anteriormente. Por último, los *tiempos de solución* son muy reducidos dado el volumen de información que maneja y todos los resultados que se obtienen.

3.4.1 División temporal

Según lo definido, el *alcance* del modelo es la duración del intervalo de estudio, donde se reproduce la explotación del sistema eléctrico. El alcance del modelo es un año, aunque existe la posibilidad de utilizarlo en intervalos inferiores. La predicción de la explotación puede hacerse de un año próximo o alejado varios años. Estas dos características lo definen como *modelo de medio plazo*.

El alcance del modelo se divide en *periodos*, *subperiodos* y *niveles de carga*. Los periodos se corresponden con los meses naturales. Los subperiodos con los conjuntos artificiales de días festivos y laborables de cada mes; existen así dos subperiodos por mes: uno *laborable* y uno *festivo*. El subperiodo laborable tendrá una duración entre 20 y 23 días aproximadamente y el subperiodo festivo entre 8 y 10 días. Finalmente, los niveles de carga corresponden a las horas *punta*, *llano* y *valle* características de la demanda eléctrica. Los subperiodos laborables contienen los 3 niveles, mientras que durante los festivos la demanda no alcanza el nivel de punta. Esta división es flexible y puede ser modificada por el usuario.

Existe sin embargo otra alternativa para la definición de los periodos que permite “enfocar y desenfocar” el modelado. Concretamente, su interés radica en concentrarse en el modelado de la explotación más cercana. Se trata de dar a los periodos una duración variable, menor para los primeros y mayor para los últimos, no asociándolos necesariamente a unidades naturales de tiempo. En este caso, para facilitar la introducción de datos dependientes de la duración de los periodos (como son las compras de combustible, las aportaciones hidráulicas, la demanda y el mantenimiento), éstos se proporcionan para ciertos intervalos -cuyas duraciones se definen en los datos- y el modelo mismo los convierte para diferentes intervalos a la duración especificada.

3.4.2 Tratamiento de la aleatoriedad

Las distintas *estocasticidades* (demanda, aportaciones hidráulicas, disponibilidad del equipo térmico y de red) que aparecen en un problema de planificación, se tratan en el modelo de forma determinista. Esto significa, en el caso de la carga y las aportaciones hidráulicas, que el modelo utiliza el valor medio esperado de cada una de estas variables. La indisponibilidad de las instalaciones se determina disminuyendo su capacidad en un coeficiente que es una estimación de su fiabilidad esperada.

Una extensión a un tratamiento probabilista de la aleatoriedad de la carga, generación y red es fácilmente implantable a través de la metodología de escenarios. La incertidumbre en la hidrología o en decisiones estratégicas -volúmenes de cuotas de

combustible, por ejemplo-, pueden tratarse vía sensibilidades o usos consecutivos del modelo.

3.4.3 Tratamiento de la demanda

La variable aleatoria de la demanda eléctrica tiene un comportamiento complejo. En un modelo de corto o muy corto plazo es fundamental conocer con detalle la evolución cronológica de la carga. Sin embargo, para explotaciones anuales es suficiente recurrir a la curva monótona de carga linealizada en escalones o niveles de demanda constante.

Por ello, el modelo precisa las curvas duración-carga (monótona de carga) especificada por bloques de demanda constante para cada subperiodo y periodo. La generación es entonces constante para cada nivel de demanda.

3.4.4 Generación térmica

El modelo realiza un tratamiento individualizado de los grupos considerando con detalle los parámetros que definen su funcionamiento. Los más relevantes son: el *mínimo técnico* y el resto hasta su *potencia nominal*, *consumo específico*, *tipos de combustibles* utilizados en la misma caldera y *composición química* de cada uno, *central*, *costes variables* (de combustible, de operación y mantenimiento, fungibles, de arranque y parada, externalidades), *tasa de emisión específica* de sustancias contaminantes y duración del *mantenimiento* anual.

Cada grupo se divide en dos bloques de potencia: el mínimo técnico y el resto. El consumo específico (Mcal/MWh) se representa mediante distintas aproximaciones: *lineal* y *estándar*, con término fijo y pendiente lineal, *cuadrática*, con término fijo, pendiente y término cuadrático, y mediante una *aproximación lineal por tramos* (ver apartado 3.4.4b). El consumo denominado *estándar* es el que sirve de base para el cálculo de la remuneración de la generación de acuerdo con el Marco Legal Estable [MLE, 1996] y la Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional [LOSEN, 1994].

Los parámetros económicos que aparecen en el modelo son de carácter variable, es decir, dependen de la energía o potencia producida por cada unidad de generación, aunque también se consideran los costes de arranque de los grupos y los de

almacenamiento de combustible *garantizado*¹. Si se quisieran considerar decisiones de planificación de la expansión del grupo generador, sería necesario añadir los costes fijos que son función de la potencia instalada, independientemente de que el grupo funcione o no.

El fallo aleatorio de los grupos se modela de forma determinista reduciendo la potencia nominal del grupo multiplicándola por uno menos su tasa de fallo equivalente (EFOR). La duración del mantenimiento programado y el momento en el que debe realizarse son también datos a introducir al modelo, aunque el usuario puede preferir que el modelo decida el momento óptimo. Cada grupo generador puede estar en cuatro estados en el modelo: indisponible por mantenimiento programado, disponible pero parado y produciendo.

Cada central está formada por un número variable de unidades o grupos generadores. Cada central de combustible *garantizado* se caracteriza por los siguientes datos: nivel al principio y al final del año de stock de combustible, niveles máximo y mínimo del parque de combustible y las compras de combustible por periodo a lo largo del año.

A continuación se describen los modelados de las principales decisiones sobre el equipo térmico.

a) Acoplamiento entero de los grupos térmicos

El modelado del acoplamiento de los grupos térmicos puede resolverse en un modelo de explotación como un problema en variables continuas o resolviendo la explotación como un problema entero mixto, considerando las variables de acoplamiento binarias (0/1). En modelos de acoplamiento o *unit commitment*, cuyo objetivo principal es la obtención del orden de mérito de los grupos en el despacho, es muy común el uso de variables 0/1 [Cohen, A.I., et al., 1983]. Si el tamaño del problema es muy grande no se puede abusar de su uso pues puede aumentar mucho el tiempo de resolución, llegando incluso a descartarse la posibilidad de alcanzar el óptimo [Bertsekas, D.P., et al., 1983].

En el primer caso, la variable de acoplamiento de cada grupo puede tomar valores entre 0 y 1, ambos incluidos, y el modelado es por tanto imperfecto. Por ejemplo, si una variable de acoplamiento toma el valor 0,5 en la solución, la curva de consumo respecto a la potencia, se desplazará esa cantidad, no permitiendo al grupo producir más potencia que la mitad de su potencia nominal. Esto además revertirá en un menor coste total, pues el coste de acoplar el grupo, es decir, el término fijo de dicha curva, habrá disminuido análogamente a la mitad.

¹ Las centrales térmicas de combustible *garantizado* son aquellas que están obligadas a comprar una cantidad determinada de un combustible fósil anualmente, siendo el modelo el que decide en qué momento se consume o se almacena.

En el segundo caso, el problema se convierte en entero mixto, pues el optimizador debe trabajar tanto con variables continuas (todas las demás de la explotación), como con enteras. Como es lógico, esto complica la resolución del problema de optimización y retarda la llegada al óptimo, pero la explotación es mucho más fiable.

El análisis de los resultados que origina la elección de esta posibilidad, está muy relacionada con la representación del consumo de combustible de los grupos que se utilice (ver apartado b). El punto del que parten las curvas, es decir, el *término fijo* de consumo debido al acoplamiento del grupo, es el factor determinante de la solución. Por ejemplo, para el caso cuadrático, de término fijo muy elevado, el interés del optimizador es dejar los grupos a niveles de acoplamiento intermedios que trasladen la curva cuadrática hacia abajo, reduciendo tanto el consumo como el coste.

Esto sucede de forma similar en la linealización por tramos (pues como se observa ambas curvas parten del mismo punto), cuya solución es también muy continua. Sin embargo, en los casos lineal y estándar, cuyos términos fijos son muy reducidos, se obtienen acoplamientos enteros en casi la totalidad del equipo térmico. Esto revierte en los tiempos de ejecución, que aumentan mucho en los casos de consumo lineal por tramos y cuadrático.

Para el consumo de combustible cuadrático, la resolución del acoplamiento en variables enteras es actualmente imposible al no disponer de optimizadores con esa capacidad como DICOPT (Mixed Integer Non Linear Programming). Se ha comprobado que al fijar las variables de acoplamiento enteras obtenidas con un modelado lineal del consumo, como punto de partida para resolverlo, hace infactible la explotación.

En definitiva, las opciones en cuanto a consumo y acoplamiento de los grupos dependen del grado de precisión requerido y del tiempo máximo de optimización deseado. Para una solución aproximada, es preferible utilizar los consumos lineales (estándar o aproximación lineal) pues son los problemas más sencillos y rápidos, tanto el problema continuo como el entero mixto². Para soluciones más precisas en cuanto al funcionamiento de los grupos térmicos, la aproximación del consumo en tramos lineales, parece la solución más fiable, pero siempre con los grupos hidráulicos agrupados. Es la que refleja más verazmente el funcionamiento del equipo térmico, pues como se ha comentado, la decisión de acoplamiento viene determinada por el consumo inicial o término fijo necesario para arrancar cada grupo.

² Estos calificativos se refieren a las variables que forman el problema de optimización. Si son continuas (problema *continuo*), enteras (problema *entero*) o ambas (problema *entero mixto*).

b) Consumo específico de combustible: linealización por tramos

Cada grupo térmico viene caracterizado en el modelo, entre otros parámetros, por su curva de consumo que expresa las kcal de combustible consumidas por MW producido. Existen cuatro posibilidades de modelado del consumo de combustible de los grupos térmicos en el modelo: estándar, lineal, cuadrático y lineal por tramos. La opción elegida es la misma para todos los grupos.

Las dos primeras opciones son rectas, que suelen coincidir en muchos de los grupos. El consumo estándar es el reconocido por el MLE en España y el consumo denominado lineal es una aproximación a la curva cuadrática con lo que se trata de la recta más real. Estas aproximaciones suelen ser buenas en los tramos de potencia superiores al mínimo técnico del grupo.

Una buena aproximación se consigue linealizando la curva cuadrática en múltiples tramos rectos, evitando así la existencia de no linealidades en el problema de optimización. Esto permite trabajar sin la necesidad de recurrir a códigos de optimización con capacidad de resolver problemas no lineales enteros mixtos. Como desventaja, crece relativamente el tamaño del modelo, aumentando el número de variables y de restricciones.

En esta última opción, el modelo divide la potencia entre el mínimo técnico y la potencia nominal, en el número de tramos cuyo error relativo máximo respete la tolerancia especificada por el usuario, construyendo una aproximación por tramos a la curva cuadrática. El error relativo de cada tramo representa la relación entre las áreas que originan el tramo de la linealización y la curva cuadrática sobre el eje de abscisas. El proceso consta de los siguientes pasos:

1. Se unen los puntos de la curva de potencia nominal y de mínimo técnico por un único tramo. El primer tramo para todos los grupos será el correspondiente al mínimo técnico.
2. Se calcula el error relativo para cada tramo.
3. Si el máximo de los errores relativos no supera la tolerancia más uno fijada por el usuario, se finaliza el proceso. De no ser así, se incrementa en uno el número de tramos y se vuelve al paso 2.

Las opciones en cuanto a consumo y acoplamiento de los grupos dependen del grado de precisión requerido y del tiempo máximo de optimización deseado.

El punto del que parten las curvas, es decir, el término fijo de consumo debido al acoplamiento del grupo, es el factor determinante de la solución. Por ejemplo, para el caso cuadrático, de término fijo muy elevado, el interés del optimizador es el de dejar los grupos a niveles de acoplamiento intermedios que trasladen la curva cuadrática hacia abajo, reduciendo tanto el consumo como el coste. De forma similar sucede en la linealización por tramos (pues como se observa ambas curvas parten del mismo

punto), cuya solución es también muy continua. Sin embargo, en los casos lineal y estándar, cuyos términos fijos son muy reducidos, se obtienen acoplamientos enteros en casi la totalidad del equipo térmico.

Para una solución aproximada, es preferible utilizar los consumos lineales (estándar o aproximación lineal) pues son los problemas más sencillos y rápidos, tanto el problema continuo como el entero mixto. Para soluciones más precisas en cuanto al funcionamiento de los grupos térmicos, la aproximación del consumo en tramos lineales, parece la solución más fiable. Es la que refleja más verazmente el funcionamiento del equipo térmico, pues como se ha comentado, la decisión de acoplamiento viene determinada por el consumo inicial o término fijo necesario para arrancar cada grupo.

c) Obtención del plan de mantenimiento óptimo

La programación del mantenimiento preventivo anual de los grupos térmicos es un clásico problema de asignación de recursos en sistemas eléctricos. Es un problema de difícil resolución que se caracteriza por la naturaleza discreta de las decisiones.

Este modelo admite como datos los periodos en mantenimiento de cada grupo durante el año de estudio. Pero además, la herramienta se puede utilizar con el objetivo de optimizar el plan de mantenimiento de todo el sistema. Para ello utiliza como datos el número de periodos que el grupo necesita para revisión y decide en qué momento empezar y realizar la parada. El criterio de optimización es el económico y las restricciones que se imponen relacionadas con el mantenimiento son que el número de periodos en revisión no debe superar lo indicado, mantenerse por debajo del límite máximo del número de grupos parados por central e igualmente para todo el sistema y la obligación de que los periodos en mantenimiento sean consecutivos.

La resolución del problema se realiza en variables enteras mediante códigos de optimización entera mixta, obteniendo primero la solución continua y la definitiva entera tras aplicar métodos de *branch and bound*. Debido a esta complicación de la resolución, es recomendable obtener el plan de mantenimiento óptimo en una ejecución inicial y, posteriormente, realizar los análisis deseados partiendo del plan de revisiones óptimo obtenido introducido ya como dato de partida.

Como trabajo al margen de la tesis, la doctorando ha propuesto una metodología multiatributo –*goal programming*– que realiza la optimización del mantenimiento de forma secuencial en dos etapas y bajo dos criterios (economía y fiabilidad). En el artículo de referencia [Muñoz Moro, L., Ramos, A., 1997] se describe este proceso y su aplicación al equipo térmico del sistema eléctrico español.

d) Grupos multicomcombustibles y bicombustibles

Los grupos térmicos pueden en la realidad mezclar en sus calderas distintos tipos de combustibles para realizar la combustión más adecuada. En efecto, aunque las calderas están diseñadas para un combustible determinado admiten ciertas cantidades de otros diferentes, sobre todo si se trata de grupos de menos de 10 años de edad.

En el caso de los grupos de carbón, el diseño de las calderas se realiza para un carbón de un análisis elemental específico, el cual es determinante de las condiciones de combustión (e.g., la temperatura alcanzada en la caldera, las cenizas volantes y las que sedimentan en el fondo del hogar, el oxígeno necesario para la combustión). Por ello generalmente la mayoría de las calderas más antiguas solamente admiten una proporción pequeña de otro combustible (llamado de *apoyo*) o con otro carbón de características similares. Las más modernas pueden consumir cualquier carbón casi indistintamente, además de combustibles de apoyo (fuel-oil, gasoil o gas). En los grupos de combustibles líquidos se da una situación distinta. Sus calderas permiten mezclas con otros combustibles líquidos, pero además con ciertas transformaciones permiten utilizar las calderas para quemar combustibles gaseosos alternándolos con los líquidos.

En este modelo, aquellos grupos que pueden mezclar varios combustibles (carbón) se les ha denominado *multicomcombustibles*. En el modelo, estos combustibles pueden diferenciarse por el precio y por la composición química. Cuando los grupos consumen cualquier mezcla de combustibles se supone que la curva de consumo específico es la misma para cualquier mezcla posible. La mezcla puede realizarse por motivos económicos, medioambientales o de rendimiento. Así, cada grupo tiene unos límites asociados a su caldera, pero puede utilizar otros combustibles para abaratar el coste (consumiendo combustibles más baratos), reducir sus emisiones (utilizando combustibles más “limpios”) o aumentar el rendimiento energético (con combustibles de mayor poder calorífico).

Este modelado permite representar varias posibilidades en el modelo:

- *Mezclas mínimas con combustibles de apoyo*
Es habitual que los grupos de carbón mezclen éste con gasoil, fuel-oil o gas para mejorar la combustión. El modelo permite, mediante la introducción de restricciones ad-hoc, limitar a un máximo o consumir un mínimo de este tipo de combustibles.
- *Mezclas mínimas por razones medioambientales*
La normativa en contaminación atmosférica restringe, además de las cantidades absolutas de las emisiones, las concentraciones en los gases de salida, de ciertas sustancias contaminantes. Esto significa que ciertos generadores se encuentran obligados a mezclar carbones “sucios” o excesivamente contaminantes con otros más “limpios”. Así se consigue

diluir la concentración en los gases de salida proporcionalmente a la mezcla consumida. Estas mezclas mínimas suelen estar enfrentadas con las restricciones técnicas de los grupos. En el modelo estas restricciones se formulan como proporciones mínimas necesarias de uno y otro, no como mínimos de cada caldera.

- *Restricciones técnicas de las calderas*
Como ya se ha comentado, las calderas suelen diseñarse en función del combustible que se va a consumir. Así pues, muchos grupos no pueden consumir además de su combustible principal más que una proporción determinada de otro de características diferentes. Estas restricciones se formulan como proporciones mínimas con respecto al combustible principal.

Un caso particular también disponible en el modelo, es la generación mediante grupos *bicombustibles*, cuya producción con cada tipo de combustible es excluyente, es decir no permite mezclas. En este último caso, el grupo utiliza curvas de consumo diferentes con cada combustible. Este es el caso de centrales de combustibles líquidos (e.g., fuel-oil) que mediante ciertas transformaciones técnicas pueden quemar alternativamente combustibles gaseosos (e.g., gas natural).

e) Modelado de las emisiones

El modelado de las emisiones de sustancias contaminantes es tan novedoso en este tipo de herramientas que supone una aportación fundamental de esta tesis para el análisis de la explotación de un sistema eléctrico. Se ha dedicado un capítulo para describirlo en detalle (ver capítulo 4). Aquí se adelantan las características básicas de modelado y su formulación en el modelo.

Los modelos convencionales parten casi todos ellos de unos datos históricos sobre las emisiones habidas en cada grupo individualmente obtenidos en función de la potencia producida. Obviamente esto permite mediante métodos de estimación y ajuste de funciones, obtener un modelo de emisiones para cada grupo. Sin embargo, debido a varias razones este modelado no ha sido utilizado en esta tesis.

En primer lugar, el combustible o mezcla de combustibles que utilice cada grupo - composición química, poder calorífico, coste- debe ser un parámetro a optimizar por el modelo de explotación. Si se utilizan funciones estimadas que ya consideran un tipo de combustible fijo, la optimización no puede hacer nada al respecto. En segundo lugar, parece más útil para un usuario del modelo poder variar los datos referentes a un grupo cualquiera en cuanto a sus características técnicas, sus condiciones de combustión, sus combustibles, etc. que tener una curva de emisiones estimada anteriormente y la cual no es fácilmente modificable. Por último y teniendo en cuenta el caso de estudio de aplicación de la tesis, existe cierta información

histórica de emisiones del sistema peninsular español pero no está disponible en la forma necesaria (suele tratarse de información sobre las concentraciones medias horarias de los gases de salida de cada grupo, sin conocerse su potencia, ni los combustibles utilizados ni las condiciones de la combustión durante este periodo horario) y la cual no ha sido pública hasta Diciembre de 1995.

Los modelos que se proponen en esta tesis doctoral se basan en los análisis estequiométricos y energéticos del proceso de combustión en la caldera de un grupo térmico. Se puede definir la combustión como la combinación rápida del oxígeno del aire con los distintos elementos que constituyen el combustible, originándose un desprendimiento de calor.

Cada grupo térmico de tecnología fósil (carbón, lignitos, gas y fuel-oil) constituye en el modelo un *foco emisor* de sustancias contaminantes. Para ello es necesario caracterizarlo mediante las condiciones de combustión en la caldera y a la salida de la chimenea con parámetros como la humedad, la temperatura, el oxígeno, etc. Por otra parte, un modelado detallado requiere el análisis elemental del combustible o los combustibles que cada grupo consume. Los combustibles tienen una composición elemental en la que entran fundamentalmente: carbono, hidrógeno y azufre como elementos verdaderamente combustibles, acompañados de otros elementos como el nitrógeno, oxígeno y trazas de otros (vanadio, níquel, sodio, etc.).

Las etapas principales que se siguen en el modelado de las emisiones son tres:

- a) *Análisis estequiométrico de los gases.*
- b) *Análisis de los gases a la salida de la caldera.*
- c) *Análisis de los gases a la salida de la chimenea o en el punto de medida.*

Apoyándonos en los principios energéticos y estequiométricos de la combustión de un combustible con una composición conocida, se han modelado las emisiones de las sustancias contaminantes principales: el *dióxido de azufre*, el *dióxido de carbono* y *las partículas totales en suspensión (PST o TSP)*. Cada una se obtiene a partir de una serie de cálculos de los gases estequiométricos, a la salida de la caldera y a la salida de la chimenea o en el punto de medida de los contaminantes. Esto se realiza para ir siguiendo el recorrido de los gases con las modificaciones que sufren hasta salir de la chimenea, teniendo en cuenta todos estos cambios (exceso de aire, fugas de aire hasta la salida de la chimenea, etc.).

Son modelos robustos pues consideran gran cantidad de variables importantes para el desarrollo de la combustión:

- **Datos del grupo térmico.** Se consideran todos los datos necesarios para el modelo de explotación como la potencia, las horas de utilización, el consumo de combustible, etc.

- **Datos del combustible.** Es información sobre la composición, el poder calorífico, etc.
- **Datos de la combustión.** Es toda la información referente a las condiciones de combustión, de oxígeno, humedad, cenizas, etc.
- **Datos de los equipos anticontaminantes.** Son los datos de los equipos como el electrofiltro, el equipo de desulfuración si existe, etc.

Toda esta información permite resolver las ecuaciones de la combustión y obtener los parámetros de emisiones que interesan. Estos son básicamente cuatro: las *concentraciones* de los gases de salida en cada sustancia contaminante en condiciones reales y estándar, la *tasa de emisiones específica* por cada kWh producido y la *cantidad total de sustancia emitida* en un periodo determinado en toneladas.

El modelo no contempla las emisiones de *óxidos de nitrógeno*, pues en esta sustancia entran en juego otras variables de tiempo real como son la temperatura del hogar, la carga del grupo, el exceso de aire en cada momento, entre ellas. Por ello, esta sustancia se calcula solamente con información histórica de cada grupo.

Los límites que impone la normativa en contaminación atmosférica del sistema eléctrico en estudio se introducen en el modelo como restricciones. Su estructura es variable. A veces se refieren a la concentración de sustancia contaminante en los gases de salida de la chimenea, otras a la cantidad global de emisiones de un conjunto de grupos o de los grupos individuales o a las toneladas de una sustancia contaminante expulsadas a la atmósfera con respecto a las toneladas entrantes.

El modelo es flexible para integrar casi cualquier tipo de restricciones sobre las emisiones de los grupos térmicos. Actualmente, en el modelo se ha reproducido la normativa española vigente en contaminación atmosférica de grandes instalaciones de combustión como son las centrales térmicas de carbón, gas natural y fuel-oil.

f) Restricciones medioambientales

La normativa que se ha introducido en el modelo en forma de restricciones principalmente es la actualmente vigente en España (1997). Por esta razón se ha incluido este punto en la descripción del modelo.

- ***Real Decreto 646/1991 y Directiva del Consejo 88/609/CEE.***

Tras la adhesión a la CEE en 1986, España trata de incorporar a su ordenamiento jurídico las directivas comunitarias que se aprueban en el seno del Consejo de la CEE. En este sentido, el **Real Decreto 646/91**, de 22 de abril, por el que se establecen nuevas normas sobre limitación a las emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de las grandes instalaciones de

combustión, realizó la transposición de la **Directiva del Consejo 88/609/CEE**, de 24 de noviembre.

La incorporación de esta directiva que se refiere a instalaciones de gran tamaño (potencia térmica nominal ≥ 50 MW) incidirá en las centrales eléctricas e indirectamente sobre los combustibles que utilizan. Con esta disposición se concreta en medidas operativas el espíritu de los programas de acción de la UE en materia de medio ambiente para reducir en su origen la contaminación atmosférica en general y la transfronteriza en particular.

En la directiva 88/609/CEE se definen diversos conceptos:

- *Emisión* se define como expulsión a la atmósfera de sustancias procedentes de la instalación de combustión.
- Para la autorización de las instalaciones nuevas, se establecen los valores límite que correspondan a sus emisiones de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y de partículas. Se define como *valor límite de emisión* para las nuevas instalaciones la cantidad admisible de una sustancia contenida en los gases residuales de la instalación de combustión que pueda ser expulsada a la atmósfera durante un periodo determinado, expresada en mg/m^3 , referidos a condiciones normales de presión (760 mm de Hg) y de temperatura (273°K), previa corrección del contenido en vapor de agua y a un contenido de oxígeno por volumen en el gas residual del 3% para los combustibles líquidos y gaseosos y del 6% en el caso de combustibles sólidos.
- Se define como *índice de desulfuración* a la proporción entre la cantidad de azufre que se separe en el entorno de la instalación de combustión, durante un periodo determinado mediante procedimientos especialmente diseñados al respecto.
- Se define como *combustible* cualquier materia combustible sólida, líquida o gaseosa que alimente la instalación de combustión, excepto las basuras domésticas y los residuos tóxicos o peligrosos.
- Se define como *instalación de combustión* cualquier dispositivo técnico en el que se oxiden productos combustibles a fin de utilizar el calor producido de esta manera. El R.D. solamente se aplica a las instalaciones de combustión destinadas a la producción de energía, a excepción de las que usen de manera directa el producto de combustión en procedimientos de fabricación.

- Se define como *caldera mixta* cualquier instalación de combustión que pueda alimentarse simultánea o alternativamente con dos o más tipos de combustible.

En ella se da un tratamiento diferente a las instalaciones de combustión *existentes* y a las *nuevas*. Se entiende por instalación *existente* cualquier instalación de combustión para la que la autorización inicial de construcción o, en su defecto, la autorización inicial de explotación se haya concedido antes del 1 de julio de 1987; en caso contrario se entenderá como instalación *nueva*.

Para las *existentes* la suma de las emisiones anuales totales no deberá sobrepasar los valores de la directiva, siendo competencia de cada Estado la determinación de las medidas y de las instalaciones más adecuadas de control para no rebasar dichos límites. También se establecen unos porcentajes de reducción que como mínimo deben cumplirse. El conjunto de medidas y plazos de ejecución estarán contenidos en los correspondientes planes globales de reducción de las emisiones de óxidos de azufre y nitrógeno que los Estados miembros deben elaborar.

Para las instalaciones *nuevas* no se fijan límites globales, sino específicos en términos de concentración, que no deberán ser superados por cada una de las instalaciones en función de su tamaño y del tipo de combustible utilizado. Para el caso de combustibles sólidos, los valores límite para el dióxido de azufre se establecen, bien en forma de concentración [mg/m³], o bien, en el caso de combustibles con alto contenido de azufre, en forma de tasas de desulfuración específicas.

La transposición de la directiva sobre grandes instalaciones de combustión introduce dos grandes modificaciones en la legislación que regía en España hasta este momento. El máximo global de emisiones para las instalaciones existentes es un concepto nuevo que no figuraba anteriormente en la legislación española. Por otra parte, se fijan nuevos límites de emisión específicos para las instalaciones nuevas, contemplando nuevos contaminantes y nuevos procedimientos para la determinación de los valores límite.

El Real Decreto 646/91, se aplica a las instalaciones de combustión cuya potencia térmica nominal sea igual o superior a 50 MW, cualquiera que sea el tipo de combustible que utilicen (sólido, líquido o gaseoso) destinadas a la producción de energía, a excepción de las que usen de manera directa el producto de combustión en procesos de fabricación. No se aplica a las instalaciones accionadas por motor diesel, de gasolina o de gas, sea cual fuere el combustible utilizado.

El Real Decreto contempla una serie de excepciones a los valores límite de emisión para las nuevas instalaciones de potencia térmica superior a 400 MW, cuya utilización anual no supere las 2200 horas, o a las instalaciones que utilicen combustibles especiales. Así mismo, contempla una derogación transitoria aplicables

a determinadas instalaciones nuevas que entren en operación antes del año 2005, derogación solamente aplicable en España, de acuerdo con la directiva 88/609/CEE.

Mediante diversas resoluciones de autorización se establecieron niveles específicos de emisiones de SO₂ y partículas de las centrales de carbón antes de este R.D.; estos se mantienen para las centrales que se enumeran:

- Resoluciones de la DGE de 6/10/80 y 29/7/81 para la C.T. de **Guardo**: 3500 mg de SO₂/Nm³ y 500 mg de partículas/Nm³.
- Resolución de la DGE de 24/7/87 para la C.T. de **Serchs**: 12500 mg de SO₂/Nm³ y 500 mg de partículas/Nm³.
- Resolución de la DGE de 18/7/79 para la C.T. de **Teruel**: 12500 mg de SO₂/Nm³ y 350 mg de partículas/Nm³.
- Resolución de la DGE de 24/7/87 para la C.T. de **Escucha**: 17500 mg de SO₂/Nm³ y 500 mg de partículas/Nm³.
- Resolución de la DGE de 19/1/74 para la C.T. de **Puentes de García Rodríguez**: 10800 mg de SO₂/Nm³ (pudiendo alcanzar en ocasiones 12000 y 350 mg de partículas/Nm³).
- Resolución de la DGE de 23/7/85 para la C.T. de **Meirama**: 9000 mg de SO₂/Nm³ y 150 mg de partículas/Nm³.

También se establecen los métodos y procedimientos de realizar las mediciones y evaluaciones de las emisiones de nuevas instalaciones, de la determinación del total de emisiones de las nuevas instalaciones y de las existentes (Anexo IX del R.D.). Las concentraciones de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, partículas y oxígeno, se medirán de forma continua en el caso de instalaciones nuevas con una potencia térmica nominal superior a los 300 MW. En este caso, se considerará que se cumplen los valores límite de emisión si la valoración de los resultados para las horas de explotación de un año natural, indica que:

1. Ningún valor medio mensual supera los valores límite de emisión.
2. Un 97% de todos los valores medios de 48 horas no rebasa el 110% de los valores límite de emisión de dióxido de azufre y partículas.
3. Un 95% de todos los valores medios de 48 horas no rebasa el 110% de los valores límite de emisión de los óxidos de nitrógeno.

En los casos en que únicamente se exijan mediciones discontinuas, se considerará que se cumplen los valores límite de emisión si los resultados de cada una de las mediciones no sobrepasan dichos valores.

Se considerará que se han cumplido los índices de desulfuración, cuando la evaluación de las mediciones efectuadas indique que la totalidad de los valores medios por meses naturales o móviles alcancen los índices de desulfuración requeridos.

Los Anexos de I a VIII del Real Decreto muestran los valores límite de emisión. Para el caso del dióxido de azufre en nuevas instalaciones que utilizan combustibles sólidos, únicamente se regulan estos para instalaciones de potencia térmica nominal a partir de 100 MW. El tramo comprendido entre 50 y 100 MW se ha regulado recientemente en la **directiva 94/66/CEE** que modifica la Directiva 88/609/CEE. En la última directiva se establece un valor límite para el dióxido de azufre para las instalaciones de potencia térmica nominal comprendida entre 50 y 100 MW que utilizan combustibles sólidos de 2000 mg/m^3 .

3.4.5 Generación hidráulica

El subsistema hidráulico está formado por los grupos del sistema y por agregaciones de los grupos más pequeños. Se modelan como unidades físicas independientes con una potencia máxima y un embalse asociado que recibe el agua de las aportaciones naturales. Existen dos clases de grupos: los que pueden almacenar y gestionar las aportaciones que reciben, denominados *regulables*, y los que no tienen capacidad de embalsar definidos como *fluyentes*. Estos últimos producen una potencia que es función de las aportaciones de agua.

Los parámetros característicos de cada generador son la *potencia nominal*, la *capacidad máxima y mínima del embalse*, la *reserva inicial y final* y las *aportaciones por periodo*. Debido a su carácter determinista, solamente se utilizan las aportaciones de un año hidrológico conocido introduciendo las aportaciones por grupo y periodo del año. No obstante, el modelo permite realizar sensibilidades para años húmedo y seco.

El modelo permite como opción agregar todos los grupos en dos: uno regulable y otro fluyente. Cada uno de ellos tiene una potencia igual a la suma de las potencias de todos los grupos de su clase y un embalse con la capacidad de todos los embalses. Esto permite disminuir el número de variables y el tiempo de resolución. Si el número de grupos es elevado (más de 100), se reduce de manera considerable el tamaño del problema y los resultados no difieren excesivamente. El unir en un solo embalse todos los grupos añade una flexibilidad artificial a la gestión del producible hidráulico, pero no llega a ser algo relevante, según se ha comprobado en varios casos.

La representación de la *red hidráulica* se ha considerado irrelevante para la reproducción de la operación del sistema que hace el modelo. Por consiguiente, la variación de energía hidráulica debido a la generación de una central hidráulica aguas arriba no se tiene en cuenta.

3.4.6 La utilización del bombeo

Los grupos hidráulicos que tienen capacidad de turbinar agua procedente de aportaciones naturales y de bombeo, se denominan grupos de *bombeo mixtos*. Por el contrario, cuando solamente pueden turbinar agua previamente bombeada, se denominan grupos de *bombeo puro*. Generalmente, los grupos de bombeo puro son más pequeños y realizan un ciclo de bombeo semanal o diario. Los grupos de bombeo mixto suelen llevar a cabo un ciclo estacional, es decir, entre periodos mensuales.

Además de los parámetros definidos para los grupos hidráulicos, el modelo requiere el *rendimiento de bombeo* y la *capacidad de embalse* donde se bombea. Por otro lado, el usuario puede decidir los periodos, subperiodos y niveles de carga en los que está permitido bombear y aquéllos prohibidos.

Solamente se considera el bombeo realizado por razones económicas: transferencia de energía desde el valle hasta la punta y el alivio de condiciones de carga mínima en horas de valle y de carga máxima en horas de punta. Adicionalmente estas unidades pueden ser operadas por razones de reserva terciaria, dejando lleno el embalse superior al principio de la semana, pero este tipo de funcionamiento no está representado en el modelo, pues suele ser de tipo coyuntural.

3.4.7 Red de transporte

La herramienta desarrollada en esta tesis no modela el efecto de la red de transporte si bien existe un desarrollo que sí incluye un flujo de cargas linealizado en CC –este método se describe con detalle en [Rivier, M., Pérez Arriaga, J.I. and Luengo, G., 1990]- y en el que la doctorando ha participado quedando recogido en los artículos de referencias [Ramos, A., Muñoz, L., Martínez Córcoles, F., Martín Corrochano, V., SM 1995]. La reducida influencia de la red de transporte en los análisis que se proponen ha sido la causa de esta decisión.

3.5 Notación general

La notación matemática que se utiliza en la formulación del problema se presenta a continuación, dividida en tres grupos. Los datos, que describen en detalle la información que es necesario introducir en el modelo. Las variables auxiliares son información interna y los resultados son los que proporciona el modelo como definición de la explotación del sistema.

Las unidades de cada parámetro se agregan al final de su definición.

3.5.1 Datos

A_{hp}	energía de aportaciones hidráulicas para el grupo hidráulico h en el periodo p [GWh].
\bar{b}_b	potencia máxima del grupo de bombeo puro b al bombear [MW].
\underline{b}_b	potencia mínima del grupo de bombeo puro b al bombear [MW].
C_{cp}	compra de combustible garantizado de la central térmica c al comienzo del periodo p [Tcal]. Solamente se pueden especificar compras por periodo del combustible principal ($f=1$) y éstas son las únicas que se pueden considerar garantizadas. No se pueden asignar compras al combustible secundario o terciario. En el caso de combustibles no almacenables se especifican las compras anuales mediante Ca_c .
Ca_{fc}	compra de combustible f de la central térmica c para todo el alcance del modelo [Tcal].
d_{nsp}	potencia demandada en el nivel n del subperiodo s del periodo p [MW].
d'_{nsp}	potencia interrumpible en el nivel n del subperiodo s del periodo p [MW].
D_{nsp}	duración del nivel n del subperiodo s del periodo p [h].
\bar{e}_h	potencia máxima del grupo de bombeo mixto h al bombear [MW].
\underline{e}_h	potencia mínima del grupo de bombeo mixto h al bombear [MW].
g	número máximo de grupos térmicos de una misma central térmica en mantenimiento simultáneo.
\bar{h}_{hp}	potencia máxima del grupo hidráulico h en el periodo p [MW].
\underline{h}_{hp}	potencia mínima del grupo hidráulico h en el periodo p [MW].
k_b	coeficiente de consumos propios del grupo de bombeo b [p.u.].
k_h	coeficiente de consumos propios del grupo hidráulico h [p.u.].
k_t	coeficiente de consumos propios del grupo térmico t [p.u.].
l_{ft}	cota inferior de consumo del combustible f para el grupo térmico t [%].
m	coeficiente de la potencia instalada de todos los grupos térmicos en mantenimiento simultáneo en cualquier periodo [p.u.].
M_t	nº de periodos en mantenimiento programado del grupo térmico t .
o_t^q	consumo específico (término independiente) del tramo q del grupo térmico t [Mcal/h].
$o_t'^q$	consumo específico (término lineal) del tramo q del grupo térmico t [Mcal/MWh].

- o''^q_t consumo específico (término cuadrático) del tramo q del grupo térmico t [Mcal/(MW)²h].
- \bar{p}_t potencia máxima en bornas del alternador (BA) del grupo térmico t [MW].
- \underline{p}_t potencia mínima en bornas del alternador del grupo térmico t [MW].
- q_t coeficiente de indisponibilidad forzada equivalente del grupo térmico t (EFOR, equivalent forced outage rate) [p.u.].
El grupo puede encontrarse disponible a plena potencia con probabilidad $(1 - q_t)$ o indisponible totalmente con probabilidad q_t . Son estados excluyentes entre sí.
- R margen de reserva en potencia [p.u].
- R' reserva rodante térmica en potencia [p.u].
- R_{h1} energía en reservas hidráulicas en el grupo hidráulico h al comienzo del periodo 1 [GWh].
- R_{hP+1} energía en reservas hidráulicas en el grupo hidráulico h al comienzo del periodo $P + 1$ [GWh].
- \bar{R}_h energía máxima en reservas hidráulicas en el grupo hidráulico h [GWh].
- \underline{R}_h energía mínima en reservas hidráulicas en el grupo hidráulico h [GWh].
- r_t costes de arranque del grupo térmico t [Mpta].
- S_{c1} stock de combustible garantizado (o combustible principal) de la central térmica c al comienzo del periodo 1 [Tcal].
- S_{cP+1} stock de combustible garantizado de la central térmica c al comienzo del periodo $P + 1$ [Tcal].
- \bar{S}_c stock máximo de combustible garantizado de la central térmica c [Tcal].
- \underline{S}_c stock mínimo de combustible garantizado de la central térmica c [Tcal].
- \bar{t}_b potencia máxima del grupo de bombeo b al generar [MW].
- \underline{t}_b potencia mínima del grupo de bombeo b al generar [MW].
- u_{ft} cota superior de consumo del combustible f para el grupo térmico t [%].
- u_t coste de fungibles utilizados por el grupo térmico t [pta/kWh].
- V_b capacidad máxima del embalse de bombeo b [GWh].
- v_t^f coste de combustible del grupo térmico t para el tipo de combustible f [pta/Mcal]. El combustible principal corresponde a $f = 1$.
- W penalización por defecto de margen de reserva [pta/kW].
- w coste variable de la energía no suministrada [pta/kWh].
- w' coste variable de interrumpibilidad [pta/kWh].
- z_t coste estándar unitario variable de operación y mantenimiento en barras de central (BC) del grupo térmico t [pta/kWh].
- α_t coeficiente de ponderación de la potencia disponible acoplada para el cálculo del coste variable de operación y mantenimiento del grupo térmico t [p.u.].
- β_t coeficiente de ponderación de la producción en BC para el cálculo del coste variable de operación y mantenimiento del grupo térmico t [p.u.].

- η_b rendimiento del grupo de bombeo puro b [p.u].
 η_h rendimiento del grupo de bombeo mixto h [p.u].
 ρ_t coeficiente de flexibilidad para el cálculo del coste variable de operación y mantenimiento del grupo térmico t [p.u].

3.5.2 Variables auxiliares

- B número de grupos de bombeo puro.
 C número de centrales térmicas con combustible garantizado.
 Se entiende por central térmica con combustible garantizado aquella que realiza compras garantizadas o tiene variación de stocks inicial y final.
 C' número de centrales térmicas.
 c_c coste de stock de combustible garantizado de la central térmica c por unidad de tiempo [Gpta/Tcal/h].
 Se calcula como el coste medio por unidad calorífica de los grupos, por la tasa monetaria y dividido por la duración del año.

$$c_c = \frac{r \sum_{t \in c} v_t^l}{8760 |t \in c|}$$

- F tipos de combustibles térmicos.
 El consumo de combustible principal de cada central puede estar garantizado si se especifican unas compras por periodo o una diferencia entre niveles de stock inicial y final del alcance del modelo.
 H número de grupos hidráulicos y/o de bombeo mixto.
 N número de niveles de carga.
 N_b niveles de carga donde se puede bombear en ciclo diario/semanal.
 N_e niveles de carga donde se puede bombear en ciclo estacional.
 N_t niveles de carga donde se puede turbinar en ciclo diario/semanal.
 P número de periodos.
 P_e número de periodos donde se puede bombear en ciclo estacional.
 Q número de segmentos de la aproximación lineal por tramos de la curva cuadrática de consumo de combustible de un grupo térmico.
 S número de subperiodos.
 S_b número de subperiodos donde se puede bombear en ciclo diario/semanal.
 S_e número de subperiodos donde se puede bombear en ciclo estacional.
 S_t número de subperiodos donde se puede turbinar en ciclo diario/semanal.
 T número de grupos térmicos.
 $t \in c$ grupos térmicos t pertenecientes a la central c .

3.5.3 Resultados

a_{tsp}	decisión de acoplamiento del grupo térmico t en el subperiodo s del periodo p [0/1].
a_{fisp}	decisión de acoplamiento del grupo térmico t en el subperiodo s del periodo p con el tipo de combustible f [0/1]. Solamente se aplica a los grupos bicombustibles.
b_{bnsp}	potencia consumida por el grupo de bombeo puro b en el nivel n del subperiodo s del periodo p [MW].
e_{hmsp}	potencia consumida por el grupo de bombeo mixto h en el nivel n del subperiodo s del periodo p [MW].
f_{sp}	defecto de reserva en el subperiodo s del periodo p [MW].
f'_{sp}	defecto de reserva rodante térmica en el subperiodo s del periodo p [MW].
h_{hmsp}	potencia generada por el grupo hidráulico h en el nivel n del subperiodo s del periodo p [MW].
i_{tp}	indisponibilidad del grupo térmico t en el periodo p [0/1].
n_{nsp}	potencia no suministrada en el nivel n del subperiodo s del periodo p [MW].
n'_{nsp}	potencia interrumpida en el nivel n del subperiodo s del periodo p [MW].
P_{cpf}	consumo de combustible f de la central térmica c en el periodo p [Tcal].
P_{tmsp}	potencia generada por el grupo térmico t en el nivel n del subperiodo s del periodo p [MW].
P_{qfmsp}	potencia generada en BC por el grupo térmico t en el nivel n del subperiodo s del periodo p en el tramo q de la línea quebrada por tramos con el tipo de combustible f [MW].
R_{hip}	energía en reservas hidráulicas en el grupo hidráulico h en el periodo p [GWh].
S_{cp}	stock de combustible garantizado de la central térmica c al comienzo del periodo p [Tcal].
t_{bnsp}	potencia generada por el grupo de bombeo puro b en el nivel n del subperiodo s del periodo p [MW].
ξ_{tp}	variable auxiliar en la formulación de la ecuación de contigüidad entre los periodos en mantenimiento de los grupos [0,1].

3.6 Notación medioambiental

En este apartado solamente se recogen aquellos datos y variables que se utilizan en la formulación medioambiental necesaria para este capítulo. En el capítulo siguiente se complementa la notación con los elementos restantes.

3.6.1 Datos

axs_t	límite máximo de emisiones de SO ₂ (término lineal) del grupo térmico t [kt/MW].
bxs_t	límite máximo mensual de emisiones de SO ₂ (término independiente) del grupo térmico t [kt].
bxn_t	límite máximo mensual de emisiones de NO _x del grupo térmico t [kt].
bxp_t	límite máximo mensual de emisiones de partículas del grupo térmico t [kt].
mcS_{msp}	máxima concentración de SO ₂ en los gases de salida del grupo térmico t por cada nivel de carga n del subperiodo s del periodo p [mg/ Nm ³].
mxs	límite máximo anual de emisiones de SO ₂ [kt].
ms_t	mínimo rendimiento de la instalación de desulfuración [p.u.].
mxn	límite máximo anual de emisiones de NO _x [kt].
PCS_{ft}	poder calorífico superior del combustible f del grupo térmico t [kcal/t].
PCI_{ft}	poder calorífico inferior del combustible f del grupo térmico t [kcal/t].
$tsSO2_t$	tasa de emisión específica de SO ₂ del grupo térmico t [g/kWh].
$tsNOX_t$	tasa de emisión específica de NO _x del grupo térmico t [g/kWh].
$tsPAR_t$	tasa de emisión específica de partículas del grupo térmico t [g/kWh].
$tsCO2_t$	tasa de emisión específica de CO ₂ del grupo térmico t [g/kWh].
λ_t	coste externo del grupo térmico t [pta/kWh].
λ_h	coste externo del grupo hidráulico h [pta/kWh].
λ_b	coste externo del grupo de bombeo puro b [pta/kWh].
$\mu SO2_t$	coste externo por tonelada de SO ₂ producida por el grupo térmico t [pta/t].
μNOX_t	coste externo por tonelada de NO _x producida por el grupo térmico t [pta/t].
μPAR_t	coste externo por tonelada de partículas producida por el grupo térmico t [pta/t].

3.6.2 Variables auxiliares

Para el modelado de las emisiones a lo largo del proceso de combustión son necesarias tres tipos de variables auxiliares: los gases *estequiométricos*, los gases a la *salida de la caldera* y los gases a la *salida de la chimenea*. Como la única diferencia entre la notación de cada tipo reside en los subíndices (*est*, *scl*, *sch*), se han enumerado únicamente los primeros (gases estequiométricos). Así por ejemplo en el caso del dióxido de azufre las variables auxiliares asociadas serían $SO2_{est,ft}$, $SO2_{scl,ft}$ y $SO2_{sch,ft}$.

Como ya se ha comentado, el cálculo de emisiones puede hacerse mediante dos métodos que utilizan uno u otro de los datos siguientes: el análisis elemental de los combustibles y la tasa de emisiones histórica. Las variables pertenecientes al segundo tipo llevan una ' para diferenciarlas.

$CO2_{est,ft}$	CO ₂ estequiométrico producido por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm ³ /kg de combustible] o en peso [g/kg de combustible].
$H2O_{est,ft}$	vapor de H ₂ O estequiométrico producido por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm ³ /kg de combustible].
$SO2_{est,ft}$	SO ₂ estequiométrico producido por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm ³ /kg de combustible] o en peso [g/kg de combustible].
$O2_{est,ft}$	O ₂ estequiométrico producido por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm ³ /kg de combustible].
$N2_{est,ft}$	N ₂ estequiométrico producido por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm ³ /kg de combustible].
$vg_{est,hm,ft}$	volumen de los gases estequiométricos con humedad producidos por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm ³ /kg de combustible].
$vg_{est,sec,ft}$	volumen de los gases estequiométricos sin humedad producidos por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm ³ /kg de combustible].
$vg'_{est,hm,ft}$	volumen de los gases estequiométricos con humedad producidos por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm ³ /kg de combustible].
$vg'_{est,sec,ft}$	volumen de los gases estequiométricos sin humedad producidos por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm ³ /kg de combustible].
$Cn_{est,ft}$	cenizas estequiométricas producidas por el combustible f del grupo térmico t en peso [g/kg de combustible].
χ	grupos térmicos “ <i>existentes</i> ” (cuya autorización inicial de construcción o de explotación se haya concedido antes del 1 de julio de 1987).
μ	grupos térmicos “ <i>nuevos</i> ” (cuya autorización sea posterior a esa fecha).
ψ	grupos térmicos con equipo de desulfuración del combustible.

3.7 Resultados

En primer lugar, existen cuatro tipos principales de variables de resultados asociadas a cada una de las sustancias contaminantes: SO₂, NO_x, partículas y CO₂. En esta sección solamente se citan las relativas al dióxido de azufre.

Análogamente a lo citado anteriormente, los resultados del cálculo de emisiones a partir de la tasa de emisiones histórica se nombran con $\acute{}$ para diferenciarlos de los obtenidos mediante los análisis elementales de los combustibles.

- $cSO2_{cr,msp}$ concentración de SO_2 en los gases de salida de la chimenea en condiciones reales del grupo térmico t en el nivel n del subperiodo s del periodo p [mg/Nm³].
- $cSO2_{cs,msp}$ concentración de SO_2 en los gases de salida de la chimenea en condiciones estándar del grupo térmico t en el nivel n del subperiodo s del periodo p [mg/Nm³].
- $eSO2_{msp}$ emisiones de SO_2 del grupo térmico t en el nivel n del subperiodo s del periodo p [g/kWh].
- $tSO2_{msp}$ emisiones de SO_2 del grupo térmico t en el nivel n del subperiodo s del periodo p [t].
- η_{msp} índice de desulfuración del grupo t en el nivel n del subperiodo s del periodo p [p.u.].

3.8 Formulación matemática del problema de optimización

Un modelo de explotación determina las variables de funcionamiento que definen la explotación del sistema que optimiza una función objetivo dada para el alcance temporal definido. La función objetivo más típica de estos modelos de costes es la minimización de los costes variables de explotación. En esta tesis se analizan además la minimización de los *costes sociales* (ver capítulo 5).

En la formulación que sigue del modelo se considera que toda la generación y toda la demanda se concentran en un único nudo del sistema; es lo que se denomina ***explotación a nudo único*** en la que no se representa la red de interconexión entre los nudos del sistema. Como ya se ha comentado, para los análisis de tipo económico y medioambiental que se recogen en esta tesis no se ha considerado relevante.

Las restricciones que se modelan son de *operación* (restricciones de generación y de cuotas de combustible), de *fiabilidad* y *medioambientales*. Las restricciones de generación incluyen típicamente balance entre generación y demanda, gestión del producible hidráulico y del mantenimiento y límites de potencia producida. Las restricciones de combustible se formulan como cuotas mínimas de consumo de ciertos combustibles. La consideración de la fiabilidad se representa en el modelo por la restricción del margen de reserva en potencia con respecto a la punta de demanda del sistema. Por último, el modelo formula las ecuaciones de máximas emisiones, de

máxima concentración de ciertas sustancias en los gases de salida y de cumplimiento de un rendimiento de desulfuración determinado, como herramienta de análisis medioambientales.

Los principales resultados que se obtienen del modelo son: energía bruta y neta producida por cada grupo; horas de funcionamiento, acoplamiento y parada para cada grupo; consumo de combustible de cada tipo por grupo, diferenciando entre el que proviene del mercado garantizado y proveniente de compras libres; costes de combustible, de arranque y de almacenamiento; emisiones de SO₂, NO_x, CO₂ y partículas y el plan de mantenimiento. Todos estos resultados pueden obtenerse por periodo y para todo el alcance.

El problema de planificación y operación se formula como un problema de optimización entera mixta, que se resuelve de forma directa. Los códigos de optimización que se han utilizado para su resolución se describen en el apartado 3.9.

3.8.1 Funciones objetivo

El modelo admite optimizar la explotación bajo distintos criterios.

a) Función #1: minimización de costes de explotación

La función objetivo #1 es la minimización de:

Los costes de combustible más los de fungibles más los de operación y mantenimiento variables más los de arranque, de todos los grupos térmicos, más los costes de almacenamiento de los stocks de combustible garantizado, más las penalizaciones por desequilibrio entre generación y demanda, por interrumpibilidad y por incumplimiento del margen de reserva.

$$\begin{aligned}
& \sum_{p=1}^P \sum_{s=1}^S \sum_{n=1}^N D_{nsp} \sum_{t=1}^T \sum_{q=1}^Q \sum_{f=1}^F v_t^f \left[o_t^q a_{fisp} + o_t'^q p_{qfmsp} + o_t''^q p_{qfmsp}^2 \right] + \\
& \sum_{p=1}^P \sum_{s=1}^S \sum_{n=1}^N D_{nsp} \sum_{t=1}^T u_t p_{tmsp} + \\
& \sum_{p=1}^P \sum_{s=1}^S \sum_{n=1}^N D_{nsp} \sum_{t=1}^T z_t k_t \left[\alpha_t (1 - q_t) \frac{\bar{p}_t (1 + \rho_t) - \underline{p}_t}{\rho_t} a_{tsp} + \beta_t p_{tmsp} \right] + \\
& \sum_{p=1}^P \sum_{s=2}^S \sum_{t=1}^T r_t (a_{ts-1p} - a_{tsp}) + \\
& \sum_{p=1}^P \sum_{s=1}^S \sum_{n=1}^N \sum_{c=1}^C c_c D_{nsp} S_{cp} + \\
& \sum_{p=1}^P \sum_{s=1}^S \sum_{n=1}^N D_{nsp} (w n_{nsp} + w' n'_{nsp}) + \\
& W \sum_{p=1}^P \sum_{s=1}^S (f_{sp} + f'_{sp})
\end{aligned} \tag{1}$$

Como se observa, la formulación (1) es flexible para el uso de cualquier representación del consumo de combustible, pues admite término fijo, lineal y cuadrático. Si se elige la curva cuadrática, la función objetivo resulta no lineal.

Los costes variables de operación y mantenimiento son los estándares propuestos por el MLE español y se calcula por aplicación de un coste estándar unitario a una ponderación de la potencia disponible acoplada durante las horas de funcionamiento y arranque y de la producción real del grupo (ver (2)). El coste unitario para cada tipo de instalación se estableció por O.M. dentro del MLE y se actualiza anualmente. Los coeficientes de ponderación se fijan anualmente. Para los grupos hidráulicos, se reparten entre los niveles de punta, llano y valle y solamente dependen de la potencia real producida. En el modelo dichos costes se añaden después de realizar la optimización en el caso hidráulico.

Costes variables de O&M estándares =

$$= D_{nsp} \left[z_t \alpha_t k_t (1 - q_t) \frac{\bar{p}_t (1 + \rho_t) - \underline{p}_t}{\rho_t} a_{tsp} + z_t \beta_t k_t p_{tmsp} \right] \tag{2}$$

El modelo calcula los costes de arranque asociándolos a las paradas de los grupos en el subperiodo festivo. Como solamente se modela un subperiodo festivo, el coste de arranque se multiplica por cuatro para simular cuatro fines de semana en el mes.

Si el combustible comprado en un mes no se consume y se almacena para hacerlo en otro momento, se produce un coste para el sistema, que es el denominado coste de financiación del stock. Este se calcula según la siguiente expresión:

$$c_c = \frac{r \sum_{t \in c} v_t^f}{8760 |t \in c|} \quad (3)$$

b) Función #2: minimización de costes sociales de explotación

La función objetivo #2 es la minimización de los costes variables de explotación, enumerados en la función objetivo #1 y los costes externos de carácter medioambiental asociados a la generación de energía. La suma de todos ellos constituye los *costes sociales de explotación*. Por lo tanto, la expresión de la función a minimizar es:

$$\begin{aligned} & \sum_{p=1}^P \sum_{s=1}^S \sum_{n=1}^N D_{nsp} \sum_{t=1}^T \sum_{q=1}^Q \sum_{f=1}^F v_t^f \left[o_t^q a_{ftsp} + o_t^{rq} p_{qfmsp} + o_t^{nq} p_{qfmsp}^2 \right] + \\ & \sum_{p=1}^P \sum_{s=1}^S \sum_{n=1}^N D_{nsp} \sum_{t=1}^T u_t p_{msp} + \\ & \sum_{p=1}^P \sum_{s=1}^S \sum_{n=1}^N D_{nsp} \sum_{t=1}^T z_t k_t \left[\alpha_t (1 - q_t) \frac{\bar{p}_t (1 + \rho_t) - p_t}{\rho_t} a_{tsp} + \beta_t p_{msp} \right] + \\ & \sum_{p=1}^P \sum_{s=2}^S \sum_{t=1}^T r_t (a_{ts-1p} - a_{tsp}) + \\ & \sum_{p=1}^P \sum_{s=1}^S \sum_{n=1}^N \sum_{c=1}^C c_c D_{nsp} S_{cp} + \\ & \sum_{p=1}^P \sum_{s=1}^S \sum_{n=1}^N D_{nsp} (w n_{nsp} + w' n'_{nsp}) + \\ & W \sum_{p=1}^P \sum_{s=1}^S f_{sp} + \\ & \sum_{p=1}^P \sum_{s=1}^S \sum_{n=1}^N D_{nsp} \left[\sum_{t=1}^T \lambda_t p_{msp} + \sum_{h=1}^H \lambda_h h_{hmsp} + \sum_{b=1}^B \lambda_b t_{bmsp} \right] \end{aligned} \quad (4)$$

En general, las externalidades obtenidas en la literatura técnica vienen asociadas a una tecnología o a una instalación en particular. Lo último parece lo más deseable pues tanto el impacto ambiental como su valoración dependen del emplazamiento de cada instalación.

En este modelo se incorporan los resultados obtenidos utilizando la metodología que se ha desarrollado de un proyecto europeo integrado en el programa JOULE y denominado ExternE [European Commission, 1994]. Se han calculado las externalidades asociadas a los grupos más representativos de tecnologías fósiles. Para las centrales nucleares y los grupos hidráulicos se han utilizado los valores genéricos obtenidos en el proyecto ExternE. Este aspecto se trata con detalle en el capítulo 5.

Como se observa en la expresión (4), las externalidades - λ_t , λ_h y λ_b - adoptan la forma de pta/kWh producido, ya que son los costes en los que se incurre al *generar* energía, no al acoplar los grupos o al instalarlos.

Además de estos valores se han manejado pesetas por tonelada de sustancia contaminante emitida - μSO_{2_t} , μNOX_h y μTSP_b - para los grupos térmicos, de forma que el modelo pueda optimizar tanto el mix de generación como la mezcla óptima de combustibles en cada grupo. La parte final de la función objetivo #2 quedaría entonces modificada en el término final de los grupos térmicos:

$$\sum_{p=1}^P \sum_{s=1}^S \sum_{n=1}^N D_{nsp} \sum_{t=1}^T \left(\mu SO_{2_t} tSO_{2_{msp}} + \mu NOX_h tNOX_{msp} + \mu TSP_b tTSP_{msp} \right) + \sum_{h=1}^H \lambda_h h_{hmsp} + \sum_{b=1}^B \lambda_b t_{bnsp}$$

c) Función #3: minimización de emisiones de sustancias contaminantes

Los algoritmos de despacho bajo criterios económicos y medioambientales tienen como objetivo la reducción de las emisiones contaminantes (óxidos de azufre y nitrógeno, partículas, etc.) causadas por la generación térmica fósil. Dicha reducción se puede conseguir mediante restricciones o como penalización en la función objetivo de la explotación del sistema. Cuando se realiza en la función objetivo se denomina *despacho de emisiones* (las funciones objetivo anteriores se consideran *despachos económicos*). Puede tratarse de una sustancia en particular o del conjunto de las emisiones contaminantes relevantes de cada sistema [Lamont, J.W., Obessis, E.V., 1994. En el modelo se han considerado las más significativas para el sistema peninsular español, en el cual se ha aplicado (ver capítulo 5).

Función #3.1: Minimización de las emisiones de una sustancia contaminante

En este despacho se acoplarán los grupos en función de las emisiones de una sustancia en particular. Esto implica que será ahora la “emisión marginal” por unidad de potencia producida por cada grupo la que determinará el orden de despacho de los grupos. Por ejemplo, en el caso del dióxido de azufre, la función a minimizar será:

$$\sum_{p=1}^P \sum_{s=1}^S \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T tSO2_{msp} \tag{5}$$

Se pueden formular expresiones análogas con las emisiones de otras sustancias contaminantes, como:

$$\sum_{p=1}^P \sum_{s=1}^S \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T tNOX_{msp} \tag{6}$$

$$\sum_{p=1}^P \sum_{s=1}^S \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T tPAR_{msp} \tag{7}$$

Función #3.2: Minimización de las emisiones totales

En este modelo, la función objetivo es la minimización de la suma de las emisiones totales del sistema.

$$\sum_{p=1}^P \sum_{s=1}^S \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T (tSO2_{msp} + tNOX_{msp} + tPAR_{msp} + tCO2_{msp} + \dots) \tag{8}$$

3.8.2 Restricciones

a) Restricciones de operación

Las restricciones de operación están asociadas a la coordinación de la explotación del sistema a lo largo de los periodos, esto es, a la asignación óptima de recursos (mantenimiento, combustibles térmicos, aportaciones hidráulicas) y a posibilitar el

desarrollo de las actividades de generación del sistema. Son tanto decisiones discretas o enteras (mantenimiento de los grupos térmicos) como continuas (producciones térmicas y niveles de los stocks de combustible garantizado, producciones hidráulicas y niveles de reservas hidráulicas).

• ***Equilibrio entre generación y demanda***

La suma de potencias producidas térmicas e hidráulicas menos el consumo por bombeo más la potencia interrumpida y no suministrada debe igualarse con la demanda, todo ello en el único nudo ficticio del sistema.

$$\sum_{t=1}^T p_{tmsp} + \sum_{h=1}^H (h_{hmsp} - e_{hmsp}) + \sum_{b=1}^B (t_{bmsp} - b_{bmsp}) + n_{msp} + n'_{msp} = d_{msp} \quad (9)$$

Número de restricciones: *NSP*

• ***Movimiento de los stocks de combustible en función de las compras y producciones***

Esta restricción se aplica exclusivamente a las centrales que tienen producción garantizada, bien sea por realización de compras garantizadas o por variación de stocks inicial y final. Para cada central, *el nivel de stock al inicio de cada periodo es función del stock anterior y de las compras y consumo en dicho periodo*. Al formularse la restricción de tipo menor o igual se indica que al menos el combustible comprado en el mercado garantizado ha de ser consumido o almacenado.

Solamente se formulan para el combustible principal de cada central.

$$\sum_{s=1}^S \sum_{n=1}^N \sum_{t \in c} \sum_{q=1}^Q D_{nsp} \left[o_t^q a_{tsp} + o_t'^q p_{qfmsp} + o_t''^q p_{qfmsp}^2 \right] \geq C_{cp} + S_{cp} - S_{cp+1} \quad (10)$$

Número de restricciones: *CP*

Los valores inicial y final de los stocks, S_{c1} y S_{cp+1} , se fijan de antemano por el usuario. La introducción del término cuadrático del consumo hace que la restricción sea no lineal. Esto requiere el uso de códigos de optimización con esta capacidad, como MINOS y CONOPT, por ejemplo. Para utilizar optimizadores lineales el consumo se debe expresar mediante rectas (consumo estándar y lineal) o funciones lineales por tramos (consumo lineal por tramos).

Además, es necesario añadir una cota del consumo de combustible máximo en función de la disponibilidad del grupo por no estar en mantenimiento. Entonces si denominamos P_{cp} a la energía consumida del combustible principal por la central térmica c en el periodo p [Tcal], tenemos,

$$P_{cp} = C_{cp} + S_{cp} - S_{cp+1} \quad (11)$$

$$0 \leq P_{cp} \leq \sum_{s=1}^S \sum_{n=1}^N \sum_{t \in c} \sum_{q=1}^Q D_{nsp} (1 - i_{tp}) \left[o_t^q + o_t'^q \bar{p}_t k_t (1 - q_t) + o_t''^q (\bar{p}_t k_t (1 - q_t))^2 \right] \quad (12)$$

Número de restricciones: CP

• **Consumo máximo de combustible**

El consumo anual de un tipo de combustible no debe superar un determinado valor. En el caso de combustibles garantizados, a veces no es deseable que el consumo exceda las compras garantizadas.

$$\sum_{p=1}^P \sum_{s=1}^S \sum_{n=1}^N \sum_{t \in c} \sum_{q=1}^Q D_{nsp} \left[o_t^q a_{tsp} + o_t'^q P_{qftmsp} + o_t''^q P_{qftmsp}^2 \right] \leq \sum_{p=1}^P C_{cp} \quad (13)$$

Número de restricciones: C

• **Consumos mínimos obligatorios de combustibles no almacenables**

Es una situación diferente a la gestión de combustibles anterior, en la que se gestionan las compras y los consumos de un combustible valorando en cada periodo el consumo frente al almacenamiento para un consumo en un periodo posterior. En este caso, el usuario asigna a cada central unas compras o consumos mínimos para todo el año y el modelo decide cuándo y cuánto consume cada grupo. Es el caso del gas natural, por ejemplo.

$$\sum_{p=1}^P P_{cpf} \geq Ca_{fc} \quad (14)$$

Número de restricciones: C

• **Potencia térmica en grupos de varios combustibles y varios tramos**

El punto de la curva de consumo que alcance un grupo en cada nivel de carga debe ser igual a la suma de las potencias producidas con cada combustible y, -si procede-, en cada uno de los tramos de la función poligonal de consumo.

$$\sum_{f=1}^F \sum_{q=1}^Q P_{qfmsp} = P_{msp} \quad (15)$$

Número de restricciones: $TNSP$

• **Mínima y máxima potencia producida con un combustible**

El usuario puede regular la cantidad de un combustible (primario, secundario, etc.) que puede consumir un grupo en su caldera.

$$\sum_{q=1}^Q P_{qfmsp} \geq P_{msp} l_{ft} \quad (16)$$

Número de restricciones: $FTNSP$

$$\sum_{q=1}^Q P_{qfmsp} \leq P_{msp} u_{ft} \quad (17)$$

Número de restricciones: $FTNSP$

• **Mezclas de combustibles**

Las ecuaciones anteriores limitan las cantidades de combustible sobre el total. Esta restricción permite relacionar las cantidades de unos combustibles frente a otros, como por ejemplo, cuando una caldera no admite mezclas mayores del 30% de combustible secundario con el combustible principal. Generalmente serán mezclas máximas o mínimas con respecto al combustible principal. Por ejemplo,

$$\sum_{q=1}^Q P_{q1msp} \geq P_{msp} (1 - u_{2t}) \quad (18)$$

Número de restricciones: *TNSP*

- ***Movimiento de las reservas hidráulicas en función de las aportaciones y producciones***

Para cada grupo hidráulico, *el nivel de reserva al principio de cada periodo es función del nivel anterior, de las aportaciones hidráulicas, del bombeo y de la generación en dicho periodo*. La restricción se formula como desigualdad para permitir el vertido de excedentes hidráulicos. Los valores de las reservas inicial y final, R_{h1} y R_{hp+1} , del alcance analizado se fijan de antemano.

$$\sum_{s=1}^S \sum_{n=1}^N D_{nsp} h_{hmsp} - \eta_h \sum_{s \in S_e} \sum_{n \in N_e} D_{nsp} e_{hmsp} \leq A_{hp} + R_{hp} - R_{hp+1} \quad (19)$$

Número de restricciones: *HP*

Las pequeñas centrales hidráulicas se agregan. Las dependencias espaciales entre centrales hidráulicas se consideran irrelevantes dentro del problema de medio plazo y, por consiguiente, se ignoran. Es decir, no se tiene en cuenta la variación en el nivel de reservas de un embalse debido a la generación de otro situado aguas arriba.

- ***Conservación de la energía bombeada y turbinada en el periodo por los grupos de bombeo puro***

La energía bombeada se convierte en la turbinada mediante el rendimiento del grupo de bombeo, teniendo en cuenta la capacidad del embalse de bombeo.

$$\eta_b \sum_{s \in S_b} \sum_{n \in N_b} D_{nsp} b_{bmsp} = \sum_{s \in S_t} \sum_{n \in N_t} D_{nsp} t_{bmsp} \quad (20)$$

Número de restricciones: *BP*

- ***Limitación de la energía bombeada en el periodo por los grupos de bombeo puro***

El límite de la energía bombeada viene dado por la capacidad del embalse. Además solamente se realiza bombeo en los periodos que el usuario haya decidido de antemano.

$$\sum_{s \in S_b} \sum_{n \in N_b} D_{nsp} b_{bnsp} \leq V_b \quad (21)$$

Número de restricciones: BP

• **Relaciones entre potencias térmicas (e hidráulicas)**

Se introducen una serie de restricciones que acoten las potencias producidas. Por ejemplo, la potencia producida en un nivel de carga posterior dentro de un periodo debe ser menor que la del nivel anterior, según la ordenación de niveles en punta, llano y valle.

$$\tilde{p}_t k_t (1 - q_t) a_{tsp} \leq p_{tNsp} \quad (22)$$

Número de restricciones: TSP

$$p_{t+1sp} \leq \tilde{p}_t k_t (1 - q_t) a_{tsp} \quad (23)$$

Número de restricciones: TSP

$$p_{m+1sp} \leq p_{msp} \quad (24)$$

Número de restricciones: $T(N-1)SP$

• **Relaciones entre las variables de acoplamiento**

Se formulan una serie de condiciones entre las variables de acoplamiento entre subperiodos. Por ejemplo, sabiendo que la demanda en el subperiodo festivo no supera nunca la del laborable, es razonable establecer que los acoplamientos en laborable deben ser mayores que en festivo. Por otro lado, un grupo no puede estar acoplado si está en mantenimiento.

Otro ejemplo, es el acoplamiento para los grupos bicomcombustibles. La suma de los acoplamientos con cada uno de los combustibles debe ser igual al acoplamiento del grupo; esto es así porque en estos grupos la producción con cada combustible es excluyente.

$$a_{isp} \leq 1 - i_{tp} \tag{25}$$

Número de restricciones: TSP

$$a_{ts+1p} \leq a_{isp} \tag{26}$$

Número de restricciones: $T(S-1)P$

$$a_{isp} = \sum_{f=1}^F a_{fisp} \tag{27}$$

Número de restricciones: $T(S-1)P$

b) Restricciones de mantenimiento

• *Obligación de mantenimiento programado de los grupos térmicos*

La indisponibilidad de cada grupo térmico, en número de periodos, no debe superar los periodos de mantenimiento programado. También se requieren límites del máximo número de unidades de la misma central en mantenimiento simultáneo y con respecto a la capacidad total instalada del sistema. El modelo obtiene el plan de mantenimiento óptimo, mediante las ecuaciones que se exponen a continuación.

$$\sum_{p=1}^P i_{tp} = M_t \tag{28}$$

Número de restricciones: T

• *Limitación en el número de grupos térmicos de la misma central en mantenimiento simultáneo*

El número de unidades en mantenimiento de una misma central se restringe a lo que el operador estime adecuado.

$$\sum_{t \in c} i_{tp} \leq g \tag{29}$$

Número de restricciones: $C'P$

- **Limitación en la potencia de los grupos térmicos en mantenimiento simultáneo en cualquier periodo con respecto a la potencia térmica instalada total**

Se restringe la relación entre la potencia del sistema en parada por mantenimiento y la potencia instalada total. También sería posible limitar el número de grupos en revisión por tecnologías o del sistema global, pero no son aplicables directamente a cualquier sistema pues las unidades pueden ser muy distintas en potencias nominales.

$$\sum_t i_{tp} \bar{p}_t \leq m \sum_t \bar{p}_t \quad (30)$$

Número de restricciones: P

- **Contigüidad entre los periodos de mantenimiento de los grupos**

En el problema del mantenimiento, estas restricciones permiten resolver las revisiones programadas de duraciones de más de un mes, casos ocasionales en el equipo térmico español. El equipo nuclear, además de presentar revisiones de mayor duración, requiere periódicamente recambios de combustible, que alargan los periodos de indisponibilidad de los grupos.

La utilidad de las restricciones que aquí se proponen radica en la posibilidad de representar una ordenación dada para un conjunto de variables. Se trata de desigualdades basadas en implicaciones lógicas entre variables binarias y variables continuas, que expresan la contigüidad entre los meses de mantenimiento de cada grupo. Son flexibles para cualquier duración (de 1 a 12 meses), respetando los valores discretos de las variables. Por medio de ellas, la optimización en variables discretas se realiza de forma que la duración del mantenimiento pueda estar comprendida entre uno y doce periodos o meses; siempre que sea mayor que uno, los periodos deberán ser consecutivos. Intuitivamente, la variable continua a distancia m_t del inicio del mantenimiento marcado por la variable binaria debe ser 1 y todas las demás 0. Después de la ecuación general se escribe un ejemplo.

$$i_{tp} \leq \sum_{p' \leq M_t} (\xi_{tp+p'-1} + \dots + \xi_{tp+M_t-1}) \quad (31)$$

Número de restricciones: TP

cumpliendo la variable ξ_{tp} la ecuación de convexidad

$$\sum_{p=1}^P \xi_{tp} = 1 \tag{32}$$

Número de restricciones: T

Ejemplo

Alcance: 6 periodos
 Mantenimiento de un grupo t : $p' = 3$ periodos

Formulación de 6 restricciones de contigüidad:

- $P=1 \quad i_t \leq \xi_{t1} + \xi_{t2} + \xi_{t3} \tag{a)}$
- $P=2 \quad i_{t2} \leq \xi_{t2} + \xi_{t3} + \xi_{t4} \tag{b)}$
- $P=3 \quad i_{t3} \leq \xi_{t3} + \xi_{t4} + \xi_{t5} \tag{c)}$
- $P=4 \quad i_{t4} \leq \xi_{t4} + \xi_{t5} + \xi_{t6} \tag{d)}$
- $P=5 \quad i_{t5} \leq \xi_{t5} + \xi_{t6} \tag{e)}$
- $P=6 \quad i_{t6} \leq \xi_{t6} \tag{f)}$

Teniendo en cuenta que

grupo en mantenimiento en $p \quad i_{tp} = 1$
 grupo disponible en $p \quad i_{tp} = 0$

y que solamente una variable ξ_{tp} puede ser \neq de 0,

<i>Mantenimiento</i>	$i_{t1}, i_{t2}, \dots, i_{t6}$	ξ_{tp}
posible	0,1,1,1,0,0	$\xi_{t4} = 1$
prohibido	0,0,1,0,1,1	Si $\xi_{t5} = 1$ se incumple (f) Si $\xi_{t6} = 1$ se incumple (c)
prohibido	1,1,0,0,0,1	Si $\xi_{t3} = 1$ se incumple (f) Si $\xi_{t6} = 1$ se incumplen (a) y (b)

La consideración de estas restricciones plantea un problema de programación entera mixta cuya resolución es de especial complejidad. Para la resolución de estos problemas de programación lineal mixta se pueden emplear códigos con esa capacidad, como CPLEX u OSL, por ejemplo.

El modelo adicionalmente permite que el usuario decida ciertos periodos donde no es posible realizar la revisión anual de algunos grupos (*periodos de mantenimiento prohibido*). Explotaciones consecutivas en las que existan mantenimientos interanuales, requieren este mecanismo para prohibir periodos cercanos finales e iniciales entre una explotación y otra. Obviamente, también es posible modelar un totalmente prefijado mantenimiento.

c) Restricciones de fiabilidad

• Margen de potencia en el nivel de carga máxima³

Toda la potencia máxima de los grupos térmicos acoplados, de los hidráulicos, y de los de bombeo (turbinando), debe ser igual a la demanda más un margen de reserva, en el nivel de carga máxima.

$$\sum_{t=1}^T \bar{p}_t k_t a_{tsp} + \sum_{h=1}^H h_{hp} + \sum_{b=1}^B t_b + f_{sp} \geq d_{1sp} (1 + R) \quad (33)$$

Número de restricciones: SP

• Reserva rodante térmica en el nivel de carga máxima

La potencia máxima de los grupos térmicos acoplados menos la potencia acoplada en la punta debe ser igual a la demanda más la reserva rodante, en el nivel de carga máxima.

$$\sum_{t=1}^T \left[\bar{p}_t k_t a_{tsp} - p_{t1sp} \right] + f'_{sp} \geq d_{1sp} R' \quad (34)$$

Número de restricciones: SP

³ Se supone que los niveles de carga se encuentran ordenados, siendo el primero el de mayor demanda.

d) Restricciones medioambientales

La limitación de las emisiones de la generación térmica puede adoptar muy diversas formulaciones. Puede dirigirse a la cantidad total de emisiones, a la concentración de los gases de salida o a la calidad del aire. El horizonte también puede ser anual, mensual, horario, etc. Y por último, pueden referirse a los grupos individualmente o a un conjunto de ellos (de un área geográfica determinada).

El modelo es flexible para integrar casi cualquier tipo de restricciones sobre las emisiones de los grupos térmicos. Actualmente, en el modelo se ha reproducido la normativa española vigente en contaminación atmosférica de grandes instalaciones de combustión como son las centrales térmicas de carbón, gas natural y fuel-oil (ver apartado 3.4.4, e). Las restricciones que aparecen como fruto de dicha normativa se presentan a continuación.

Para la formulación es necesario haber calculado previamente el volumen de los gases de salida, su composición y las emisiones de sustancias contaminantes a partir de los datos y las variables que decide el modelo. Existen dos formas diferentes de calcular las emisiones: a partir de la *tasa específica de emisiones de cada grupo térmico* y otra, a partir del *análisis elemental de los combustibles*.

En la formulación siguiente se considera ya obtenida la composición de los gases de salida y solamente se expone el cálculo de las emisiones en función de la potencia, del consumo de combustible y del volumen de los gases de salida (como ejemplo se muestra el cálculo del SO₂). El modelado de las emisiones se expone en el capítulo siguiente. Este modelado se realiza como una parte más de la optimización de la explotación.

• Emisiones de sustancias contaminantes mediante el análisis elemental de los combustibles

La composición de los gases de salida y su volumen se obtienen -fuera de la optimización- para cada grupo y para cada combustible que el grupo pueda consumir. Entonces mediante la formulación siguiente, el modelo decide la mezcla de combustibles óptima frente a los criterios de optimización sin infringir las restricciones impuestas. Esto lo hace ponderando el resultado para cada combustible en [Nm³/kg de combustible] con la potencia producida por el grupo con cada uno.

Estos cálculos se hacen tanto en condiciones reales (de oxígeno y humedad) como en condiciones estándares. Aquí se presenta el cálculo en estándares y para una sustancia contaminante.

La **concentración** de dióxido de azufre en cada grupo por nivel de carga es:

$$cSO2_{cr,msp} [mg / N m^3] = \sum_{f=1}^F \frac{SO2_{sch,ft}}{vg_{sch,hm,ft}} \cdot \frac{\sum_{q=1}^Q P_{qfmsp}}{\bar{P}_{msp}}$$

Las **emisiones** de dióxido de azufre por cada nivel de carga son:

$$tSO2_{msp} [t] = \sum_{f=1}^F \frac{SO2_{sch,ft} \sum_{q=1}^Q (o_i^q a_{fisp} + o_i'^q p_{qfmsp} + o_i''^q p_{qfmsp}^2) D_{nsp}}{PCS_{ft}}$$

• **Emisiones de sustancias contaminantes mediante la tasa específica de emisiones**

Si se elige esta opción más sencilla, el modelo solamente utiliza la tasa de emisiones específica -en g/kWh- por grupo para calcular las emisiones. Sin embargo, para la concentración de estos gases es necesario el volumen de los gases. Éste se obtiene por grupo y combustible mediante un modelo teórico.

Las **emisiones** de dióxido de azufre por cada nivel de carga son:

$$tSO2'_{msp} [t] = \sum_{f=1}^F tSO2_t \sum_{q=1}^Q p_{qfmsp} D_{nsp}$$

La **concentración** de dióxido de azufre en cada grupo por nivel de carga es:

$$cSO2'_{cs,msp} [mg / N m^3] = \sum_{f=1}^F \frac{tSO2_t PCS_{ft}}{vg_{sch,sec,ft}} \cdot \frac{\sum_{q=1}^Q P_{qfmsp}}{\sum_{q=1}^Q (o_i^q a_{fisp} + o_i'^q p_{qfmsp} + o_i''^q p_{qfmsp}^2) D_{nsp}}$$

• **Máximas emisiones anuales de SO₂ de grupos existentes**

La suma de las emisiones anuales de SO₂ de los grupos existentes del sistema no debe sobrepasar un límite.

$$\sum_{p=1}^P \sum_{s=1}^S \sum_{n=1}^N \sum_{t \in \chi} eSO2_{tmsp} \leq mxs \quad \forall t \in \chi \quad (35)$$

Número de restricciones: 1

• **Máximas emisiones de SO₂ de grupos nuevos**

La concentración de SO₂ en los gases de salida de la chimenea de cada instalación nueva del sistema en cada nivel de carga deben mantenerse bajo un límite que depende de la potencia nominal del grupo.

$$eSO2_{tmsp} \leq (axs_t \bar{p}_t + bxst_t)vg_{tmsp} \quad \forall t \in \mu \quad (36)$$

Número de restricciones: TNSP, $\forall t \in \mu$

• **Máxima concentración de SO₂ en los gases de salida de los grupos existentes**

La concentración de SO₂ en los gases de salida en cada nivel de carga no debe superar un límite preestablecido.

$$cSO2_{cs,tmsp} \leq mcs_{tmsp} \quad \forall t \in \chi \quad (37)$$

Número de restricciones: TNSP, $\forall t \in \chi$

• **Máximas emisiones de NO_x de grupos existentes**

La suma de las emisiones anuales de NO_x de los grupos existentes del sistema no debe sobrepasar un límite.

$$\sum_{p=1}^P \sum_{s=1}^S \sum_{n=1}^N \sum_{t \in \chi} eNOX_{tmsp} \leq mxn \quad (38)$$

Número de restricciones: 1

• **Máxima concentración de NO_x en los gases de salida de los grupos nuevos**

La concentración de NO_x en los gases de salida de la chimenea de cada instalación nueva del sistema en cada nivel de carga deben mantenerse bajo un límite determinado.

$$eNOX_{msp} \leq bxn_t v g_{msp} \quad \forall t \in \mu \quad (39)$$

Número de restricciones: $TNSP$, $\forall t \in \mu$

• **Máxima concentración de partículas en los gases de salida de los grupos nuevos**

La concentración de partículas en los gases de salida de la chimenea de cada instalación nueva del sistema en cada nivel de carga debe mantenerse bajo un límite determinado.

$$ePAR_{msp} \leq bxp_t v g_{msp} \quad \forall t \in \mu \quad (40)$$

Número de restricciones: $TNSP$, $\forall t \in \mu$.

• **Mínimo índice de desulfuración**

El índice de desulfuración -relación entre el contenido de azufre en los gases de salida y en el combustible consumido- en las instalaciones con equipamientos diseñados al respecto, debe ser superior al límite especificado.

$$\eta_t \geq ms_t \quad \forall t \in \psi \quad (41)$$

Número de restricciones: T , $\forall t \in \psi$

3.8.3 Variables

Todas las variables del problema de optimización deben ser positivas. Algunas de ellas deben pertenecer al intervalo (0,1); en ciertos casos algunas deben ser binarias y otras enteras.

Las variables relacionadas con el bombeo solamente tienen sentido en los niveles de carga, subperiodos y periodos en donde no está prohibido. Las cotas superiores e inferiores se presentan a continuación.

Los stocks de combustible por central deben situarse entre un máximo y un mínimo dados. Igualmente sucede con las reservas hidráulicas. Además, los niveles de stocks de combustible por central y de reserva para cada grupo hidráulico, al principio y al final del alcance estudiado, generalmente un año natural, se fijan de antemano. El acoplamiento y la indisponibilidad de los grupos térmicos en cada periodo no deben superar la unidad.

$$i_{tp} = \{0,1\}$$

$$0 \leq \xi_{tp} \leq 1$$

$$\underline{S}_c \leq S_{cp} \leq \bar{S}_c$$

$$a_{tsp} = \{0,1\}$$

$$a_{ftsp} = \{0,1\}$$

$$p_{msp} \leq \bar{p}_t k_t (1 - q_t)$$

$$\underline{h}_{hp} k_h \leq h_{hmsp} \leq \bar{h}_{hp} k_h$$

$$\underline{e}_h k_h \leq e_{hmsp} \leq \bar{e}_h k_h$$

$$\underline{t}_b k_b \leq t_{bnsp} \leq \bar{t}_b k_b$$

$$\underline{b}_b k_b \leq b_{bnsp} \leq \bar{b}_b k_b$$

$$\underline{R}_h \leq R_{hp} \leq \bar{R}_h$$

$$n_{nsp} \leq d_{nsp}$$

$$n'_{nsp} \leq d'_{nsp}$$

$$f_{sp} \leq d_{1sp} (1 - R)$$

$$f'_{sp} \leq d_{1sp} R'$$

3.9 Implantación informática

El modelo se ha desarrollado en el lenguaje de especificación algebraica GAMS [Brooke, A., Kendrick, D. and Meeraus, A., 1992], desarrollado por GAMS Development Corp., el cual está especialmente diseñado para la creación y resolución de prototipos de modelos de optimización. Permite la implantación de problemas grandes y complejos de forma concisa y fiable, dejando gran flexibilidad al usuario en aspectos como ficheros de entrada/salida, modularidad, conservación y utilización de soluciones previas, etc. Estas razones hacen de él un medio muy eficiente para el desarrollo de prototipos, donde se requiere una continua experimentación y prueba de ligeras variaciones.

Además, este lenguaje admite múltiples soportes informáticos donde trabajar. Para este modelo se han utilizado tanto PC's como estaciones de trabajo de sistema operativo Unix (Sun o Alpha de Digital). Entonces, cualquier herramienta desarrollada en GAMS tiene ya como características intrínsecas la portabilidad y la flexibilidad, sin restricciones ni en la plataforma ni en el sistema operativo requeridos, siempre que GAMS y los distintos paquetes de optimización estén disponibles.

La implantación de este modelo y su resolución usando este lenguaje solamente necesita 2400 líneas de código fuente. Su estructura está formada por las siguientes etapas:

1. Compilación del código fuente
2. Lectura y validación de los datos de entrada
3. Tratamiento de los datos (escalación, asignación a variables, etc.)
4. Formulación del problema
5. Llamada al optimizador y resolución de la explotación
6. Escritura de resultados
7. Análisis de sensibilidad

Conviene hacer hincapié aquí en la adecuada *escalación* que requiere cualquier problema de optimización de gran tamaño. En general, se mejora la eficacia numérica si tanto las variables y sus derivadas como las restricciones se sitúan en valores próximos a la unidad [Gill, P.E., Murray, W., Wright, M.H., 1981]. Por esta razón se utilizan como unidades kTcal para los consumos de combustible, GW para las potencias, TWh para las energías, kt para las emisiones y Gptas para los costes.

3.9.1 Métodos de resolución

La optimización se realiza llamando a un optimizador desde el modelo. Es decir, una vez que GAMS ha compilado todo el modelo -formulación y datos- sin encontrar ningún error de escritura en el mismo, construye el problema y hace la llamada al optimizador que corresponda.

El optimizador se elige en función de varios factores. Primero, obviamente que esté disponible en la plataforma informática que se está utilizando para compilar GAMS y que sea accesible desde este lenguaje; debe poder resolver las características matemáticas del problema como son no linealidades, variables continuas o discretas, tamaño en cuanto a variables y restricciones, etc. Por último los tiempos de resolución deben ser razonables. En la ejecución de cualquier modelo escrito en GAMS hay que distinguir dos tiempos diferentes:

- *el tiempo de preparación y generación del problema.*

GAMS necesita un tiempo de lectura de todos los datos necesarios, comprobándolos y generando así el problema a resolver. Cubre las etapas desde la segunda hasta la cuarta de las citadas anteriormente. La generación del problema se hace en la memoria principal y en el disco se escribe la interfaz con el optimizador.

- *el tiempo de resolución del problema por el optimizador.*

En esta etapa es cuando se consume exclusivamente CPU. Depende del tamaño del problema (número de variables y restricciones) y del punto inicial para el método Primal Simplex.

El modelo requerirá una combinación de estos tiempos de cálculo además del tiempo de compilación del código fuente y el de escritura de resultados.

Desde el punto de vista del método de resolución empleado, se han tomado las iniciativas que se consideran idóneas para este problema, habida cuenta de los optimizadores disponibles en conexión con GAMS. Tres de estos son los que se han utilizado para este modelo: CPLEX [CPLEX Optimization Inc., 1994], OSL [International Business Machines Corp., 1991] y MINOS [Murtagh, B.A. and Saunders, M.A., 1987].

Así, por ejemplo, los problemas lineales se resuelven completos utilizando el método de *punto interior* del optimizador CPLEX. Se trata de un método de punto interior o de barrera que se denomina *Primal-Dual predictor-corrector* y que pasa a Simplex una vez alcanzado el óptimo para no perder información. El OSL también utiliza este método pero con menos rendimiento aumentando el tiempo de resolución

sustancialmente. Los problemas que se resuelven en esta tesis son lineales en la función objetivo y en las restricciones; la utilización ha sido en todos los casos de CPLEX, tanto para problemas continuos como enteros mixtos.

Para los problemas no lineales de gran tamaño se recurre al optimizador MINOS cuya única restricción es el número de variables y restricciones totales. Si se supera este límite entonces es necesario descomponer el problema no lineal para resolverlo con este optimizador. Utiliza el método primal Simplex que es mucho más lento que los métodos de punto interior.

Cuando el problema contiene variables enteras y continuas los optimizadores deben resolver optimización entera mixta o MIP (Mixed Integer Programming). Tanto CPLEX como OSL pueden ser llamados desde GAMS y disponen de esta capacidad.

3.9.2 Tamaños de los problemas

El problema formulado previamente es un problema de optimización entera mixta de gran tamaño. Se puede considerar así a un problema de miles o decenas de miles de ecuaciones e incógnitas [De la Fuente O'Connor, J.L., 1993]. Existen actualmente limitaciones en algunos optimizadores comerciales si el tamaño de los problemas es excesivo. Por ejemplo, el MINOS no admite más de 32767 variables y 32767 ecuaciones. En los casos del CPLEX y OSL no se conocen límites en los tamaños. Por otro lado, la explotación y la planificación de sistemas eléctricos de generación y transporte presentan matrices de coeficientes con un número reducido de elementos no nulos lo cual facilita su resolución.

El tamaño del problema para el modelo de nudo único aparece en la Tabla 3.2. Son números aproximados, calculados en función de parámetros generales del sistema, indicados en los puntos 3.8.2 las restricciones y 3.5.3 las variables. Para opciones y casos concretos estas dimensiones pueden variar ligeramente.

RESTRICCIONES	$1+T+2C+P(2B+2C+H-2T)+SP(2+4T)+NSP(2+7T+2FT)$
VARIABLES	$P(H+C'+CF)+SP(2+T)+2NSP(1+B+H)+TNSP(5+16F+QF)$

Tabla 3.2. Tamaño del problema de nudo único.

Al aplicar este modelo al sistema eléctrico peninsular español (ver capítulo 5), considerando las características en cuanto a división temporal y elementos según la Tabla 3.3, el número de restricciones y variables resultantes son los mostrados en la Tabla 3.4.

Característica	Número
Periodos	12*
Subperiodos/periodo	2
Niveles de carga/subperiodo	2 y 3**
Grupos térmicos	71
Centrales térmicas	16
Grupos hidráulicos/bombeo. mixto	125
Grupos de bombeo puro	9

* Puede ser un número distinto; es la opción por defecto.

** En laborables son 3 y en festivos 2.

Tabla 3.3 Características del sistema eléctrico peninsular.

RESTRICCIONES	92237
VARIABLES	79147*
ELEMENTOS NO NULOS	303240

*Este número incluye las variables auxiliares definidas en el apartado 3.5.2.

Tabla 3.4. Tamaños de los problemas para el sistema eléctrico peninsular español.

Los tamaños de los problemas afectan directamente al tiempo de ejecución del modelo y a la memoria necesaria. Según la experiencia en tiempos de resolución, se observa que éste es proporcional al número de elementos no nulos de la matriz de restricciones. Como ejemplo, para resolver un problema de 24000 restricciones y 31500 variables (continuas) y 100000 elementos no nulos, se requieren 10 minutos de ejecución en un PC portátil con 32 MB de memoria RAM y procesador Pentium a 120 MHz ejecutando la versión de GAMS 2.25.082 y 3.0 de CPLEX bajo una ventana DOS en Windows95.

Se ha comprobado que los optimizadores de problemas lineales utilizados, CPLEX y OSL, no presentan límites conocidos en el número de variables y restricciones, salvo MINOS como ya se ha mencionado. Para problemas no lineales sí que existen serias limitaciones en tamaños debido principalmente a los métodos actuales de solución.

3.10 Modos de utilización y opciones del modelo

La utilización del modelo depende de los estudios a realizar. El grado de detalle en los resultados requeridos puede diferir según la aplicación. El modelo con todas las características al máximo nivel de exigencia puede resultar poco ágil para ciertos

usos, por lo que se hace recomendable una utilización *jerarquizada y parcial* del mismo. Lo primero, se refiere a ir resolviendo paulatinamente problemas desde los más sencillos hasta los más complicados y detallados, utilizando unos resultados para resolver los siguientes. Por otro lado, el problema será más manejable si se consideran independientemente algunas opciones como el bombeo, la desagregación hidráulica o el uso de una curva de consumo de combustible cuadrático de otras como decisiones discretas como el mantenimiento o el acoplamiento térmico.

El modelo dispone de una serie de modalidades de uso que pueden utilizarse individualmente o combinadas. Las opciones principales se enumeran a continuación.

- *Nudo único*, con o sin agregación hidráulica de los grupos hidráulicos en uno solo, y *generación/red* con o sin pérdidas.
- Asignación de los periodos, subperiodos y niveles donde los grupos de bombeo mixto o puro pueden *bombear o turbinar*.
- *Curvas de consumo de combustible* de los grupos térmicos estándar, lineal, cuadrática o lineal por tramos. También es opcional la mezcla de combustibles fósiles en las calderas de los grupos térmicos así como el que sean bicomcombustibles.
- Optimización del *mantenimiento* en variables discretas considerando o ignorando las asignaciones de mantenimiento proporcionadas al modelo como dato de entrada.
- Optimización de diferentes *funciones objetivo* o combinaciones de ellas.
- Optimización del *acoplamiento térmico* en variables continuas o discretas.
- Cálculo de las emisiones de sustancias contaminantes según diferentes clases de información: *tasas de emisión específicas, composición química de los combustibles* o información de *medidas históricas*.
- Incremento de la *demanda* con respecto a los datos del fichero de entrada.
- Explotaciones de periodos de *duración* variable.
- Uso *multianual* para la evaluación concatenada de un alcance compuesto por varios años.

Además, se ha previsto la posibilidad de realizar una serie de sensibilidades de los resultados de explotación de la última ejecución, con respecto a:

- un incremento de la *demanda*.
- un aumento o una disminución en las *aportaciones hidráulicas* (diferentes hidrologías).
- eliminar las *compras garantizadas* de los grupos térmicos.
- puesta *fuera de servicio* de un grupo durante el alcance del modelo.

El modelo está constituido por un conjunto de módulos de ficheros fuente GAMS, que facilitan la entrada de datos, de parámetros de ejecución y de opciones independientemente, y que generan los diferentes ficheros de salida con los resultados descritos en el párrafo anterior. Se pueden clasificar en:

- **módulo algorítmico**
 - Es el núcleo del modelo, que contiene la estructura principal y las llamadas al resto de los ficheros.
- **módulo de entrada de datos**
 - Está constituido por los ficheros de datos del sistema eléctrico: generación, transporte, de demanda, de emisiones y de duraciones de los niveles, subperiodos y periodos.
- **módulo de entrada de opciones**
 - Son los ficheros que modifican la información general del sistema y permiten al usuario analizar la explotación bajo distintos supuestos u opciones.
- **módulo de control de la optimización**
 - Son ficheros de especificación de las opciones del método de optimización en uso.
- **módulo de escritura de resultados**
 - Constituyen el código fuente que realiza las presentaciones de los resultados más interesantes.

Las figuras siguientes pueden aclarar al lector en cuanto a la organización del modelo.

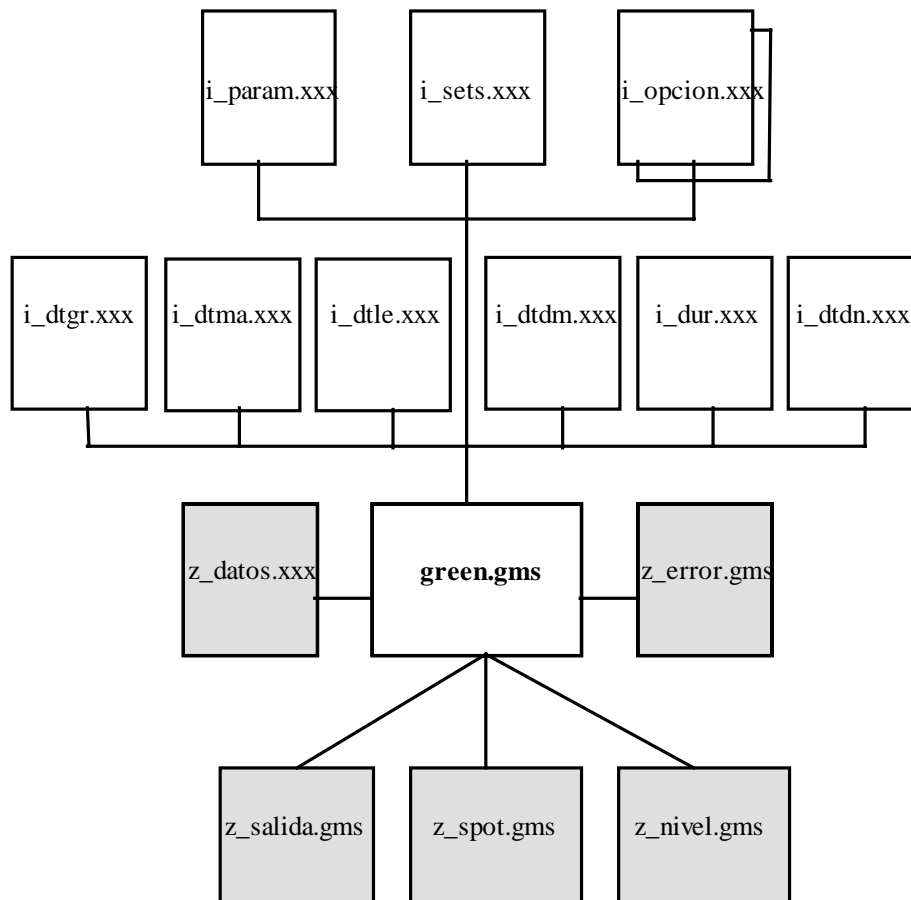


Figura 3.3. Organización de los ficheros fuente del modelo.

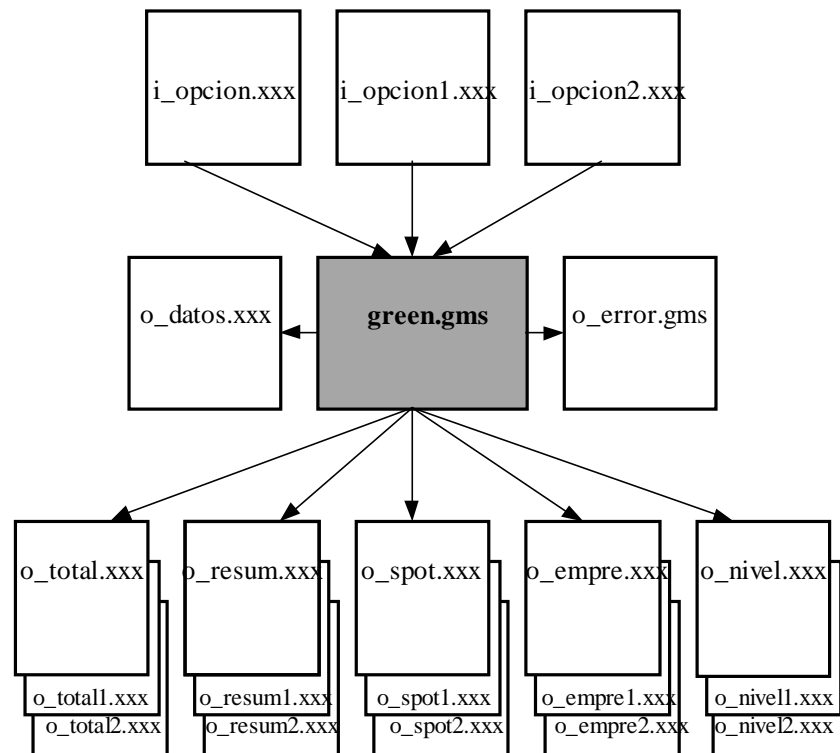


Figura 3.4 Archivos de salida del modelo, con tres ejecuciones sucesivas y sin análisis de sensibilidad.

La *guía de usuario* del modelo se encuentra descrita en el Anexo I de esta tesis. En ella se encuentra toda la información necesaria para utilizar esta herramienta en todas sus posibilidades. Sus capacidades se han recorrido con detalle en este capítulo y la aplicación al sistema eléctrico peninsular español en diversos análisis se hacen en el capítulo 5. En el capítulo siguiente se profundiza en el modelado de las emisiones de la generación térmica así como en el desarrollo de estrategias novedosas de optimización de la explotación bajo consideraciones medioambientales implantadas en el modelo.

3.11 Principales resultados

Los principales resultados que obtiene este modelo son los siguientes. Para cada generador, para todo el sistema, para cada periodo y para todo el alcance del modelo:

- producciones brutas y netas mensuales térmicas e hidráulicas
- consumo por tipo de combustible
- emisiones de dióxido de azufre

- emisiones de óxidos de nitrógeno
- emisiones de partículas
- emisiones de anhídrido carbónico
- horas en mantenimiento
- horas de funcionamiento
- horas de parada
- disponibilidades horarias en arranque y acoplamiento
- energía indisponible
- costes de combustible
- costes de fungibles
- costes de operación y mantenimiento
- costes de almacenamiento del combustible
- precios marginales del sistema
- plan de mantenimiento anual

3.12 Referencias

- Abdul-Rahman, K.H., Shahidehpour, S.M., Aganagic, M., Mokhtari, S., “A practical resource scheduling with OPF constraints”, *IEEE, WM* 1995.
- Almasque, J., Montgomery, D., S., Le, K.D., Boyle, R.F. and Nguyen, M.T., Orndoff, D., “Potential impacts of NO_x and SO₂ constraints on CIPS operations”, pp. 1576-1580, 1994.
- Anderson, D., “Models for Determining Least Cost Investments in Electricity Supply,” *Bell Journal of Economics and Management Science*, Vol. 3. pp-267-299. 1972.
- Bailey, E.S., Jr., Galloway, C.D., Hawkins, E.S., Wood, A.J., “Generation Planning Programs for Interconnected Systems: Part II, Production Costing Programs”, *AIEE Special Supplement*, 1963, pp. 775-788.
- Baleriaux, H., Jamouille, E. et Linard de Guertechin, Fr., “Simulation de l’exploitation d’un parc de machines thermiques de production d’électricité couplé à des stations de pompage,” *Revue E (Edition SRBE)*, Vol. 7, 1967. pp. 225-245.
- Bertsekas, D.P., et al. ,“Optimization short-term scheduling of large scale power systems”, *IEEE Transactions on Automatic Control*, Vol. 28, No. 1, January, 1983.

- Booth, R.R., "Power System Simulation Model Based on Probability Analysis," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-91, January 1972, pp. 62-69.
- Brooke, A., Kendrick, D. and Meeraus, A., "Release 2.25 GAMS A User's Guide", The Scientific Press. South San Francisco, USA, 1992.
- Carpentier, J. and Merlin, A., "Optimization Methods in Planning and Operation," *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 4, No. 1, pp. 11-18, January 1982.
- Choueiry, B Y. and Sekine, Y. "Knowledge Based Method for Power Generators Maintenance Scheduling" *Expert Systems Applications to Power Systems*. pp 9.7-9.14. 1988.
- Cohen, A.I., et al., "A Branch and Bound algorithm for unit commitment", *IEEE Transactions on PAS*, Vol. 102, No. 2, February, 1983.
- CPLEX Optimization Inc., *CPLEX Callable Library version 2.0*, 1994.
- De la Fuente O'Connor, J.L., "Tecnologías computacionales para sistemas de ecuaciones, optimización lineal y entera", *Ed. Reverté*, 1993.
- Dillon, T.S., et al., "Integer programming approach to the problem of optimal unit commitment with probabilistic reserve determination", *IEEE Transactions on PAS*, Vol. 97, No. 6, 1978.
- Dodu, J.C., Verseille, J., "Comparing mathematical models used at CEGB, EDF and ENEL to assess composite system adequacy in the planning stage", *CIGRÉ*, 1990.
- Edwin, K.W. and Curtius, F. "New Maintenance Scheduling Method with Production Cost Minimization via Integer Linear Programming" *International Journal of Electric Power and Energy Systems*. Vol 12. pp 165-170. 1990.
- El-Keib, A.A., Ding, H., "Environmentally constrained economic dispatch using linear programming", *Electric Power Systems Research*, 29, pp. 155-159, 1994.
- "El Marco Legal Estable", *DIGEN*, IBERDROLA. Marzo, 1996.
- Eon Duval, P. and Poilpot, R. "Determining Maintenance Schedules for Thermal Production Units: the KAPILA Model" *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. Vol 102. pp 2509-2525. 1983.

- European Commission, “Extensions to the ExternE project”, Workshop in Madrid, January, 1996.
- European Commission, “ExternE. Externalities of Energy”, ExternE Project Reports No. 1-9, 1994.
- Finnigan, O.E. and Fouad, A.A., “Economic Dispatch with Pollution Constraints,” IEEE PES Winter Power Meeting, New York, January 1974, C74 155-8.
- Gent, M.R. and Lamont, J.W., “Minimum Emission Dispatch”, *IEEE Transactions on PAS*, Vol. PAS-90, pp. 2650-2660, November/December 1971.
- Gill, P.E., Murray, W., Wright, M.H., “Practical Optimization”, *Academic Press, Inc*, 1981.
- Gjengedal. T., Johansen, S., Hansen, O., “Economic-Environmental unit commitment (EEUC)- A multicriteria approach”, *IEEE*, WM 1992.
- Gorenstein, B.G., Camponico, N.M., Costa, J.P. and Pereira, M.V.F., "Stochastic Optimization of a Hydro-Thermal System Including Network Constraints", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No. 2, pp. 791-797, Mayo, 1992.
- Granelli, G.P., Montagna, M., Marannino, P., Pasini, G.L., “Emission constrained dynamic dispatch”, *Electric Power Systems Research*, .
- Heslin, J.S., Hobbs, B.F. ”A multiobjective production costing model for analyzing emissions dispatching and fuel switching”. Cleveland. *IEEE Transactions on Power Systems*. 1989.
- Hobbs, B.F. “Emissions Dispatch under the underutilization provision of the 1990 U.S. Clean Air Act Amendments: Models and Analysis”. *IEEE Transactions on Power Systems* Vol. 8, No. 1, February, 1993.
- Hobbs, B.F., Honious, J.C., Bluestein, J. ”Estimating the flexibility of utility resource plans: an application to natural gas cofiring for SO₂ control”. *IEEE Transactions on Power Systems*. February, 1993.
- Hobbs, B.F., Huang, W. “Optimal SO₂ compliance planning using probabilistic production costing and Generalized Benders Decomposition” *IEEE Transactions on Power Systems*.1993.
- Hu, Y., Wee, W.G., “A hierarchical system for economic dispatch with environmental constraints”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 2, pp. 1076-1082, May 1994.

- Huang, W., Hobbs, B.F. “Estimation of marginal system costs and emissions of changing in generating unit characteristics”. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol.,7, No.3. August, 1992.
- International Business Machines Corp., *Optimization Subroutine Library Release 2.*, 1991.
- Jackson, T.M., Stansberry, C.J., Estes, S., Le, K.D., Boyle, R.F. and Nguyen, M.T., “Evaluating soft strategies for Clean Air Act Compliance”, *IEEE Computer Applications in Power*, 1993.
- Keib, A.A., Ma, H., Hart, J.L. “Economic Dispatch in view of the Clean Air Act of 1990”. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 9, No. 2, May, 1994.
- Keib, A.A., Ma, H., Hart, J.L. “Environmentally Constrained Economic Dispatch using the LaGrangian Relaxation Method”. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 9, No. 4, November, 1994.
- Kermanshahi, B.S., Yasuda, K., Yokoyama, R., “Environmental marginal cost evaluation by noninferior surface for optimal power dispatching”, .
- Kralj, B. and Petrovic, R. “Optimal preventive maintenance scheduling of thermal generating units in power systems. A survey of problem formulations and solutions methods” *European Journal of Operational Research*. Vol 35. pp 1-15. 1988.
- Kralj, B., Rajakovic, N. “Multiobjective programming in power system optimization: new approach to generator maintenance scheduling” *Electrical Power and Energy Systems*. Vol 16. No. 4. 1994.
- Kuloor, S., Hope, G.S., Malik, O.P. “Environmentally constrained unit commitment”. *IEE Proceedings*. March, 1992.
- Lamont, J.W., Obessis, E.V. "Emission Dispatch Models and Algorithms for the 1990'S. *IEEE Transactions on Power Systems*. June, 1994.
- Le, K.D., “Current issues in operational planning”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No. 3, August 1992.
- Lee, F.N., Liao, J., Breipohl, A.M., “Coordination of SO₂ emission allowance trading, energy and spinning reserve transactions and consumption of take-or-pay fuels”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 3, pp. 1243-1251, August 1994.

- Ley 40/1994, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional, LOSEN.
- Mbamalu, G.A.N., El-Hawary, M.E., El-Hawary, F., “Nox emission modelling using the iteratively reweighted least-square procedures”, *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 17, No. 2, pp. 129-136, 1995.
- Moleshi, K., Sherkat, V.R. and Cacho, F. "Optimal Scheduling of Long-Term Fuel Purchase, Distribution, Storage and Consumption", *1991 Power Industry Computer Application Conference*, pp. 98-104, Mayo, 1991.
- Moore, D.R., “Strategic planning for Clean Air Act Amendment Compliance”, 1993.
- Mukerji, R., Parker, J. H. “Power plant maintenance scheduling: optimizing economics and reliability” *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol 6. No. 2. Mayo, 1991.
- Muñoz Moro, L., Ramos, A. “Goal Programming Approach to Maintenance Scheduling of Generating Units in Large Scale Power Systems” *IEEE SM, Berlín, Julio 1997*.
- Murtagh, B.A. and Saunders, M.A., “MINOS 5.1 Users’s Guide”, *Systems Optimization Laboratory, Department of Operations Research. Stanford University*, SOL 83-20R, December 1983, Revised January 1987.
- Mushu, M., Shultz, R., “Inclusion of emission costs in the fuel cost curves for fossil fuel units”, pp. 106-111, 1994.
- Palanichamy, C., Srikrishna, K., “Economic Thermal Power Dispatch with emission constraint”, *IE Journal-EL*, Vol. 72, Abril, 1991.
- Podbury, C. A. and Dillon, T. S. “An Intelligent Knowledge Based System for Maintenance Scheduling in a Power System” *9th Power Systems Computation Conference*. pp 708-714. 1987.
- Rahman, S., de Castro, A. "A Framework for Incorporating Environmental Factors into the Utility Planning Process". *IEEE Transactions on Power Systems*. June, 1993.
- Rahman, S., de Castro, A. "Environmental Impacts of Electricity generation: A Global Perspective". *IEEE Transactions on Power Systems*. June, 1994.

- Ramanathan, R. "Emission Constrained Economic Dispatch". *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1994-2000, Vol. 9, No. 4, November 1994.
- Ramanathan, R., "Short-term energy and emission trading analysis", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, pp. 1118-1124, May 1995.
- Ramos, A., "Modelos de explotación a medio plazo de la generación eléctrica. Aplicaciones para el sistema español," *Premio Viesgo*, Noviembre, 1990.
- Ramos, A., Muñoz, L., Martínez Córcoles, F., Martín Corrochano, V., "A Medium Term Bulk Production Cost Model Based on Decomposition Techniques," *Stockholm Power Tech*, June 1995.
- Rau, N.S., Adelman, S.T., "Operating strategies under emission constraints", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 3, August 1995.
- Rivier, M., Pérez Arriaga, J.I. and Luengo, G., "JUANAC: A Model for Computation of Spot Prices in Interconnected Power Systems", *10th Power System Computation Conference*. pp 254-261, August, 1990.
- Sager, M.A., Ringlee, R.J., Wood, A.J., "A New Generation Production Cost Program to Recognize Forced Outages," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-91, September 1972, pp. 2114-2124.
- Satoh, T. and Nara, K. "Maintenance Scheduling by using Simulated Annealing Method" *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol 6. pp 850-857. 1991.
- Savelsbergh, M. W. P. "Preprocessing and Probing Techniques for Mixed Integer Programming Problems" *ORSA Journal on Computing*. Operations Research Society of America. Vol 6. No. 4. 1994.
- Sherkat, V.R. and Ikura, Y., "Experience with Interior Point Optimization Software for Fuel Planning Application", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 2, pp. 833-840, Mayo, 1994.
- Silva, E. L., Morozowski, M. "Maintenance scheduling of generating units with reliability constraints: A mathematical programming approach" *Stockholm Power Tech Conference*. Estocolmo, Junio 18-22, 1995.
- Talaq, J.H., Hawary, Ferial and M.E. "A sensitivity analysis approach to Minimum Emissions Power Flow". *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 9, No. 1, February, 1994.

- Talaq, J.H., Hawary, Ferial and M.E. “A Summary of Environmental - Economic Dispatch Algorithms”. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 9, No. 3, August, 1994.
- Talaq, J.H., Hawary, F. and M.E. “Minimum Emissions Power Flow: the time interval approach”. *Electrical Power & Energy Systems*,. Vol. 16, No. 1, 1994.
- Talaq, J.H., Hawary, Ferial and M.E. “Minimum Emissions Power Flow”. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 9, No. 1, February, 1994.
- Vickers, V.L., Hobbs, W.J., Vemuri, S., Todd, D.L. “Fuel Resource Scheduling with Emission Constraints”. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 9, No. 3, August, 1994.
- Wiel, S. “The new environmental accounting: A status report”, *The Electricity Journal*, Noviembre, 1991.
- Wood, A.J., “Energy Production Cost Models,” Symposium on Modeling and Simulation, University of Pittsburgh, April 1972. Published in the Conference Proceedings.
- Wood, A.J. and Wollenberg, B.F., “Power Generation, Operation, and Control,” Power Technologies, Inc., Schenectady, N.Y., 1984. Published by J. Wiley & Sons.
- Yamayee, Z. A., Sidenblad, K. and Yoshimura, M. “A Computationally Efficient Optimal Maintenance Scheduling Method” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. Vol 102. pp 330-338. 1983.
- Yellen, J., Al-Khamis, T. M., Vemuri, S. and Lemonidis, L. “A Decomposition Approach to Unit Maintenance Scheduling” *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol 7. pp 726-733. 1992.
- Zahavi, J. and Eisenberg, L., “Economic-Environmental Power Dispatch”, *IEEE Transactions on Systems, Man & Cybernetics*, Vol. SMC-5, September 1975, pp. 485-489.

4 Emisiones contaminantes de una central térmica en el modelo de explotación

4.1 Introducción

Los grupos generadores térmicos se representan con detalle en la herramienta de explotación. El conjunto de parámetros que definen cada unidad física de generación térmica en el modelo son fundamentalmente los siguientes: potencia nominal, mínimo técnico, tasa equivalente de fallo, combustible principal, periodos en mantenimiento, función de consumo de combustible según potencia, central a la que pertenece, stocks máximo y mínimo del parque de la central, combustibles en mezclas, coste del combustible, coste variable de operación y mantenimiento, coste de arranque, coste de stock, etc.

Tanto los datos técnicos como los económicos son tradicionales en herramientas de planificación de medio plazo. Se trata generalmente de información real o de medidas sobre las que no es necesario efectuar un tratamiento especial. Sin embargo, un modelado adecuado de las *emisiones* que una central térmica produce, requiere profundizar en otro tipo de información y utilizar métodos de estimación.

En el modelo se consideran las emisiones atmosféricas principales que produce la generación fósil. Como combustibles sólidos se abordan el lignito pardo, negro y las hullas y antracitas. El fuel-oil y el gasoil como líquidos. Y el gas natural como combustible gaseoso. Las combustiones de estos recursos producen cuatro emisiones atmosféricas *primarias*. En primer lugar, el dióxido de azufre o anhídrido sulfuroso (SO_2) y los óxidos de nitrógeno (NO_x) como sustancias muy contaminantes. En segundo lugar, las cenizas volantes o partículas en suspensión, como productos de la combustión, también perjudiciales. Y finalmente, el anhídrido carbónico (CO_2), que aunque no es un gas nocivo, el aumento de su concentración en la atmósfera incrementa el efecto invernadero.

En general, las estrategias de despacho de la generación de un sistema eléctrico con criterios medioambientales, solamente consideran las dos primeras sustancias [Lamont, J.W., Obessis, E.V., 1995]. La revisión bibliográfica en el apartado siguiente describe las funciones de las emisiones de SO_2 y de NO_x , en las que se ha dedicado mayor esfuerzo en investigación, y puntualmente las de partículas en suspensión.

Nos acercamos aquí a un modelado de carácter muy experimental. Variables como la calidad del combustible, la temperatura en el hogar de la caldera o el exceso de aire pueden ser decisivos en las emisiones atmosféricas. Cualquier parámetro que pueda influir en éstas debe ser tenido en cuenta a la hora de modelizarlas.

En general, un modelo de emisiones trata de forma individualizada cada grupo generador, analizando la información histórica en función de diferentes parámetros y obteniendo así una estimación de las emisiones. Esto es usual cuando se analiza un sistema ejemplo, de pequeño tamaño -de menos de 10 generadores- en cuyo caso la

recopilación de información no supone una barrera importante. Cuando se trata de analizar sistemas de grandes dimensiones, la estimación individualizada no ha sido resuelta en la literatura técnica revisada pues no existen trabajos que modelen sistemas de gran tamaño como es este caso. Es decir, las estimaciones llevadas a cabo tienen fundamentalmente un carácter experimental cuyo principal objetivo es conseguir la máxima aproximación a la función de emisiones de una instalación de combustión en particular. Este no es el caso que nos ocupa pues en esta tesis se ha pretendido hacer un modelado de emisiones general para todas las tecnologías fósiles pero considerando todos los datos característicos de cada instalación, con el objetivo de representar un sistema eléctrico real de más de 70 grupos térmicos. Con ello es posible estudiar las emisiones de un sistema real en el contexto de análisis económicos, medioambientales y de política energética, antes imposible.

Así el modelado se realiza utilizando las mismas expresiones para las diferentes tecnologías pero introduciendo distinta información para cada grupo generador y cada combustible. Es decir, las emisiones de un generador que consume gas natural se calculan de forma análoga que las que proceden de uno de lignito pero se parte de parámetros característicos de cada *grupo*, del *combustible*, de la *caldera* y de las *condiciones de combustión*. Además, el modelado admite mezclas de combustibles en las calderas, tomando como características del combustible para la estimación, las del combustible resultante de la mezcla.

A continuación se describe la revisión que se ha realizado de la bibliografía sobre esta cuestión en la literatura técnica actual (desde 1970 hasta ahora). Después se enumeran y definen las variables que van a incidir en el modelo de emisiones. Este se expone para cada una de las sustancias en los puntos siguientes.

4.2 Revisión bibliográfica

Las estrategias de despacho económico/medioambientales se desarrollaron en los años setenta, aunque se han retomado en esta década debido a las nuevas y exigentes normativas en cuanto a contaminación atmosférica, tanto en Estados Unidos como en Europa. Uno de los principales aspectos que intervienen en ellas lo constituyen los relacionados con el modelado de la relación entre la cantidad de cada sustancia contaminante emitida y la generación y características de la planta. Una breve descripción de los modelos de emisiones más comunes aparece en [Talaq, J.H. et al., 1994] y en [Lamont, J.W. and Obessis, E.V., 1995].

Los modelos que se han desarrollado dependen de muy diversos factores, pero obviamente dependen del tipo de emisión que se quiera analizar. Solamente existen modelos de las emisiones de los contaminantes más importantes procedentes de las centrales térmicas; esto es, de los óxidos de azufre, nitrógeno y de carbono y de las partículas o cenizas volantes. No se conocen modelos de sistemas eléctricos que consideren las emisiones de metales pesados, amoníaco, sulfuro de hidrógeno,

hidrocarburos, contaminantes menos importantes, para realizar el despacho de los grupos térmicos.

Por otro lado, los modelos son funciones de diversos parámetros como las condiciones de la combustión, las características del combustible consumido, los datos técnicos del grupo y el estado del grupo. Como se verá en este capítulo, las emisiones de cada sustancia son el resultado de multitud de variables que influyen en todo el proceso de la combustión. Veamos ahora la revisión bibliográfica del modelado de cada sustancia por separado.

4.2.1 El dióxido de azufre

El dióxido de azufre (SO₂) es la primera sustancia que se modela en la literatura revisada debido a sus características contaminantes. También es una sustancia fácilmente modelable si se conoce el porcentaje de azufre del combustible consumido. El proceso a modelar es el siguiente. El azufre entra en la caldera como parte del combustible. Durante la combustión, parte de éste se une con el oxígeno del combustible y del aire para formar SO₂ que sale de la chimenea como emisiones atmosféricas. El resto de azufre se queda en las cenizas acumuladas en el fondo de la caldera.

Algunos autores utilizan una función polinómica de segundo grado [Ramanathan, R., 1994] para modelar las emisiones atmosféricas de SO₂:

$$E_i(p) = a_i + b_i p + c_i p^2 \quad (1)$$

siendo E_i , las emisiones de SO₂ del grupo térmico i , p la potencia producida y a_i, b_i, c_i , coeficientes estimados para el grupo térmico i . Estos se obtienen generalmente mediante ajuste de curvas a partir de conjuntos de datos históricos. Son función de varios factores; entre ellos el principal es el contenido en azufre del combustible consumido. También influye el poder calorífico del combustible, el porcentaje de azufre que queda retenido en las cenizas frente al que sale como emisión atmosférica, el ratio entre el peso molecular del azufre frente al de SO₂ y la eficiencia del grupo térmico y, en su caso, del equipo de desulfuración.

[Granelli, G.P. et al., 1992] presentan un modelo que se formula de la siguiente manera:

$$E_i(p) = \frac{0.02 S H_i(p)}{PCI} \quad (2)$$

siendo S el contenido en azufre del combustible [%], $H(p)$ la función de consumo específico de combustible y PCI el poder calorífico inferior del combustible. El factor 0.02 es la relación entre el peso molecular del dióxido de azufre y el del azufre, que debería afectarse por la retención natural de azufre (aproximadamente de un 5%), quedando multiplicado por 0.95.

Si la función elegida de consumo específico es un polinomio de segundo grado, este modelo es equivalente al formulado en (1). La diferencia entre ellos estriba en que el primero es estimado a partir de medidas y el expresado en (3) es calculado a partir de la curva de consumo.

El modelo dinámico de despacho que propone este autor considera asimismo las mezclas de combustible de diferentes características en las calderas (grupos multicomcombustibles) y cuando pueden quemar uno u otro indistinta pero exclusivamente (bicomcombustibles en el modelo). En estos casos, se pondera la expresión (2), por la cantidad de combustible que se quema de cada tipo f .

$$E_i(p) = \sum_{f=1}^F 0.02 \cdot \left(\frac{x_{fi} S_f}{PCI_f} H_{fi}(p) \right) \quad (3)$$

$$\sum_{f=1}^F x_f = 1 \quad (4)$$

En varios autores se precisa más este modelo -[Lamont, J.W., Obessis, E.V., 1995], [Gjengedal. T. et al., 1992]- formulando diferentes expresiones según el estado de operación de la planta: en arranque, produciendo o en parada. Cuando el grupo opera normalmente la expresión del modelo tiene la expresión (1). En el caso del arranque, existen dos situaciones. El *arranque en frío* se produce cuando el grupo ha estado parado totalmente antes de esta situación. En el modelo aparece entonces el consumo específico en el arranque, en lugar de la curva de consumo de operación normal. En el arranque en caliente, aparece en la expresión de las emisiones, el tiempo en el que el grupo lleve en dicho estado.

Gjengedal, T., [Gjengedal. T. et al., 1992], también presenta un modelo para la parada del grupo. Existen dos variantes. Uno más simplificado, que es una constante y otro más complejo, que depende del tiempo requerido por la unidad para enfriarse.

4.2.2 Los óxidos de nitrógeno

El NO_x que se forma en la caldera de un grupo térmico convencional está compuesto por aproximadamente un 95% de NO y un 5% de NO_2 . Sin embargo, es típico en la literatura suponer que todo el NO_x es NO_2 ya que la evolución natural del NO es

oxidarse a NO₂, cosa que se produce poco tiempo después de salir de la chimenea [Lamont, J.W. and Obessis, E.V., 1995].

Existen dos fuentes de nitrógeno que se combinan con el oxígeno del combustible y el del aire de la combustión para formar NO_x: la primera y más importante, es el nitrógeno del aire, que produce una emisión denominada NO_x térmico (*thermal NO_x*). La segunda fuente es el nitrógeno del combustible, que genera el llamado NO_x del combustible (*fuel NO_x*). El total de óxidos de nitrógeno producidos durante la combustión es la suma de las dos emisiones anteriores.

Las emisiones de NO_x son muy complejas de modelar. Esto es debido a la gran influencia que tienen sobre ellas las condiciones de la combustión: el exceso de aire, el tiempo de residencia, la distribución de temperaturas en la caldera, etc.

Experimentalmente, los modelos que se obtienen en la literatura son muy no lineales en la potencia producida [Talaq, J.H. et al., 1994]. Si consideramos todo el NO_x como la suma del procedente del combustible y del térmico, cada uno de ellos tiene una expresión [Lamont, J.W. and Obessis, E.V., 1995].

El modelo más difundido es el de [Gent, M.R. and Lamont, J.W., 1971] que utiliza una función combinación de términos polinómicos y exponenciales:

$$E_i(p) = a_i + b_i p + c_i \exp(d_i p) + e_i \exp(f_i p) \quad (5)$$

El último término de esta expresión suele despreciarse. Los coeficientes a_i , b_i , etc. son parámetros estimados a partir de las emisiones habidas en cada grupo y obtenidos generalmente mediante el método de los mínimos cuadrados. Un programa para estimarlos se presenta en la referencia [Gent, M.R. and Lamont, J.W., 1971]. Otros investigadores recomiendan funciones de tipo polinómico como modelos de emisiones:

$$E_i(p) = a_i + b_i p + c_i p^2 \quad (6)$$

Los parámetros a_i , b_i , etc. también se estiman mediante mínimos cuadrados, aunque también se utilizan otros métodos de estimación [Hawary, M. E. and F. and Mbamalu, G.A.N., 1992]. Frente al de mínimos cuadrados se presenta el método *de iterativa ponderación de mínimos cuadrados* que obtiene mejores resultados con errores de comportamiento gaussiano y no gaussiano.

En general, las aproximaciones polinómicas para el NO_x son las más empleadas; de tercer grado en las referencias [Talaq, J.H., Hawary, Ferial and M.E., 1994] y [El-Keib, A.A., Ma, H., Hart, J.L., 1994] y de segundo grado en [Palanichamy, C., Srikrishna, K., 1991], en [Granelli, G.P., 1992] y en [Ramanathan, R., 1994].

En [Gjengedal. T., 1996] se defiende un modelo polinómico de tercer grado pero al tratarse de un modelo horario, se distingue el caso del arranque, en el que lo aproxima a una función exponencial que depende del tiempo necesario para llegar a la parada, t_i .

$$E_{arr_i}(p) = a_i + b_i \left(1 - e^{-\frac{t_i}{\tau_i}}\right) \quad (7)$$

Sin embargo, este autor en otro artículo utiliza una función lineal para obtener las emisiones en el arranque [Gjengedal. T. et al., 1992]. A medida que el alcance del modelo va aumentando, el detalle del modelado en el arranque y la parada de estas emisiones va disminuyendo. Así, las emisiones durante la parada del grupo se modelan mediante una constante en este mismo artículo. En modelos de alcance anual, no tiene ningún sentido el modelado de las emisiones en estados de arranque y parada.

$$E_i(t) = a_i + b_i t_i \quad (8)$$

Algunos ejemplos de representaciones gráficas de estos modelos en función de la potencia producida se pueden consultar en [Talaq, J.H., Hawary, Ferial and M.E., 1994]. En ellas se observa que el ratio dE/dP no es siempre creciente, lo cual causa muchas veces dificultades algorítmicas debido a su forma en U. Son funciones polinómicas de tercer grado.

Como en el caso de las emisiones de azufre, cuando los grupos admiten mezclas de varios combustibles, se asume que las emisiones de nitrógeno pueden expresarse como una combinación lineal de las obtenidas quemando únicamente un combustible cada vez [Granelli, G.P., 1992]:

$$E_i(p) = x_{i1} E_{i1}(p) + x_{i2} E_{i2}(p) + \dots + x_{iF} E_{iF}(p) \quad (9)$$

$$\sum_{f=1}^F x_f = 1 \quad (10)$$

En cualquier caso, se trata de expresiones empíricas, únicamente extrapolables a instalaciones muy similares.

4.2.3 Las partículas

Otro subproducto de la combustión del carbón lo constituyen las cenizas. Están formadas por las cenizas que quedan en el fondo de la caldera en forma de escorias y

las que salen por la chimenea llamadas cenizas volantes. En este modelo se consideran tanto las partículas sólidas o líquidas presentes en el aire de tamaño suficientemente reducido ($< 25 \mu$ de diámetro), de forma que no se depositan demasiado rápido sobre la superficie, también denominadas *partículas en suspensión totales (PST)*, como las partículas más gruesas que se depositan en las proximidades de la central. Una fracción de las PST la constituyen los *humos negros*, partículas muy finas de origen carbonoso.

El tipo de horno y el de carbón son determinantes de la cantidad de ceniza obtenida y de la fracción que es volante. Existe muy reducida experiencia en la modelización de estas partículas pues generalmente no se considera en el despacho de emisiones de la literatura técnica revisada, ya que es común la utilización de electrofiltros con una gran potencia de depuración. Solamente tres autores tratan estas sustancias.

En [Ramaraj, N., 1993] se consideran solamente las emisiones de partículas en el despacho, así como [Gjengedal. T. et al., 1992]. Para el modelado de estas emisiones utilizan funciones cuadráticas en la potencia producida. Como en las anteriores emisiones se trata de la función de consumo específico del grupo en función de la potencia producida multiplicada por los coeficientes que indican el porcentaje de cenizas por cada MW producido. Por último, en otro artículo, [Granelli, G.P., 1992], trata de forma más detallada el despacho de partículas. Considera las emisiones de partículas como un porcentaje fijo del combustible consumido. La presencia de inquemados (que son básicamente el origen de las cenizas) depende de las condiciones de la combustión. Las partículas sólidas se pueden obtener en función de la potencia producida mediante la expresión:

$$E_i(p) = k_i \frac{H(p)}{PCI_i} \quad (11)$$

Cuando se utilice algún mecanismo de eliminación de partículas (electrofiltros), se multiplica esta cantidad por $(1-\eta)$, siendo η la eficiencia del proceso anticontaminante utilizado. También sucederá lo mismo que en las anteriores emisiones para grupos con calderas mixtas [Granelli, G.P., 1992].

4.2.4 El dióxido de carbono

El dióxido de carbono debido a su carácter no contaminante, a la diversidad de orígenes y a la incertidumbre asociada a sus efectos, tampoco ha formado parte de las sustancias contaminantes de los despachos de emisiones tradicionales. Últimamente y como principal responsable del calentamiento global, algún autor lo incluye como sustancia a minimizar en el funcionamiento de una central térmica.

Gjengedal es uno de los únicos que trata estas emisiones [Gjengedal. T. et al., 1992]. El modelizado es de carácter polinómico, cuadrático o de mayor grado, en la potencia producida por el grupo. Hace un tratamiento similar a las emisiones de SO_2 , suponiendo un modelo proporcional al consumo de combustible.

4.3 Emisiones de diversos contaminantes en el modelo de explotación

En la herramienta de explotación se reproducen las emisiones de las cuatro sustancias principales provenientes de la combustión de combustibles fósiles. Es decir, solamente se representan las emisiones atmosféricas producidas por los generadores térmicos de tecnologías de combustibles fósiles como son el *carbón* (lignitos pardo y negro, hullas y antracitas), el *petróleo* (fuel-oil, gasoil, fuel-oil *bia*, etc.) y el *gas natural*.

Las sustancias recogidas son las descritas hasta el momento:

- dióxido de azufre (SO_2)
- óxidos de nitrógeno (NO_x)
- partículas totales
- anhídrido carbónico

El **dióxido de azufre** es el más relevante; es un gas incoloro y no inflamable; se combina fácilmente con el agua de la atmósfera dando lugar al ácido sulfúrico, que será responsable de la lluvia ácida.

Los **óxidos de nitrógeno** se clasifican en función de su oxidación:

- NO_2 (dióxido de nitrógeno). Gas fuertemente tóxico de color pardo rojizo. Combinándose con las gotas de agua de la atmósfera, forma el ácido nítrico que precipita en forma de lluvia ácida.
- NO (óxido nítrico). Gas tóxico e incoloro que reacciona con el ozono para formar NO_2 .
- N_2O (óxido nitroso). El llamado gas hilarante, es incoloro y no inflamable. Participa en el efecto invernadero y es fundamental en el ciclo del nitrógeno.

Las reacciones fotoquímicas de los NO_x y los hidrocarburos produce compuestos orgánicos, como el ozono, que producen irritación ocular y daños en la vegetación.

Los **óxidos de carbono** son dos fundamentalmente. El monóxido de carbono (CO) es un gas inflamable, incoloro e insípido, que se combina fácilmente con el oxígeno de la atmósfera para formar dióxido de carbono, CO_2 , que aunque no es nocivo, el

aumento de su concentración en la atmósfera incrementa el efecto invernadero global.

Los orígenes naturales del CO₂ son las relacionadas con la fotosíntesis; las artificiales son fundamentalmente los usos de los combustibles fósiles. En cuanto a sus efectos, las plantas aguantan altas concentraciones de monóxido de carbono, pero no así el hombre, que debido a su reacción con la hemoglobina de la sangre, reduce la capacidad de la sangre para transportar oxígeno.

Las **partículas totales** son tanto las partículas sólidas o líquidas presentes en el aire de tamaño suficientemente reducido ($< 25 \mu$ de diámetro), de forma que no se depositan demasiado rápido sobre la superficie, también denominadas *partículas en suspensión totales (PST)*, como las partículas más gruesas que se depositan en las proximidades de la central.

Su origen principal es el polvo del suelo, erupciones volcánicas, incendios forestales y las formadas en la combustión de recursos fósiles. También derivadas de actividades con fracturación de materiales como canteras, metal, cementeras.

Sus efectos sobre el ser humano se derivan de la permanencia de partículas en los pulmones, limitando la capacidad respiratoria y aumentando las crisis asmáticas. Una fracción de las partículas totales son los humos negros, partículas muy finas de origen carbonoso, cuyo origen son principalmente las centrales térmicas, las refinerías y la industria metalúrgica. También interfieren en las fotosíntesis de las plantas.

Como se ha comprobado, en la literatura se presentan formas diferentes de estimar las emisiones de estas sustancias en los modelos de operación de un sistema eléctrico. La mayoría de ellas contemplan un modelado específico por grupo térmico, aproximándolo a partir de las emisiones históricas y de los parámetros propios del grupo, obteniendo modelos lineales, cuadráticos y no lineales en general.

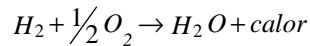
En el modelo de explotación se presentan dos opciones de modelado:

- **Modelo de emisiones a partir de los análisis elementales de los combustibles y de las condiciones de combustión**

La primera opción requiere como datos de entrada del modelo los análisis elementales de los combustibles de cada grupo así como su poder calorífico, diversos parámetros de la combustión en la caldera y chimenea y la curva de consumo específico del grupo.

No se trata de estimar un modelo que incluya toda o parte de esta información de forma que se obtengan las emisiones históricas. La aproximación se realiza considerando en todo momento las reacciones químicas que se producen en las calderas de combustión, comenzando por las teóricas o estequiométricas y

después considerando las reacciones reales o con exceso de aire. Las principales son las siguientes.



Todo ello para calcular en primer lugar el volumen de gases que sale a través de la chimenea. Este resultado es fundamental así como la composición de estos gases. Una vez obtenidos estos resultados, utilizamos el poder calorífico, la curva de consumo, la variable de acoplamiento y el punto de operación del grupo para finalizar el modelado de las emisiones totales en toneladas y por metro cúbico normalizado de gas expulsado al exterior.

Es importante constatar que si la resolución de la explotación es lineal, las curvas de consumo de los grupos térmicos no podrán ser cuadráticas y será necesario utilizar las rectas o la aproximación lineal por tramos. En estos casos, las emisiones se calcularán en la optimización mediante las aproximaciones lineales pero, a efectos de salida de resultados, se recalcularán utilizando los consumos cuadráticos.

En el momento de la optimización del despacho, este modelo de emisiones permite un número de grados de libertad grande de las variables siguientes: punto de operación de los grupos, el combustible o mezcla óptima de ellos, horas de funcionamiento.

- **Modelo de emisiones a partir de la tasa específica de emisiones histórica**

La segunda opción disponible en el modelo de explotación toma como punto de partida las emisiones habidas y la energía producida en cada instalación en explotaciones anteriores. Así obtenemos una tasa de emisiones de cada sustancia en gramos por kWh producido. Habremos de conocer entonces una tasa de emisiones por grupo y sustancia contaminante. Esta tasa suele ser calculada para una determinada mezcla de combustibles y un punto de operación del grupo, considerándose constante en la herramienta para cualquier mezcla y punto de operación. A pesar de ello podría posibilitarse la introducción de tasas distintas según estos parámetros.

El modelo en este caso no tiene tanta capacidad de decisión como en la primera opción y solamente decide la operación teniendo en cuenta las

emisiones por kWh que va a producir, sea cual sea el punto de potencia del grupo y el combustible utilizado.

Hay que añadir que las emisiones de los óxidos de nitrógeno solamente se modelan según esta segunda opción. El modelo según el análisis elemental del combustible y de las condiciones de combustión no da resultados válidos en cuanto a estas emisiones ya que dependen con carácter no lineal de factores como la temperatura, el exceso de oxígeno, velocidades de eliminación y liberación de calor, etc. El último apartado se refiere a estas sustancias en particular.

4.4 Modelo de emisiones a partir de los análisis elementales de los combustibles y de las condiciones de combustión

Los modelos que se han recogido de la revisión bibliográfica anterior parten casi todos ellos de unos datos históricos sobre las emisiones habidas en cada grupo individualmente obtenidos en función de la potencia producida. Obviamente esto permite mediante métodos de estimación y ajuste de funciones, obtener un modelo de emisiones para cada grupo. Sin embargo, debido a varias razones este modelado no ha sido utilizado en esta tesis.

En primer lugar, el combustible o mezcla de combustibles que utilice cada grupo - composición química, poder calorífico, coste- debe ser un parámetro a optimizar por el modelo de explotación. Si se utilizan funciones estimadas que ya consideran un tipo de combustible fijo, la optimización no puede hacer nada al respecto. En segundo lugar, parece más útil para un usuario del modelo poder variar los datos referentes a un grupo cualquiera en cuanto a sus características técnicas, sus condiciones de combustión, sus combustibles, etc. que tener una curva de emisiones estimada anteriormente y la cual no es fácilmente modificable. Por último, la información histórica de emisiones de los grupos de un sistema eléctrico generalmente no está disponible en la forma necesaria para obtener estas funciones, pues no se conoce el punto de potencia, el combustible o combustibles consumidos, las condiciones, etc. del momento en el que se tomaron las medidas de emisiones.

Los modelos que se proponen en esta tesis doctoral se basan en los análisis estequiométricos y energéticos del proceso de combustión en la caldera de un grupo térmico. Se puede definir la *combustión* como la combinación rápida del oxígeno del aire con los distintos elementos que constituyen el combustible, originándose un desprendimiento de calor.

Los combustibles tienen una composición elemental en la que entran fundamentalmente: carbono, hidrógeno y azufre como elementos verdaderamente

combustibles, acompañados de otros elementos como el nitrógeno, oxígeno y trazas de otros (vanadio, níquel, sodio, etc.).

El aire es una mezcla fundamentalmente de oxígeno y nitrógeno con pequeñas cantidades de otros gases como anhídrido carbónico, argón y vapor de agua. Su composición varía ligeramente con la humedad y con la altura. No obstante, para simplificar se considerará un aire con la siguiente composición en volumen:

79.062 % de nitrógeno
20.938 % de oxígeno.

La combustión de un combustible puede considerarse como el conjunto de los siguientes procesos:



Además también se producen otras reacciones como:



Apoyándonos en los principios energéticos y estequiométricos de la combustión de un combustible con una composición conocida, se han modelado las emisiones de las sustancias contaminantes principales: el dióxido de azufre, el dióxido de carbono y las partículas totales. Cada una se obtiene a partir de una serie de cálculos de los gases estequiométricos, a la salida de la caldera y a la salida de la chimenea, en el punto de medida de los contaminantes. Esto se realiza para ir siguiendo el recorrido de los gases con las modificaciones que sufren hasta salir de la chimenea, teniendo en cuenta todos estos cambios.

Este tipo de modelos estequiométricos no ha sido utilizado antes en herramientas de explotación como la que se ha presentado en esta tesis. La aplicación de estos modelos es por tanto novedosa en estas herramientas, pues generalmente parten de funciones ya desarrolladas y que se incluyen como dato en el modelo, pero este no tiene forma de actuar sobre ellas variando parámetros como la mezcla del combustible, las condiciones de la combustión, etc. En general, y como ya se ha visto en la revisión bibliográfica del apartado 4.2 de este capítulo, los modelos son

característicos de cada grupo en particular y son funciones de la potencia producida por el grupo. Estas funciones se obtienen por estimaciones a partir de datos históricos. En este modelo no es necesaria esta información, pues es un modelo válido para cualquier grupo térmico convencional y cualquier combustible, según se ha comprobado.

Son modelos robustos pues considera gran cantidad de variables importantes para el desarrollo de la combustión:

- **Datos del grupo térmico.** Se consideran todos los datos necesarios para el modelo de explotación como la potencia nominal, el consumo específico de combustible(s), el mínimo técnico, etc.
- **Datos del combustible.** Es información sobre la composición, el poder calorífico, etc.
- **Datos de la combustión.** Es toda la información referente a las condiciones de combustión, del exceso de oxígeno y del grado de humedad del aire, etc. En la Tabla 4-1 se exponen algunos de los datos que pertenecen a este grupo con valores típicos de un grupo de carbón.

DATOS	
oxígeno de referencia (%)	6.00
oxígeno medio salida caldera (%)	3.68
oxígeno medio salida chimenea (%)	6.50
retención media azufre cenizas (% s/S)	5.00
humedad absoluta aire (mol agua/mol aire)	0.012
vapor a sopladores (t/h)	0.00
cenizas volantes (%)	85.0
carbono inquemado (%s/C)	1.00
rendimiento electrofiltro (%)	99.6

Tabla 4-1. Datos que caracterizan la combustión en un grupo térmico.

- **Datos de los equipos de depuración.** Son los datos de los equipos como el electrofiltro, el equipo de desulfuración, etc. en el caso de existir.

Toda esta información permite resolver las ecuaciones de la combustión y obtener los parámetros de emisiones que interesan. Estos son básicamente cuatro: las *concentraciones* de los gases de salida en cada sustancia contaminante en condiciones reales y estándar, la *tasa de emisiones específica* por cada kWh producido y la *cantidad total de sustancia emitida* en un periodo determinado en toneladas.

El modelo no contempla las emisiones de *óxidos de nitrógeno*, pues en esta sustancia entran en juego otras variables de tiempo real como son la temperatura del hogar, la carga del grupo, el exceso de aire en cada momento, entre ellas, no siendo posible el modelado basado en reacciones químicas y energéticas. Por ello, esta sustancia se calcula solamente con información histórica de cada grupo como se comenta en el apartado 4.6.

4.4.1 Notación

Aunque en el capítulo anterior se enumeran algunas de los datos y las variables relacionadas con las emisiones, en este punto se describen toda la notación medioambiental.

a) Datos

- Az_{ft} contenido en azufre en el combustible f del grupo térmico t [% sobre muestra húmeda].
- Cb_{ft} contenido en carbono en el combustible f del grupo térmico t [% sobre muestra húmeda].
- Cin_{qt} carbono inquemado del grupo térmico t [% sobre Carbono total del combustible].
- Cz_{ft} contenido en cenizas en el combustible f del grupo térmico t [% sobre muestra húmeda].
- Cv_t cenizas volantes del grupo térmico t [% sobre el total de cenizas del combustible].
- Hd_{ft} contenido en hidrógeno en el combustible f del grupo térmico t [% sobre muestra húmeda].
- hab_t humedad absoluta del aire del grupo térmico t [moles de aire/moles de agua].
- Hu_{ft} humedad del combustible f del grupo térmico t [% sobre muestra húmeda].
- ms_t mínimo rendimiento de la instalación de desulfuración del grupo térmico t [p.u.].
- Nt_{ft} contenido en nitrógeno en el combustible f del grupo térmico t [% sobre muestra húmeda].
- Ox_{ft} contenido en oxígeno en el combustible f del grupo térmico t [% sobre muestra húmeda].
- $Ox_{scl,t}$ oxígeno medio a la salida de la caldera del grupo térmico t [% sobre bruto].
- $Ox_{sch,t}$ oxígeno en el punto de medida de los contaminantes a la salida de la chimenea del grupotérmico t [% sobre bruto].
- Or_t oxígeno de referencia sobre seco del grupo térmico t [%].
- PCS_{ft} poder calorífico superior del combustible f del grupo térmico t [Kcal/Kg sobre muestra húmeda].

- PCI_{ft} poder calorífico inferior del combustible f del grupo térmico t [Kcal/Kg sobre muestra húmeda].
- $retS_t$ retención natural de azufre en cenizas del grupo térmico t [% sobre Azufre total del combustible].
- $tsSO2_t$ tasa de emisión específica de SO_2 del grupo térmico t [g/kWh en bornas de generador].
- $tsNOX_t$ tasa de emisión específica de NO_x del grupo térmico t [g/kWh en bornas de generador].
- $tsPAR_t$ tasa de emisión específica de partículas del grupo térmico t [g/kWh en bornas de generador].
- $tsCO2_t$ tasa de emisión específica de CO_2 del grupo térmico t [g/kWh en bornas de generador].
- vpS_t vapor a sopladores del grupo térmico t [t/h].
- γ_t rendimiento del electrofiltro del grupo t [%].

b) Variables auxiliares

• **Gases estequiométricos**

- $CO2_{est,ft}$ CO_2 estequiométrico producido por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm^3/kg de combustible] o en peso [g/kg de combustible].
- $H2O_{est,ft}$ vapor de H_2O estequiométrico producido por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm^3/kg de combustible].
- $SO2_{est,ft}$ SO_2 estequiométrico producido por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm^3/kg de combustible] o en peso [g/kg de combustible].
- $O2_{est,ft}$ O_2 estequiométrico producido por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm^3/kg de combustible].
- $N2_{est,ft}$ N_2 estequiométrico producido por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm^3/kg de combustible].
- $vg_{est,hm,ft}$ volumen de los gases estequiométricos con humedad producidos por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm^3/kg de combustible].
- $vg_{est,sec,ft}$ volumen de los gases estequiométricos sin humedad producidos por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm^3/kg de combustible].
- $Cn_{est,ft}$ cenizas estequiométricas producidas por el combustible f del grupo térmico t en peso [g/kg de combustible].

• **Gases a la salida de la caldera**

$CO2_{scl,ft}$	CO ₂ a la salida de la caldera producido por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm ³ /kg de combustible] o en peso [g/kg de combustible].
$H2O_{scl,ft}$	vapor de H ₂ O a la salida de la caldera producido por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm ³ /kg de combustible].
$SO2_{scl,ft}$	SO ₂ a la salida de la caldera producido por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm ³ /kg de combustible] o en peso [g/kg de combustible].
$O2_{scl,ft}$	O ₂ a la salida de la caldera producido por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm ³ /kg de combustible].
$N2_{scl,ft}$	N ₂ a la salida de la caldera producido por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm ³ /kg de combustible].
$vg_{scl,hm,ft}$	volumen de los gases a la salida de la caldera con humedad producidos por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm ³ /kg de combustible].
$vg_{scl,sec,ft}$	volumen de los gases a la salida de la caldera sin humedad producidos por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm ³ /kg de combustible].
$Cn_{scl,ft}$	cenizas a la salida de la caldera producidas por el combustible f del grupo térmico t en peso [g/kg de combustible].

- **Gases a la salida de la chimenea**

$CO2_{sch,ft}$	CO ₂ a la salida de la chimenea producido por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm ³ /kg de combustible] o en peso [g/kg de combustible].
$H2O_{sch,ft}$	vapor de H ₂ O a la salida de la chimenea producido por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm ³ /kg de combustible].
$SO2_{sch,ft}$	SO ₂ a la salida de la chimenea producido por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm ³ /kg de combustible] o en peso [g/kg de combustible].
$O2_{sch,ft}$	O ₂ a la salida de la chimenea producido por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm ³ /kg de combustible].
$N2_{sch,ft}$	N ₂ a la salida de la chimenea producido por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm ³ /kg de combustible].
$vg_{sch,hm,ft}$	volumen de los gases a la salida de la chimenea con humedad producidos por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm ³ /kg de combustible].

$v_{g_{sch,sec,ft}}$	volumen de los gases a la salida de la chimenea sin humedad producidos por el combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm^3/kg de combustible].
$Cn_{sch,ft}$	cenizas a la salida de la chimenea producidas por el combustible f del grupo térmico t en peso [g/kg de combustible].

• **Aire en el proceso de combustión**

$O2_{comb,ft}$	Oxígeno gaseoso procedente del combustible f del grupo térmico t [kg/kgcomb].
$aire_{est,hm,ft}$	aire estequiométrico con humedad mínimo necesario para la combustión del combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm^3/kg de combustible].
$aire_{est,sec,ft}$	aire estequiométrico seco mínimo necesario para la combustión del combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm^3/kg de combustible].
$exc_{scl,hm,ft}$	exceso de aire con humedad en la combustión del combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm^3/kg de combustible].
$exc_{scl,sec,ft}$	exceso de aire seco en la combustión del combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm^3/kg de combustible].
$fug_{sch,hm,ft}$	fugas de aire con humedad en la combustión del combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm^3/kg de combustible].
$fug_{sch,sec,ft}$	fugas de aire seco en la combustión del combustible f del grupo térmico t en volumen [Nm^3/kg de combustible].
L_{msp}	factor de carga del grupo térmico t en el nivel n del subperiodo s del periodo p [%].

c) Resultados

Solamente se exponen aquí los resultados sobre las emisiones de óxidos de azufre. Análogamente se obtienen los de los óxidos de nitrógeno, las partículas y el anhídrido carbónico.

$cSO2_{cr,msp}$	concentración de SO_2 en los gases de salida de la chimenea en condiciones reales del grupo térmico t en el nivel n del subperiodo s del periodo p [mg/Nm^3].
$cSO2_{es,msp}$	concentración de SO_2 en los gases de salida de la chimenea en condiciones estándar del grupo térmico t en el nivel n del subperiodo s del periodo p [mg/Nm^3].
$eSO2_{msp}$	emisiones de SO_2 por kWh del grupo térmico t en el nivel n del subperiodo s del periodo p [g/kWh].

$tSO2_{msp}$	emisiones de SO ₂ del grupo térmico t en el nivel n del subperiodo s del periodo p [t].
η_{msp}	índice de desulfuración del grupo t en el nivel n del subperiodo s del periodo p [%].

4.4.2 Definición de parámetros

- **Combustión completa o perfecta.** Es aquélla en la que todos los productos de la combustión están en el máximo grado de oxidación posible; es decir, en la que no se producen inquemados.
- **Combustión neutra o estequiométrica.** Es la combustión completa que se realiza con el aire estrictamente necesario (aire teórico).
- **Exceso de aire.** Es el aire real consumido en una combustión cualquiera de la unidad de combustible menos el aire teórico necesario para la combustión de la unidad de combustible.
- **Combustión incompleta o imperfecta.** Es aquélla en la que no todo el carbono se quema o en la que de todo el carbono que se quema solamente una parte pasa a CO₂.
- **Análisis elemental con humedad o composición húmeda del combustible.** Para cualquier clase de combustible, se denomina composición húmeda al tanto por uno de combustible que existe de cada uno de sus componentes, incluyendo la humedad como un componente más:

Carbono:	C kg/kg de combustible
Hidrógeno:	H kg/kg de combustible
Azufre	S kg/kg de combustible
Nitrógeno:	N kg/kg de combustible
Oxígeno:	O kg/kg de combustible
Humedad:	Hm kg/kg de combustible
Cenizas:	Cn kg/kg de combustible

$$C + H + S + N + O + Hm + Cn = 1$$

- **Análisis elemental seco o composición seca del combustible.** Se denomina composición seca al tanto por uno de combustible desecado que existe de cada uno de sus componentes, es decir una vez eliminada la humedad:

Carbono:	C* kg/kg de combustible desecado
----------	----------------------------------

Hidrógeno:	H* kg/kg de combustible desecado
Azufre	S* kg/kg de combustible desecado
Nitrógeno:	N* kg/kg de combustible desecado
Oxígeno:	O* kg/kg de combustible desecado
Cenizas:	Cn* kg/kg de combustible desecado

$$C^* + H^* + S^* + N^* + O^* + Cn^* = 1$$

Las relaciones entre las dos composiciones son:

$$C = C^* (1-Hm)$$

$$H = H^* (1-Hm)$$

$$S = S^* (1-Hm)$$

$$N = N^* (1-Hm)$$

$$O = O^* (1-Hm)$$

$$Cn = Cn^* (1-Hm)$$

- **Análisis inmediato del combustible.** Se denomina así a una composición simple que se utiliza con fines comerciales. Los cuatro componentes que suelen estar presentes son: humedad, cenizas, volátiles y carbono fijo.
- **Poder calorífico superior.** Es la cantidad de calor que se desprende en la combustión completa de la unidad de combustible, quedando finalmente el agua formada en la combustión en forma líquida a 0°C y a 1 atmósfera (kcal/kg de combustible).
- **Poder calorífico inferior.** Es la cantidad de calor que se desprende en la combustión completa de la unidad de combustible, quedando finalmente el agua en forma de vapor (kcal/kg de combustible).
- **Oxígeno de referencia.** El porcentaje de oxígeno sobre seco a utilizar según el RD 646/1991; éste considera un 3% para los combustibles líquidos y gaseosos y el 6% para el caso de combustibles sólidos [% sobre seco, s/s].
- **Oxígeno medio en la salida de la caldera.** El porcentaje medio de exceso de oxígeno sobre base húmeda en la salida de la caldera expresada en tanto por ciento [% sobre bruto, s/b].
- **Oxígeno en el punto de medida.** El porcentaje medio y horario de exceso de oxígeno sobre base húmeda en el punto de medida del contaminante, expresado en tanto por ciento [% s/b].
- **Retención media de azufre en las cenizas.** El porcentaje de azufre del combustible que se deposita en las cenizas que quedan en el fondo de la caldera

expresado en tanto por ciento sobre el azufre total entrante en la caldera [% s/S total].

- **Humedad absoluta del aire.** Son los gramos de vapor de agua por m³ de agua, en este caso expresado en [moles de agua/moles de aire].
- **Vapor a sopladores.** Es el caudal de vapor que se insufla en la caldera de cada grupo [m³/h].
- **Cenizas volantes.** Son las cenizas que por su tamaño menor no quedan depositadas en el fondo de la caldera del grupo y salen con los gases de salida de la caldera [%].
- **Carbono inquemado.** Cuando en la combustión no se quema del todo el carbono se producen dos tipos de pérdidas: pérdidas de energía del carbono que no arde totalmente y pérdidas por una mayor temperatura de salida de los gases. El porcentaje de carbono inquemado respecto del carbono existente en el combustible, es el carbono inquemado [% s/C total].
- **Rendimiento del electrofiltro.** Es la relación entre las partículas recuperadas por este equipo antes de que salgan por la chimenea y las totales que se forman en la combustión [%].
- **Gases mínimos húmedos (o estequiométricos).** Son los que se producirían en la combustión neutra de la unidad de combustible, contabilizando dentro de ellos el vapor de agua total que arrastran [en volumen (Nm³/kg de combustible), en peso (g/kg de combustible)].
- **Gases mínimos secos (o estequiométricos).** Lo mismo pero sin contabilizar el vapor de agua [en volumen (Nm³/kg de combustible), en peso (g/kg de combustible)].
- **Gases reales húmedos.** Son los que se producirían en una combustión cualquiera de la unidad de combustible, contabilizando dentro de ellos el vapor de agua total que arrastran [en volumen (Nm³/kg de combustible), en peso (g/kg de combustible)].
- **Gases reales secos.** Lo mismo pero sin contabilizar el vapor de agua [en volumen (Nm³/kg de combustible), en peso (g/kg de combustible)].
- **Fugas de aire.** Son las filtraciones de aire que se producen en el recorrido de los gases que salen de la caldera hasta la salida de la chimenea, aumentando la cantidad de aire en ellos.

- **Concentración de un contaminante en condiciones reales.** La concentración de contaminante en los gases de combustión, determinada a partir de las mediciones o del cálculo teórico de la combustión durante un periodo determinado, se referirá a las condiciones reales de los gases y se expresará en mg/Nm^3 .
- **Concentración de un contaminante en condiciones estándar.** Es la concentración de contaminante en los gases de combustión, determinada a partir de las mediciones o del cálculo teórico de la combustión durante un periodo determinado, expresada en las condiciones de humedad de gases y exceso de oxígeno que se indica en el RD 646/1991, de 22 de abril, en mg/Nm^3 .
- **Índice de desulfuración (η_{msp}).** Es la relación entre el azufre que sale por la chimenea y el que contiene el combustible que consumo el grupo, expresado en tanto por ciento [%].

$$\eta_{msp} = \left[1 - \frac{\sum_{f=1}^F \frac{tSO2_{msp}}{Az_{ft} \left(\frac{1}{PCS_f} [kcal/kg] \right) \sum_{q=1}^Q (o_i^q a_{ftsp} + o_i^q p_{qfmsp} + o_i^q p_{qfmsp}^2) [Mcal/h] D_{nsp} [h]}}{\sum_{f=1}^F \frac{1}{PCS_f} [kcal/kg]} \right]$$

4.4.3 Hipótesis de partida

Los modelos que se exponen a continuación parten de una serie de supuestos. Una vez validados los modelos a la vista de los resultados obtenidos, se asume que estas hipótesis no le restan precisión a los modelos y permiten simplificarlos de forma considerable.

- En primer lugar, la composición del aire en volumen se ha simplificado a una parte de oxígeno y otra de nitrógeno, en los porcentajes de 20.938 y 79.062 respectivamente.
- Los gases que se forman en la combustión son el dióxido y el monóxido de carbono, el dióxido de azufre, el vapor de agua y el nitrógeno y sus óxidos correspondientes. En el modelo se consideran el dióxido de carbono y el de azufre, los óxidos de nitrógeno y las partículas. Se supone además que la cantidad de carbono del combustible que no se quema (carbono inquemado) queda en las cenizas; no se transforma en CO. En la práctica, la operación de la central se efectúa de forma que el CO medido sea prácticamente nulo.
- El modelo comienza suponiendo que la combustión es estequiométrica, es decir que se realiza sin exceso de aire. El aire estequiométrico es el aire teórico

necesario para que se lleve a cabo la combustión completa o perfecta sin exceso de aire. Este tipo de reacciones son teóricas, ya que no basta suministrar la relación exacta combustible-aire, sino que es preciso además que la mezcla sea total y se haga de forma homogénea, ya que en caso contrario, en unas zonas la combustión será con exceso de aire, mientras que en otras será con defecto de aire.

- El recorrido de los gases hasta la salida de la caldera supone una adición de aire a los gases de salida que se añade en los cálculos siguientes, que se denomina *exceso de aire*. Es en esta etapa y en la siguiente en donde el modelo se hace realista, pues como ya se ha descrito es prácticamente imposible obtener una mezcla total y homogénea de combustible y comburente, sobre todo teniendo en cuenta el corto espacio de tiempo en que esta mezcla se realiza.
- A la salida de la chimenea, los gases han aumentado en las denominadas *fugas de aire* que se añaden al final de este recorrido. Las fugas son filtraciones de aire en las instalaciones a través de grietas y resquicios mínimos, pero que permiten que el aire entre.
- Las cenizas que se forman en el hogar en la combustión de carbón tienen varios orígenes: las cenizas del combustible y el carbono inquemado principalmente, el azufre del combustible que queda retenido en las cenizas, generalmente en forma de sulfito (SO_3) y otros metales del combustible.

En las expresiones siguientes se utilizan las variables, parámetros y datos descritos escribiendo explícitamente las unidades de cada uno de ellos para clarificar más la exposición.

4.4.4 Cantidad y composición de los gases estequiométricos y de las cenizas

En este primer apartado se describe el cálculo de la cantidad y la composición de los gases estequiométricos que se originan en la combustión. Los que más nos interesan para los resultados finales son el anhídrido carbónico y el dióxido de azufre. Por otro lado también se calculan las cenizas en peso, pues son las responsables de las partículas en suspensión.

Las expresiones siguientes son la aplicación de los principales principios estequiométricos a cada una de las reacciones de combustión que se recogen en el apartado 4.4. En ellas, la composición del combustible se ha considerado en porcentaje de cada componente sobre el total. Entre los números que aparecen se encuentran los pesos moleculares de cada elemento [g/mol] y los litros que ocupa 1 mol de cada elemento (22.414 l).

- El **dióxido de carbono estequiométrico** tiene la siguiente expresión, según la ecuación (12). Se obtiene a partir del carbono del combustible consumido, restándole el carbono inquemado.

$$CO2_{est,ft} [N m^3 / kgcomb] = \frac{Cb_{ft} [Kg / kgcomb]}{100} \cdot \frac{(100 - Cinq_t)}{100} \cdot 22.414 [l / molC] \cdot \frac{1 [molC]}{12 [g]} \cdot \frac{1 [m^3]}{1000 [l]} \cdot 1000 [g / kg]$$

$$CO2_{est,ft} [N m^3 / kgcomb] = 1.86783 \cdot \frac{Cb_{ft} [Kg / kgcomb]}{100} \cdot \frac{(100 - Cinq_t)}{100}$$

Podemos obtenerlo también en peso según la expresión:

$$CO2_{est,ft} [g / kgcomb] = 36.40099 \cdot \frac{Cb_{ft} [Kg / kgcomb]}{100} \cdot \frac{(100 - Cinq_{ft})}{100}$$

- El **vapor de agua estequiométrico**, según la ecuación (13), procede del hidrógeno del combustible, de la humedad del aire y del vapor que se insufla en la caldera mediante sopladores.

$$\begin{aligned} H2O_{est,ft} [N m^3 / kgcomb] &= \frac{1}{2} \cdot \frac{Hd_{ft} [Kg / kgcomb]}{100} \cdot 22.414 [l / molH] \cdot \frac{1 [molH]}{1 [g]} \cdot \frac{1 [m^3]}{1000 [l]} \cdot 1000 [g / kg] \\ &+ \frac{Hu_{ft} [Kg / kgcomb]}{100} \cdot 22.414 [l / molH] \cdot \frac{1 [mol H_2O]}{18 [g]} \cdot \frac{1 [m^3]}{1000 [l]} \cdot 1000 [g / kg] \\ &+ aire_{est,hm,ft} - aire_{est,sec,ft} + vp_t \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} H2O_{est,ft} [N m^3 / kgcomb] &= 0.11207 \cdot \frac{Hd_{ft} [Kg / kgcomb]}{100} + 0.01245 \cdot \frac{Hu_{ft} [Kg / kgcomb]}{100} \\ &+ aire_{est,hm,ft} - aire_{est,sec,ft} + vp_t \end{aligned}$$

- El **dióxido de azufre estequiométrico** tiene la siguiente expresión según la ecuación (14). Análogamente al CO₂, hay que restarle la parte que retienen las cenizas del hogar.

$$SO2_{est.,ft} [N m^3 / kgcomb] = \frac{Az_{ft} [KgS / kgcomb]}{100} \cdot \frac{(100 - retaz_t)}{100} \cdot 22.414 [l / mol] \cdot \frac{1 [molS]}{32 [g]} \cdot \frac{1 [m^3]}{1000 [l]} \cdot 1000 [g / kg]$$

$$SO2_{est.,ft} [N m^3 / kgcomb] = 0.00700 \cdot \frac{Az_{ft} [KgS / kgcomb]}{100} \cdot \frac{(100 - retaz_t)}{100}$$

$$SO2_{est.,ft} [g / kgcomb] = 19.41644 \cdot \frac{Az_{ft} [KgS / kgcomb]}{100} \cdot \frac{(100 - retaz_t)}{100}$$

- El **oxígeno estequiométrico** es cero pues como ya se ha indicado una combustión estequiométrica es aquella en la que todos los productos de la combustión quedan en el máximo grado de oxidación, habiéndose combinado con el aire estrictamente necesario para ello (*aire teórico*), no existiendo al final de la reacción oxígeno alguno.

$$O2_{est.,ft} [N m^3 / kgcomb] = 0$$

- El **nitrógeno estequiométrico** procede de dos fuentes: el nitrógeno del *aire teórico* y el del combustible (ecuación (16)). Como ya se ha comentado, la composición en volumen de aire es fundamentalmente nitrógeno y oxígeno (en un 79.062% y un 20.938% respectivamente), quedando la expresión del nitrógeno estequiométrico de la siguiente manera:

$$N2_{est.,ft} [N m^3 / kgcomb] = 0.79062 \cdot aire_{est.,sec.,ft} + \frac{1}{2} \cdot \frac{Nt_{ft} [KgN / kgcomb]}{100} \cdot 22.414 [l / mol] \cdot \frac{1 [molN]}{14 [g]} \cdot \frac{1 [m^3]}{1000 [l]} \cdot 1000 [g / kg]$$

$$N2_{est.,ft} [N m^3 / kgcomb] = 0.79062 \cdot aire_{est.,sec.,ft} + 0.00800 \cdot \frac{Nt_{ft} [KgN / kgcomb]}{100}$$

- Finalmente, el volumen de los **gases estequiométricos** por kg de combustible consumido será la suma de los volúmenes de todos los gases calculado en las expresiones anteriores. El volumen considerando la humedad y sin ella son los siguientes:

$$vg_{est, hm, ft} [Nm^3/kgcomb] = CO2_{est, ft} [Nm^3/kgcomb] + H2O_{est, ft} [Nm^3/kgcomb] + SO2_{est, ft} [Nm^3/kgcomb] + O2_{est, ft} [Nm^3/kgcomb] + N2_{est, ft} [Nm^3/kgcomb]$$

$$vg_{est, sec, ft} [Nm^3/kgcomb] = CO2_{est, ft} [Nm^3/kgcomb] + SO2_{est, ft} [Nm^3/kgcomb] + O2_{est, ft} [Nm^3/kgcomb] + N2_{est, ft} [Nm^3/kgcomb]$$

- Las **cenizas** que se producen como resultado de la combustión estequiométrica se pueden calcular sumando las cenizas procedentes del combustible más las que produce el carbono inquemado y más las que resultan del azufre que queda en ellas. Estas últimas se encuentran generalmente en forma de sulfito (SO₃).

$$Cn_{est, ft} [g/kgcomb] = \frac{Cz_{ft} [Kg/kgcomb]}{100} \cdot 1000 [g/kg] \cdot \left(1 + \frac{Cinq_t \cdot Cb_{ft}}{100 \cdot 100} \right) + \frac{Az_{ft} [Kg/kgcomb]}{100} \cdot 1000 [g/kg] \cdot \frac{retaz_t [Kg/kgcomb]}{100} \cdot \frac{80 [g SO_3]}{1 [mol SO_3]} \cdot \frac{1 [mol S]}{32 [g S]}$$

4.4.5 Cantidad y composición de los gases a la salida de la caldera y de las cenizas

A la salida de la caldera suponemos que es cuando se ha producido la combustión real y por tanto hay que contabilizar el exceso de aire que se ha introducido en la caldera. Este solamente modifica las cantidades de oxígeno y nitrógeno que quedan, así como el vapor de agua. Los gases que no incluyen ni oxígeno ni nitrógeno procedente del aire en su formación no varían. Así, cuando se calcula el volumen total de los gases a la salida de la caldera, los gases que no han variado tendrán la misma expresión que en el cálculo estequiométrico.

Los cálculos del *exceso de aire* y de las *fugas de aire*, utilizados en la composición de los gases a la salida de la caldera y de la chimenea respectivamente, se exponen en el apartado 4.4.7.

- El **vapor de agua** aumenta en la humedad del exceso de aire respecto del estequiométrico.

$$H2O_{scl, ft} [Nm^3/kgcomb] = H2O_{est, ft} [Nm^3/kgcomb] + exc_{scl, hm, ft} - exc_{scl, sec, ft}$$

- El **oxígeno a la salida de la caldera** aumenta con respecto al oxígeno estequiométrico proporcionalmente al contenido de oxígeno en el exceso de aire añadido.

$$O2_{scl,ft} [Nm^3/kgcomb] = O2_{est,ft} [Nm^3/kgcomb] + exc_{scl,sec,ft} \cdot 0.20938$$

- Análogamente sucede con el **nitrógeno**.

$$N2_{scl,ft} [Nm^3/kgcomb] = N2_{est,ft} [Nm^3/kgcomb] + exc_{scl,sec,ft} \cdot 0.79062$$

- El volumen de los **gases reales** por kg de combustible consumido será la suma de las expresiones anteriores.

$$vg_{scl,hm,ft} [Nm^3/kgcomb] = CO2_{scl,ft} [Nm^3/kgcomb] + H2O_{scl,ft} [Nm^3/kgcomb] + SO2_{scl,ft} [Nm^3/kgcomb] + O2_{scl,ft} [Nm^3/kgcomb] + N2_{scl,ft} [Nm^3/kgcomb]$$

$$vg_{scl,sec,ft} [Nm^3/kgcomb] = CO2_{scl,ft} [Nm^3/kgcomb] + SO2_{scl,ft} [Nm^3/kgcomb] + O2_{scl,ft} [Nm^3/kgcomb] + N2_{scl,ft} [Nm^3/kgcomb]$$

- Las **cenizas** aumentan después de la combustión con las cenizas volantes que se producen.

$$Cn_{scl,ft} [g/kgcomb] = Cn_{est,ft} [g/kgcomb] \cdot \frac{Cv_t [kg/kgcomb]}{100}$$

4.4.6 Cantidad y composición de los gases a la salida de la chimenea

Por último, se calculan en este apartado la composición de los gases en el punto de medida de las sustancias contaminantes en la salida de la chimenea. Se modifican aquí los mismos gases que en el caso anterior pero debido esta vez a las fugas de aire. Las cenizas volantes o partículas disminuyen debido a la presencia del electrofiltro.

- El **vapor de agua** aumenta con las fugas de aire hasta llegar a la boca de la chimenea.

$$H2O_{sch,ft} [Nm^3/kgcomb] = H2O_{scl,ft} [Nm^3/kgcomb] + fug_{scl,hm,ft} - fug_{scl,sec,ft}$$

- Los gases varían su contenido en **oxígeno** debido a las fugas de aire hasta la salida de la chimenea.

$$O2_{sch,ft} [Nm^3/kgcomb] = O2_{scl,ft} [Nm^3/kgcomb] + fug_{scl,sec,ft} \cdot 0.20938$$

- El **nitrógeno** también aumenta en la proporción en la que se encuentra en el aire.

$$N2_{sch,ft} [Nm^3/kgcomb] = N2_{scl,ft} [Nm^3/kgcomb] + fug_{scl,sec,ft} \cdot 0.79062$$

- El volumen de los **gases a la salida de la chimenea** es la suma de las expresiones anteriores.

$$vg_{sch,hm,ft} [Nm^3/kgcomb] = CO2_{sch,ft} [Nm^3/kgcomb] + H2O_{sch,ft} [Nm^3/kgcomb] + SO2_{sch,ft} [Nm^3/kgcomb] + O2_{sch,ft} [Nm^3/kgcomb] + N2_{sch,ft} [Nm^3/kgcomb]$$

$$vg_{sch,sec,ft} [Nm^3/kgcomb] = CO2_{sch,ft} [Nm^3/kgcomb] + SO2_{sch,ft} [Nm^3/kgcomb] + O2_{sch,ft} [Nm^3/kgcomb] + N2_{sch,ft} [Nm^3/kgcomb]$$

- Las **cenizas** que salen finalmente por la chimenea son mucho menores que las que salen de la caldera pues el electrofiltro actúa con un elevado rendimiento (hasta 90%). No obstante se trata de un dato teórico que suele disminuir en el funcionamiento real, siendo difícil de medir pues se trata de un equipamiento muy estático y de grandes dimensiones.

$$Cn_{sch,ft} [g/kgcomb] = Cn_{scl,ft} [g/kgcomb] \cdot \frac{(100 - \gamma_t)}{100}$$

4.4.7 Cálculo del aire estequiométrico, exceso de aire y fugas de aire

- El **aire estequiométrico seco** es la suma del oxígeno necesario para la formación del CO₂, del vapor de agua y del SO₂ estequiométricos. Además hay que restarle el oxígeno que procede del combustible. Primero se calcula el volumen que ocupa el oxígeno del combustible y después el volumen del aire estequiométrico.

$$O_{2,comb,ft} [Nm^3/kgcomb] = \frac{O_{x,ft} [Kg/kgcomb]}{100} \cdot 22.414 [l/molO] \cdot \frac{1 [molC]}{32 [g]} \cdot \frac{1 [m^3]}{1000 [l]} \cdot 1000 [g/kg]$$

$$\begin{aligned} aire_{est,sec,ft} [Nm^3/kgcomb] = & \frac{1}{0.20938} \cdot (1.86783 \cdot C_{b,ft} [kg/kgcomb]) \cdot \frac{(100 - C_{inq,t})}{100} + 0.11207 \cdot H_{d,ft} [kg/kgcomb] \\ & + 0.00700 \cdot A_{z,ft} [kg/kgcomb] - 0.00700 \cdot O_{2,comb,ft} [kg/kgcomb] \end{aligned}$$

- El **aire estequiométrico húmedo** tiene la expresión siguiente. Existe un coeficiente corrector del volumen que ocupa el vapor de agua en el aire estequiométrico, que es 21.1/22.414.

$$aire_{est,hm,ft} [Nm^3/kgcomb] = aire_{est,sec,ft} [Nm^3/kgcomb] \cdot \left(1 + \frac{hab_t [mol H_2O/molaire] \cdot 21.1}{22.414 [l/mol]} \right)$$

- Es prácticamente imposible obtener una mezcla homogénea y total del combustible con el comburente. Esto obliga a emplear una cantidad real de aire comburente mayor de la estrictamente necesaria o *aire teórico de combustión*. La relación entre el aire realmente utilizado y el aire teórico se denomina *índice de exceso de aire* y se suele denominar por *n*. Al valor n-1, expresado en % es a lo que se denomina **exceso de aire**:

$$exc_{scl,hm,ft} [Nm^3/kgcomb] = \frac{vg_{est,hm,ft} [Nm^3/kgcomb] \cdot Ox_{scl,t}}{0.20938 \cdot \left(1 - \frac{hab_t [mol H_2O/molaire] \cdot 21.1}{(hab_t [mol H_2O/molaire] + 1) \cdot 22.414 [l/mol]} \right) - Ox_{scl,t}}$$

$$exc_{scl,sec,ft} [Nm^3/kgcomb] = exc_{scl,hm,ft} [Nm^3/kgcomb] \cdot \left(1 - \frac{hab_t [mol H_2O/molaire] \cdot 21.1}{(hab_t [mol H_2O/molaire] + 1) \cdot 22.414 [l/mol]} \right)$$

- Al aire que se ha necesitado para llevar a cabo la combustión o aire real (es el aire estequiométrico más el exceso de aire) hay que añadirle el aire que se filtra en la salida de la caldera hasta la chimenea que son las denominadas **fugas de aire**:

$$fug_{sch, hm, ft} [Nm^3/kgcomb] = \frac{vg_{scl, hm, ft} [Nm^3/kgcomb] \cdot (Ox_{sch, t} - Ox_{scl, t})}{0.20938 \cdot \left(1 - \frac{hab_i [mol H_2O/molaire] \cdot 21.1}{(hab_i [mol H_2O/molaire] + 1) \cdot 22.414 [l/mol]} \right) - Ox_{sch, t}}$$

$$fug_{sch, sec, ft} [Nm^3/kgcomb] = fug_{sch, hm, ft} [Nm^3/kgcomb] \cdot \left(1 - \frac{hab_i [mol H_2O/molaire] \cdot 21.1}{(hab_i [mol H_2O/molaire] + 1) \cdot 22.414 [l/mol]} \right)$$

4.4.8 Dióxido de azufre, SO₂

Una vez obtenidos la composición en el punto de medida de salida de la chimenea, es posible calcular los parámetros que nos interesan, resultados del modelado en sí. Como se observará, las cantidades y composiciones de los gases que hemos ido calculando, se ha hecho diferenciando por combustible consumido por el grupo. Ahora, se obtienen los resultados, sumando en todos los combustibles consumidos, ponderándolos adecuadamente en función de las cantidades consumidas de cada uno para producir la potencia en cada nivel de carga.

Por otro lado, a continuación se comienzan a utilizar las funciones de consumo específico de combustible en función de la potencia producida por el grupo. En esta formulación se han incluido las funciones cuadráticas, aunque se utilizarán las que el usuario elija en su caso. Sin embargo y como ya se ha indicado anteriormente, si el usuario decide resolver el problema lineal, los resultados que aparecen en el fichero de salida se efectúan utilizando las funciones cuadráticas para recalculas las emisiones.

En las próximas expresiones cuando aparecen las unidades [g/kg] significa [g por kg de combustible].

- En los gases de salida, existe una **concentración de SO₂ en mg/Nm³** según la siguiente expresión (en **condiciones reales**, es decir con humedad $H_2O_{sch, ft}$ y oxígeno $O_{2sch, ft}$):

$$cSO2_{cr,msp} [mg / Nm^3] = \sum_{f=1}^F \frac{10^3 SO2_{sch,ft} [g/kg]}{vg_{sch,hm,ft} [Nm^3/kg]} \cdot \frac{\sum_{q=1}^Q p_{qfmsp} [MW]}{\bar{p}_{msp} [MW]}$$

- La **concentración de SO₂ en mg/Nm³ en condiciones estándar**, es decir con humedad cero y oxígeno de referencia O_{r_i} , tiene la expresión:

$$cSO2_{cs,msp} [mg / Nm^3] = \sum_{f=1}^F \frac{10^3 SO2_{sch,ft} [g/kg]}{vg_{sch,hm,ft} [Nm^3/kg]} \cdot \frac{\sum_{q=1}^Q p_{qfmsp} [MW]}{\bar{p}_{msp} [MW]} \cdot \frac{20.938 - O_{r_i}}{20.938 - \frac{Ox_{sch,t}}{1 - \left(\frac{H2O_{sch,ft} [Nm^3/kg]}{vg_{sch,hm,ft} [Nm^3/kg]} \right)}}$$

- Si utilizamos la energía producida por el grupo en cada nivel de carga y la cantidad de combustible consumido, las dos variables del modelo de explotación, obtenemos una **tasa de emisión específica** por cada kWh producido:

$$eSO2_{msp} [g/kWh] = \sum_{f=1}^F \frac{SO2_{sch,ft} [g/kg] \sum_{q=1}^Q (o_i^q a_{fisp} + o_i^q p_{qfmsp} + o_i^{nq} p_{qfmsp}^2) [Mcal/h]}{10^3 PCS_{fi} [kcal/kg] \sum_{q=1}^Q p_{qfmsp} [MW]}$$

- Por último, las **toneladas de emisiones** de dióxido de azufre por cada nivel de carga son:

$$tSO2_{msp} [t] = \sum_{f=1}^F \frac{SO2_{sch,ft} [g/kg] \sum_{q=1}^Q (o_i^q a_{fisp} + o_i^q p_{qfmsp} + o_i^{nq} p_{qfmsp}^2) [Mcal/h] D_{nsp} [h]}{10^3 PCS_{fi} [kcal/kg]}$$

4.4.9 Anhídrido carbónico, CO₂

- La **concentración de CO₂ en mg/Nm³** en los gases de salida tiene la siguiente expresión (en **condiciones reales**, es decir con humedad $H2O_{sch,ft}$ y oxígeno $O2_{sch,ft}$):

$$cCO2_{cr,msp} [mg / N m^3] = \frac{\sum_{f=1}^F \frac{10^3 CO2_{sch,ft} [g / kg]}{vg_{sch,hm,ft} [N m^3 / kg]} \cdot \frac{\sum_{q=1}^Q P_{qfmsp} [MW]}{\bar{P}_{msp} [MW]}}$$

- La **concentración de CO₂ en mg/Nm³** en **condiciones estándar**, es decir con humedad cero y el oxígeno de referencia $O_{r,t}$, es:

$$cCO2_{cs,msp} [mg / N m^3] = \frac{\sum_{f=1}^F \frac{10^3 CO2_{sch,ft} [g / kg]}{vg_{sch,hm,ft} [N m^3 / kg]} \cdot \frac{\sum_{q=1}^Q P_{qfmsp} [MW]}{\bar{P}_{msp} [MW]} \cdot \frac{20.938 - O_{r,t}}{20.938 - \frac{Ox_{sch,t}}{1 - \left(\frac{H2O_{sch,ft} [N m^3 / kg]}{vg_{sch,hm,ft} [N m^3 / kg]} \right)}}$$

- Si utilizamos la energía producida por el grupo en cada nivel de carga y la cantidad de combustible consumido, obtenemos una **tasa de emisión específica** por cada kWh producido:

$$eCO2_{msp} [g / kWh] = \frac{\sum_{f=1}^F \frac{CO2_{sch,ft} [g / kg] \sum_{q=1}^Q (o_i^q a_{fmsp} + o_i'^q p_{qfmsp} + o_i''^q p_{qfmsp}^2) [Mcal / h]}{10^3 PCS_{ft} [kcal / kg] \sum_{q=1}^Q P_{qfmsp} [MW]}}$$

- Por último, las **kilotoneladas de emisiones** de dióxido de carbono por cada nivel de carga son:

$$tCO2_{msp} [kt] = \frac{\sum_{f=1}^F \frac{CO2_{sch,ft} [g / kg] \sum_{q=1}^Q (o_i^q a_{fmsp} + o_i'^q p_{qfmsp} + o_i''^q p_{qfmsp}^2) [Mcal / h] D_{msp} [h]}{10^6 PCS_{ft} [kcal / kg]}}$$

4.4.10 Partículas totales

- La **concentración de partículas en mg/Nm³** (en **condiciones reales**, es decir con humedad $H2O_{sch,ft}$ y oxígeno $O2_{sch,ft}$):

$$cPAR_{cr,msp} [mg / Nm^3] = \sum_{f=1}^F \frac{10^3 Cn_{sch,ft} [g/kg]}{vg_{sch,hm,ft} [Nm^3/kg]} \cdot \frac{\sum_{q=1}^Q P_{qfmsp} [MW]}{\bar{p}_{msp} [MW]}$$

- En **condiciones estándar**, es decir, con humedad cero y oxígeno de referencia $o_{r,t}$ tenemos:

$$cPAR_{cs,t} [mg / Nm^3] = \sum_{f=1}^F \frac{10^3 Cn_{sch,ft} [g/kg]}{vg_{sch,hm,ft} [Nm^3/kg]} \cdot \frac{\sum_{q=1}^Q P_{qfmsp} [MW]}{\bar{p}_{msp} [MW]} \cdot \frac{20.938 - o_{r,t}}{20.938 - \frac{Ox_{sch,t}}{1 - \left(\frac{H2O_{sch,ft} [Nm^3/kg]}{vg_{sch,hm,ft} [Nm^3/kg]} \right)}}$$

- Si utilizamos la energía producida por el grupo en cada nivel de carga y la cantidad de combustible consumido, obtenemos una **tasa de emisión específica** por cada kWh producido:

$$ePAR_{msp} [g / kWh] = \sum_{f=1}^F \frac{Cn_{sch,ft} [g/kg] \sum_{q=1}^Q (o_i^q a_{fisp} + o_i^q p_{qfmsp} + o_i^{2q} p_{qfmsp}^2) [Mcal/h]}{10^3 PCS_{ft} [kcal/kg] \sum_{q=1}^Q P_{qfmsp} [MW]}$$

- Las **toneladas** de partículas totales por cada nivel de carga son:

$$tPAR_{msp} [t] = \sum_{f=1}^F \frac{Cn_{sch,ft} [g/kg] \sum_{q=1}^Q (o_i^q a_{fisp} + o_i^q p_{qfmsp} + o_i^{2q} p_{qfmsp}^2) [Mcal/h] D_{msp} [h]}{10^3 PCS_{ft} [kcal/kg]}$$

4.5 Modelo de emisiones a partir de la tasa específica de emisiones histórica

Hasta aquí, se han descrito los modelos que permitirán al usuario optimizar la explotación del sistema a analizar considerando las emisiones de las sustancias contaminantes principales, según las estrategias que se verán en el próximo capítulo. Sin embargo, habrá ocasiones en las que el usuario solamente desee, a partir de información sencilla, obtener las emisiones del sistema. Es decir, acercarse más a un

estudio de simulación de la operación del sistema en lugar de realizar una optimización.

Con este objetivo, el modelo permite utilizar para todas las sustancias que se han considerado una tasa de emisión específica obtenida como en el caso de los óxidos de nitrógeno (ver apartado 4.6), a partir de datos históricos de emisiones y de energía producida por cada grupo. Con este dato, el modelo obtendrá las emisiones que serían esperables si el sistema tiene un funcionamiento similar al de explotaciones anteriores. Obviamente, la optimización pierde muchos grados de libertad pues esta información de emisiones mediante tasas constantes, no permite variaciones en función de los combustibles, las condiciones de la combustión, la carga, etc., pero también se eliminan muchos cálculos que reducen los tiempos de optimización.

Estas tasas son datos únicos por grupo y, como ya se ha indicado se toman “ceteris paribus” (condiciones constantes de carga, composición del combustible, etc.) pero son independientes del nivel de demanda, del combustible, etc. como se observa en su notación:

- $tsSO_2_t$ tasa de emisión específica de SO_2 del grupo térmico t [g/kWh en bornas de generador].
- $tsNOX_t$ tasa de emisión específica de NO_x del grupo térmico t [g/kWh en bornas de generador].
- $tsPAR_t$ tasa de emisión específica de partículas del grupo térmico t [g/ kWh en bornas de generador].
- $tsCO_2_t$ tasa de emisión específica de CO_2 del grupo térmico t [g/ kWh en bornas de generador].

Por otro lado, para aplicar las restricciones que resultan de la normativa medioambiental, es necesario considerar la concentración de los contaminantes, no solamente las cantidades absolutas. Esto es común en muchas normativas vigentes; en el caso español se aplica a las instalaciones *nuevas*. Es decir, en definitiva necesitamos obtener los mismos resultados de los modelados anteriores como son las concentraciones en condiciones estándar y reales, la emisión específica de contaminantes y las emisiones absolutas en toneladas. Las dos últimas son conocidas pues la primera es el dato del que partimos y la segunda se obtiene fácilmente mediante la energía producida por cada generador.

Para obtener la concentración, solamente es necesario el volumen de gases que se produce en la combustión. Recurrir a la formulación de los apartados 4.4.4 a 4.4.10 para calcular el volumen de gases sería realizar los mismos pasos lo cual sería absurdo. Por ello, se ha optado por una aproximación de los cálculos teóricos descritos en los apartados anteriores que pueden dar una solución razonable. Se ha acudido entonces a la formulación que se define en el Real Decreto 646/1991 y se desarrolla en la O.M. de 26 de Diciembre de 1995 sobre limitación de emisiones a la

atmósfera de grandes instalaciones de combustión en determinados aspectos referentes a centrales termoeléctricas.

En ellos se determina el volumen de los gases estequiométricos según la siguiente expresión teórica:

$$vg'_{est,sec,ft} \left[Nm^3 / kgcomb \right] = 0,209723 Hd_{ft} + 0,088931 Cb_{ft} + 0,033172 Az_{ft} \\ + 0,007997 Nt_{ft} - 0,026424 Ox_{ft}$$

Y a la salida de la chimenea, el volumen de los gases tiene la siguiente expresión:

$$vg'_{sch,sec,ft} = vg'_{est,sec,ft} \cdot \frac{20.938}{20.938 - Or_t}$$

Los resultados para cualquiera de las sustancias contaminantes (se pone como ejemplo el SO₂), serán finalmente:

- La **concentración de SO₂ en mg/Nm³** (en **condiciones estándar**, es decir con humedad cero y oxígeno de referencia Or_t), si utilizamos la energía producida por el grupo y la cantidad de combustible consumido, es:

$$cSO2'_{cs,msp} [mg / Nm^3] = \\ \frac{\sum_{f=1}^F 10^3 tsSO2_i [g / kWh] PCS_{ft} [kcal / kg]}{vg_{sch,sec,ft}} \cdot \frac{\sum_{q=1}^Q p_{qfmsp} [MWh]}{\sum_{q=1}^Q (o_i^q a_{ftsp} + o_i^{r_q} p_{qfmsp} + o_i^{n_q} p_{qfmsp}^2) [Mcal / h] D_{nsp} [h]}$$

- La **tasa de emisión específica** por cada kWh producido es el dato introducido al modelo:

$$eSO2'_{msp} [g / kWh] = tsSO2_i$$

- Por último, las **toneladas de emisiones** de dióxido de azufre por cada nivel de carga son:

$$tSO2'_{msp} [t] = \sum_{f=1}^F 10^6 t_{sSO2_t} [g / kWh] \sum_{q=1}^Q p_{qfmsp} [MWh] D_{msp} [h]$$

4.6 Modelado de las emisiones de óxidos de nitrógeno en el modelo

Las emisiones de óxidos de nitrógeno son de naturaleza más compleja que las emisiones anteriores, como ya se ha comentado. Debido a esto su modelado no es posible en función de unos parámetros genéricos sino que es necesario caracterizar cada grupo en cada momento de la combustión mucho más detalladamente. Por ello, se ha recurrido a un modelado más sencillo que utiliza datos históricos de emisiones de NO_x de cada grupo.

El modelado consiste en utilizar la *tasa de emisión específica* en mg/kWh. Este dato se suele obtener a partir de las emisiones absolutas medidas a la salida de la chimenea del grupo y de la energía producida por el grupo durante el mismo periodo de tiempo. Así, la relación entre ellas permite obtener una tasa de emisiones en g de NO_x por cada kWh producido. Este ratio es un número constante para cualquier carga del grupo, cualquier temperatura del aire, cualquier combustible. Esto impide al modelo controlar estos datos en la dirección que más le convenga. La única forma de subsanarlo sería manejar una tasa de emisiones específica para una serie de mezclas de los combustibles más usuales en cada grupo y para cada rango de cargas y ponderarlas según la mezcla óptima decidida por el modelo. El problema es que estos datos no suelen existir tan desglosadamente.

Para obtener un modelado más real se han recogido las tasas de emisión específica mensuales de uno o varios años, de las que se obtiene una media que es la que finalmente se introduce en el modelo. Así el modelado recoge todas las variaciones posibles de las emisiones, caracterizando más fielmente cada grupo del sistema.

Sin embargo, existen muchos parámetros que inciden en la formación de estas emisiones y que se suelen encontrar en la literatura como principales responsables de estas emisiones ([Lamont, J.W. and Obessis, E.V., 1995], [Gent, M.R. and Lamont, J.W., 1971]). Entre ellos destacan los siguientes:

- **Carga del generador**

- **Temperatura de la combustión**

Las velocidades de formación del óxido nítrico dependen esencialmente de la temperatura, siendo las concentraciones de NO mayores cuanto más elevadas son las temperaturas.

- **Proporción aire-combustible**

Cuanto mayor sea dicha proporción menor será la formación de NO_x.

- **Grado de mezcla del combustible, del aire y de los productos**

Si el combustible y el aire se mezclan de tal forma que la mayor parte de la combustión se realiza con riqueza de aire, se podrá reducir la formación de NO. La mezcla de los productos de la combustión en la zona de combustión disminuye la temperatura de la llama y reduce la formación de NO.

Según otro trabajo de expertos en la materia y que se suele utilizar como manual de uso de los combustibles industriales [Campsa, 1989], los principales factores que afectan la formación de óxido nítrico en la combustión se exponen en la Tabla -14-1.

FACTOR	MODIFICACIÓN DEL FACTOR	EFECTO DE LAS EMISIONES DE NO _x
Aire en exceso	Disminución	Disminución
Temperatura de precalentamiento	Disminución	Disminución
Velocidad de liberación de calor	Disminución	Disminución
Velocidad de eliminación de calor	Disminución	Aumento
Recirculación y mezcla de los gases de combustión	Aumento	Disminución
Contenido de nitrógeno en el combustible	Disminución	Disminución

Tabla -14-1. Principales factores que afectan la formación de óxido nítrico en la combustión.

La influencia de estos factores individualmente es difícil de evaluar y de modelar, sin embargo, en esta tesis se recoge un trabajo de corrección del efecto de la carga del generador en la tasa de emisiones de óxidos de nitrógeno [CSEN, 1996]. Es un trabajo de tipo experimental que permite descontar el efecto de la carga del grupo y que es diferente para grupos de carbón, de fuel-oil y de gas. De esta forma, el modelo de explotación tiene la posibilidad de variar la carga con el fin de reducir las emisiones de estos óxidos. La corrección se hace solamente en el caso de que el grupo se encuentre con una carga entre el 50 y el 100% de la potencia nominal. Así, la función de emisiones de NO_x queda según la expresión siguiente:

$$\text{Si } L_{msp} = \frac{P_{msp}}{P_t} \cdot 100 < 50 \quad eNOX_{msp} [g / kWh] = tsNOX_t$$

$$\text{Si } L_{msp} = \frac{P_{msp}}{\bar{p}_t} \cdot 100 \geq 50 \qquad eNOX_{msp} [g/kWh] = tsNOX_t \left(a + (1-a) \cdot \frac{L_{msp} - 50}{50} \right)$$

El número a es un dato diferente según la tecnología del grupo: 0.85 para carbón, 0.75 para fuel-oil y 0.50 para gas. El modelo de explotación incluye esta corrección solamente en la salida de resultados ya que si se introdujese en la optimización, la resolución resultaría no lineal.

Esta corrección es válida para descontar el efecto de carga en cualquier grupo térmico convencional excepto en calderas LNB (*Low NO_x Burner*) y de lecho fluido, para los que el efecto de carga es menos importante. Además, en el caso de que los grupos presenten equipamientos de reducción de las emisiones de NO_x, el porcentaje de reducción de estas puede variar según estos equipos y los rendimientos asociados. Estos varían entre 30% en carbón y 70% en gas, en el caso de técnicas primarias (o preventivas) de reducción como son los quemadores LNB, la recirculación de los gases de combustión, la combustión con exceso limitado de aire y la combustión por etapas. En el caso de técnicas de reducción catalítica (técnicas correctivas) éstas pueden alcanzar una eficiencia de 90 a 95% según sea selectiva o no selectiva respectivamente.

Por otro lado, para aplicar las restricciones que resultan de la normativa medioambiental, es necesario considerar la concentración de los contaminantes, no solamente las cantidades absolutas. Esto es común en muchas normativas vigentes; en el caso español se aplica a las instalaciones *nuevas*. En definitiva necesitamos obtener los mismos resultados de los modelados anteriores como son las concentraciones en condiciones estándar y reales, la emisión específica de contaminantes y las emisiones absolutas en toneladas.

4.6.1 Cálculo de la concentración y las emisiones de los óxidos de nitrógeno en los gases de salida de la chimenea

La emisión específica de contaminantes y las emisiones absolutas en toneladas son conocidas pues la primera es el dato del que partimos y la segunda se obtiene fácilmente mediante la energía producida por cada generador. Para obtener la concentración, solamente es necesario el volumen de gases que se produce en la combustión.

En el caso de haber elegido la opción que obtiene las emisiones a partir del análisis elemental de los combustibles, el cálculo del volumen de los gases a la salida de la chimenea ya lo tenemos calculado para las demás sustancias contaminantes (formulación de los apartados 4.4.4 a 4.4.10) y obviamente es el mismo. Con el volumen de los gases en Nm³/kg de combustible obtenemos finalmente la

concentración de NO_x en los gases de salida de la chimenea según las expresiones siguientes:

- La **concentración de NO_x en mg/Nm^3** (en **condiciones estándar**, es decir con humedad cero y oxígeno de referencia o_{r_i}) en cada nivel de carga, si utilizamos la energía producida por el grupo y la cantidad de combustible consumido, es:

$$cNOX_{cs,msp} [mg / Nm^3] = \frac{\sum_{f=1}^F 10^3 tsNOX_i [g / kWh] PCS_{ft} [kcal / kg]}{vg_{sch,sec,ft}} \cdot \frac{\sum_{q=1}^Q P_{qftmsp} [MWh]}{\sum_{q=1}^Q (o_i^q a_{ftsp} + o_i'^q P_{qftmsp} + o_i''^q P_{qftmsp}^2) [Mcal / h] D_{nsp} [h]}$$

- La **tasa de emisión específica** por cada kWh producido es el dato introducido al modelo:

$$eNOX_{msp} [g / kWh] = tsNOX_i$$

- Por último, las **toneladas de emisiones** de óxidos de nitrógeno por cada nivel de carga son:

$$tNOX_{msp} [t] = \sum_{f=1}^F 10^6 tsNOX_i [g / kWh] \sum_{q=1}^Q P_{qftmsp} [MWh] D_{nsp} [h]$$

Si se ha elegido la opción más sencilla de las tasas específicas de emisión de todas las sustancias contaminantes, podemos acudir a cálculos más sencillos como se han descrito en el apartado anterior. En ellos se determina el volumen de los gases estequiométricos según la siguiente expresión teórica:

$$vg'_{est,sec,ft} [Nm^3 / kgcomb] = 0,209723 Hd_{ft} + 0,088931 Cb_{ft} + 0,033172 Az_{ft} + 0,007997 Nt_{ft} - 0,026424 Ox_{ft}$$

Como simplificación, se considera que no existe modificación alguna del aire en los gases y que por lo tanto el volumen estequiométrico es el mismo que a la salida de la caldera. Solamente es necesario tener en cuenta que la normativa se refiere a las condiciones de humedad cero (base seca) y oxígeno el de referencia.

$$vg'_{sch,sec,ft} = vg'_{est,sec,ft} \cdot \frac{20.938}{20.938 - Or_t}$$

Los resultados en cuanto a óxidos de nitrógeno serán finalmente:

- La **concentración de NO_x en mg/Nm³** (en **condiciones estándar**, es decir con humedad cero y el oxígeno de referencia, Or_t) en cada nivel de carga, si utilizamos la energía producida por el grupo y la cantidad de combustible consumido, es:

$$cNOX'_{cs,msp} [mg / Nm^3] = \frac{\sum_{f=1}^F 10^3 tsNOX_t [g / kWh] PCS_{ft} [kcal / kg]}{vg'_{sch,sec,ft} [Nm^3 / kg]} \cdot \frac{\sum_{q=1}^Q p_{qfmsp} [MWh]}{\sum_{q=1}^Q (o_i^q a_{fmsp} + o_i'^q p_{qfmsp} + o_i''^q p_{qfmsp}^2) [Mcal / h] D_{msp} [h]}$$

- La **tasa de emisión específica** por cada kWh producido es el dato introducido al modelo:

$$eNOX'_{msp} [g / kWh] = tsNOX_t$$

- Por último, las **toneladas de emisiones** de óxidos de nitrógeno por cada nivel de carga son:

$$tNOX_{msp} [t] = \sum_{f=1}^F 10^6 \cdot tsNOX_t [g / kWh] \cdot \sum_{q=1}^Q p_{qfmsp} [MWh] \cdot D_{msp} [h]$$

4.7 Formulación de restricciones

Aunque ya aparecen en el capítulo tercero, las restricciones medioambientales se formulan a partir de los resultados obtenidos en este capítulo. Como ejemplo, se exponen dos formulaciones.

- **Máxima concentración de SO₂ en los gases de salida de los grupos existentes**

La concentración de SO_2 en los gases de salida en cada nivel de carga no debe superar un límite preestablecido.

$$cSO2_{cs,msp} \leq mcs_{msp}$$

• **Máximas emisiones de NO_x de grupos existentes**

La suma de las emisiones anuales de NO_x de los grupos existentes del sistema no debe sobrepasar un límite.

$$\sum_{p=1}^P \sum_{s=1}^S \sum_{n=1}^N \sum_{t \in \chi} eNOX_{msp} \leq mxn$$

4.8 Referencias

- Campsa, “Manual de Combustibles en la Industria”, Asistencia Técnica, No.12, 3ª edición, Junio 1989.
- Comisión del Sistema Eléctrico Nacional, “Corrección de las emisiones de óxidos de nitrógeno con la carga del grupo”, Dirección Técnica, 1996.
- El-Keib, A.A., Ma, H., Hart, J.L., “Environmentally Constrained Economic Dispatch Using the LaGrangian Relaxation Method”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 4, November 1994.
- Gent, M.R. and Lamont, J.W., “Minimum-Emission Dispatch”, *IEEE Transactions on PAS*, Vol. PAS-90, pp. 2650-2660, November/december 1971.
- Gjengedal. T., Johansen, S., Hansen, O., “Economic-Environmental Unit-Commitment (EEUC)- A multicriteria approach”, *IEEE*, WM 1992.
- Gjengedal. T., “Emission Constrained Unit-Commitment (ECUC)”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 11, No. 1, March, 1996.
- Granelli, G.P., Montagna, M., Marannino, P., Pasini, G.L., “Emission constrained dynamic dispatch”, *Electric Power Systems Research*, 1992.

- Hawary, M. E. and F. and Mbamalu, G.A.N., “NO_x Emission Performance Models in Electric Power Systems”, *Proceedings of the 1992 Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, Vol. III, September 1992.
- Lamont, J.W., Obessis, E.V., "Emission Dispatch Models and Algorithms for the 1990'S". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, May 1995.
- Palanichamy, C., Srikrishna, K., “Economic Thermal Power Dispatch with emission constraints”, *IE Journal-EL*, Vol. 72, Abril, 1991.
- Ramanathan, R., “Emission Constrained Economic Dispatch”, *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1994-2000, Vol. 9, No. 4, November 1994.
- Ramaraj, N., “A Direct Method for Evolving Minimum Emission Dispatch of Electric Power Systems including Transmission Losses”, *IE(I) Journal-EL*, Vol. 74, April 1993.
- Talaq, J.H., Hawary, Ferial and M.E., “A Summary of Environmental-Economic Dispatch Algorithms”. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 9, No. 3, August, 1994.
- Talaq, J.H., Hawary, Ferial and M.E., “Minimum emissions power flow: the time interval approach”, *Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 16, No. 1, November, 1994.
- Talaq, J.H., Hawary, Ferial and M.E., “Minimum emissions power flow”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 1, February 1994.

5 El sistema eléctrico peninsular español como caso de estudio

5.1 Introducción

Se ha analizado desde muy diversas ópticas la explotación de la generación del sistema peninsular español (SEP). Es un sistema que se representa en el modelo con dimensiones reales a diferencia de los clásicos casos de estudio que se utilizan en estos modelos de dimensiones mucho más limitadas. Además de comprobar interesantes conclusiones de la operación del sistema bajo criterios de despacho, la aplicación de la herramienta de explotación a este sistema demuestra su potencia en la adaptación a sistemas de gran tamaño. En efecto, la representación del sistema español involucra fácilmente más de 40.000 variables y 40.000 restricciones en un tiempo de resolución razonable.

La explotación del sistema peninsular se analiza para el año 1996. Se trata de reproducir lo más fielmente posible la operación real de los grupos. El sistema peninsular español se explota mediante un despacho centralizado de la generación bajo criterio de mínimo coste variable (función objetivo #1: minimización de los costes de combustible, de operación y mantenimiento, de fungibles, de arranque y de stocks de combustible garantizado), excepto en las estrategias de mínimo coste social en las que la función objetivo es la #2 (minimización de los costes anteriores y de las externalidades medioambientales de la generación).

La simulación de la explotación de 1996 permite validar esta herramienta, analizando comparativamente sus resultados con los del funcionamiento real del sistema.

Se han realizado diversas variantes para el año 1996 para evaluar el efecto de restricciones y precios. Los análisis establecen conclusiones de tipo o en cuanto a:

- *económicas*. Obteniendo costes variables de explotación en cada caso, costes adicionales debidos a ciertas restricciones, costes sociales de la explotación, etc.
- *medioambientales*. Sobre las emisiones de SO₂, NO_x, CO₂ y TSP derivadas del funcionamiento del sistema bajo diferentes hipótesis.
- el *carbón nacional*. Aparte de los sobrecostes resultantes para el carbón nacional respecto al carbón de importación, el carbón nacional posee una calidad notablemente inferior a éste, desde el punto de vista energético y medioambiental. En este estudio se han analizado y cuantificado los costes actuales y futuros asociados al carbón español desde las ópticas económica y medioambiental.

Sobre el carbón nacional, es necesario hacer una serie de consideraciones. El mecanismo de retribución actual a la minería del carbón termoeléctrico consta de dos partes:

1. Precio de equivalencia con el carbón de importación:
 - a) precio del carbón de importación descargado en puerto español
 - b) transporte de puerto a central
 - c) prima según la calidad del carbón y por garantía de suministro (unas 0.2 pta/th),
2. Ayuda a la cobertura de los costes de explotación:
 - d) ayuda explícita al funcionamiento hasta cubrir el coste estándar de producción del carbón.

Como el término b depende del emplazamiento, también depende de él la ayuda explícita d , lo que conduce a que las empresas mineras tengan un diferente grado de dependencia de esta ayuda en condiciones de libre mercado.

En este sentido, los análisis de las primeras seis estrategias de la explotación del sistema eléctrico se han efectuado en diferentes escenarios: en base al sistema de explotación actual o en base al marco previsible para el futuro. En todos los casos se considera que las empresas mineras perciben el nivel de ingresos actual, a través del despacho o en forma de ayudas.

A continuación, los análisis se han realizado para comprobar las consecuencias que resultarían al despachar el sistema peninsular español minimizando los costes sociales (variables de explotación y externalidades o costes externos debidos a impactos en el medio ambiente).

Todos los casos anteriores utilizan las restricciones o la función objetivo como forma de restringir las emisiones de sustancias contaminantes. Algunos de los instrumentos económicos de control de la contaminación atmosférica se han descrito al principio de esta tesis. Algunos de ellos se evalúan al final de este capítulo sobre la explotación del sistema eléctrico español.

5.2 Datos del caso base

A continuación se describe la información que se utiliza en la representación del SEP. Se describe la demanda, la hidrología, los principales datos del equipo generador (número, precios de los combustibles, consumos auxiliares, tasas de fallo, las emisiones específicas y análisis de los combustibles, etc.), los autogeneradores,

etc. Para comenzar, en la Tabla 1 figura el número de generadores de cada tecnología del sistema peninsular español. Toda la información introducida al modelo para el año 1996 se muestra como caso ejemplo en el Anexo II de esta tesis; es decir, todos los ficheros descritos en el capítulo tercero: *i_sets.96*, *i_dtgr.96*, *i_dtdm.96*, etc.

<i>Grupos de carbón</i>	36
<i>Grupos de fuel-oil</i>	22
<i>Grupos de gas</i>	5
<i>Grupos nucleares</i>	9
<i>Centrales térmicas</i>	38
<i>Grupos hidráulicos/bombeo mixto</i>	122
<i>Grupos de bombeo puro</i>	8

Tabla 1. Equipo generador del sistema eléctrico peninsular español (1996).

Es importante describir también las opciones del fichero *i_opcion.gms* del modelo que se han utilizado en cada análisis. Las comunes son las siguientes:

- **Nudo único.** Toda la demanda y la generación del sistema se suponen en un único nudo ficticio del sistema.
- **Grupos hidráulicos agregados.** El subsistema hidráulico se reúne en un grupo único regulable (conjunto de todos los de esta característica) y uno fluyente (conjunto de todos los grupos fluyentes).
- **Emisiones calculadas a partir del análisis elemental de los combustibles.** Excepto las de NO_x que se obtienen a partir de la tasa específica de emisiones.
- **Mantenimiento dado por datos,** es decir, sin optimizar en el modelo.
- **Consumo de combustible lineal.** Aunque a veces se utilice el consumo estándar y otras las rectas reales de consumo de los grupos, nunca se utiliza el consumo cuadrático con objeto de no resolver un problema no lineal.

Al final de este capítulo se enumeran los principales documentos sobre la explotación del sistema eléctrico nacional que han sido utilizados para este caso estudio. No se incluyen sus referencias a lo largo del capítulo pues podría resultar tedioso para el lector y no se ha considerado necesario.

5.2.1 Horizonte y división temporal

Se ha elegido un horizonte temporal **anual** con duraciones mensuales para los periodos. Las razones de esta decisión han sido diversas. En primer lugar la naturaleza de los estudios que vamos a realizar no exige un modelado más detallado que el anual dividido en intervalos mensuales y pseudo-semanales como es el elegido. En segundo lugar, ciertas restricciones de la explotación como los límites de las emisiones de ciertos contaminantes de los grupos existentes del sistema, la gestión del agua de la mayoría de los embalses, la gestión de las compras y stocks de combustibles, entre otras, son de carácter esencialmente anual en la realidad.

El año consta de 8760 horas, es decir, 365 días, sin considerar que el año 1996 es bisiesto. Cada año está dividido en 12 periodos que equivalen a los meses, con dos subperiodos cada uno: *laborable* (conjunto de días laborables de un mes seguidos) dividido a su vez en 3 niveles en función de la demanda (punta, llano y valle) y *festivo* (conjunto de días festivos del mes seguidos) con los 2 niveles de carga menores.

<i>Periodos</i>	12
<i>Subperiodos/periodo</i>	2
<i>Niveles de carga/subperiodo</i>	3 y 2

Tabla 2. *División temporal.*

Estas duraciones implican tiempos mínimos para ciertas variables. Por ejemplo, el acoplamiento de un grupo solamente puede variar entre subperiodos; esto significa que un grupo está acoplado o no durante todo el subperiodo, pero no puede desacoplarse entre niveles de carga. La potencia producida sí que puede modificarse entre niveles de carga; pero para cada nivel permanece constante.

5.2.2 Demanda

La demanda se introduce en el modelo de manera acorde con la división temporal establecida. La energía anual demandada en el SEP en 1996 se ha considerado de 156.563 GWh, con una potencia máxima de aproximadamente 25.000 MW.

5.2.3 Hidrología

Se consideran 2 escenarios tipo de hidraulicidad del sistema: el escenario *medio* y el *seco*. El escenario de año hidrológico seco es más interesante que el húmedo, pues es en ese caso cuando se pueden originar problemas de emisiones por encima de los límites máximos que impone la normativa, de la generación térmica sustituyendo la producción hidráulica. En el año seco la hidrología disminuirá en un 31% respecto al año medio.

Las aportaciones medias mensuales para cada grupo hidráulico se han estimado estableciendo el producible de cada grupo. Para el año 1996, la hidrología ha sido elevada quedando por encima del año medio estadístico. Se ha preferido trabajar con una hidraulicidad media que represente un año genérico sin tratar de reproducir exactamente la fuerte hidrología habida. De no hacerse así, se podrían obtener valores poco característicos precisamente por lo excepcional de este año hidrológico.

En la Tabla 3 se recogen las aportaciones para los dos escenarios mencionados. Las unidades son GWh ya que el modelado de la potencia hidráulica producida se realiza en energía y no en volumen de agua.

<i>Año hidrológico</i>	<i>Aportaciones naturales (GWh)</i>	Δ (%)
Medio	29.000	----
Seco	20.000	- 31

Tabla 3. *Aportaciones naturales de los diferentes años hidrológicos.*

5.2.4 Generación térmica

a) Incorporación de equipo generador

Para 1996, se considera todo el parque generador del sistema eléctrico peninsular español. La potencia instalada es de 42.507 MW. De ellos, un 39 % es hidráulica, la tecnología de carbón supone un 25%, la tecnología nuclear es un 17% y el resto, 19%, el fuel-oil y el gas. La producción durante 1995 (la de 1996 todavía no está disponible) tuvo sin embargo, otra estructura. La mayoritaria fue la del carbón (42%) seguida muy de cerca por la producción nuclear (39%). La hidráulica produjo un 18% más y el 1% restante se generó con los grupos de fuel-oil y gas.

Como incorporación de equipo, el grupo ELCOGAS entra en el mes de septiembre de 1996 funcionando a prueba con gas natural; a partir de 1998 el grupo quemará carbón gasificado procedente de Puertollano (al menos en un 75%), el parque más cercano. Su potencia nominal es de 335 MW (320 MW netos).

En cuanto a equipos anticontaminantes solamente se han considerado dos. En Escatrón, que mediante la tecnología de lecho fluido permite retener una cantidad alta (90%) del azufre del combustible. También se considera un equipo de desulfuración en el tercer grupo de Compostilla, con una retención de azufre del 90%. Por eso este grupo quemará carbón almacenado en el parque de un contenido en azufre de 1,64%, mientras que los demás grupos quemarán carbón con un 1,04%.

b) Mantenimiento y fallo del equipo generador

El plan de mantenimiento del equipo térmico utilizado para 1996, ha sido el elaborado por REE como previsión de octubre de 1996. Este programa de mantenimiento y revisión de las centrales térmicas convencionales, pretende garantizar unos índices eficaces y homogéneos de la cobertura de potencia, tratando a su vez de optimizar el coste final del kWh, de acuerdo con las restricciones de política energética.

Al considerar intervalos de tiempo mensuales, el mantenimiento de un grupo no puede realizarse en menos de 1 mes en el modelo. Esto dificulta la introducción en el modelo del plan de mantenimiento real (con revisiones de 12 días, de 41 días) a un plan con intervalos mínimos y múltiplos de 30 días. También es verdad que las revisiones oscilan generalmente entre 1 mes (para el carbón y el fuel-oil) y 2 meses (para la generación nuclear).

El fallo de los grupos se modela mediante un coeficiente que representa una tasa media anual constante de averías, que se multiplica por su potencia máxima durante todo el año, disminuyéndola en esa relación. Esta tasa toma valores como los que se indican en la tabla siguiente.

<i>Tecnología</i>	<i>Tasa de fallo</i>
<i>carbón</i>	0.035-0.070
<i>fuel-oil</i>	0.100
<i>gas</i>	0.100
<i>nuclear</i>	0.070

Tabla 4. Tasas medias de fallo por tecnologías.

c) Consumos térmicos y auxiliares

La Resolución de 4 de marzo de 1996 de la Dirección General de la Energía del MINER determina los parámetros A(c) y B(c) relativos al consumo térmico de combustibles de las instalaciones de generación. Son los parámetros característicos del consumo térmico horario de las distintas instalaciones de generación A(c) en termias PCI/MWh B.C. y B(c) en termias PCI/h. Estos valores *estándares* (así los denomina el Marco Legal Estable), son los que se manejarán en casi todos los casos para la resolución de la explotación del SEP.

Existen también otras aproximaciones a la función de consumo: lineales o consumos reales (A1(c) y B1(c)) –que se manejarán en la estrategia #4- y cuadráticas (A2(c), B2(c) y C2(c)). En el fichero *i_dtgr.96* del Anexo II se pueden encontrar todas ellas.

Los consumos auxiliares de los grupos térmicos se introducen en el modelo como constantes y varían según la Tabla 5. Se trata de los coeficientes K(c) de servicios auxiliares para 1996 que aparecen en la Resolución de la Dirección General de la Energía de 4 de marzo de 1996 del MINER.

<i>Tecnología</i>	<i>Consumos auxiliares</i>
<i>carbón</i>	0.885-0.950
<i>fuel-oil</i>	0.900-0.955
<i>gas</i>	0.900-0.955
<i>nuclear</i>	0.937-0.955

Tabla 5. Consumos auxiliares de los grupos térmicos.

d) Precios de los combustibles

Los precios de los combustibles se han obtenido a partir de distintas fuentes. Principalmente se han considerado los costes unitarios provisionales de combustible de las centrales térmicas convencionales para 1996 que se establecen por la Resolución de la Dirección General de la Energía de 5 de marzo de 1996. A continuación se exponen los precios utilizados en cada uno de los escenarios analizados.

- **Estrategias #1, #2 y #3**

Para las centrales de carbón nacional se han utilizado las cantidades y precios de la columna de la Resolución titulada “*carbón garantizado del año*” (no se ha considerado el precio del *carbón garantizado histórico* que tienen las centrales en stock para este estudio), excepto para las centrales que consumen lignito pardo:

Puentes de G.R. con un precio por termia de 1.75 pta/th de PCI y Meirama con un precio de 2.09 pta/th de PCI. Por último, para combustibles de apoyo se han utilizado los precios medios de la Resolución de fuel-oil y el precio por termia de gas natural (siderúrgico, natural, etc.) que estas centrales consumen.

Para el carbón de importación tanto para las centrales que lo consumen habitualmente como para las que lo mezclan con carbón nacional para reducir las emisiones de SO₂ se ha utilizado la relación de precios de la Tabla 6.

Para las centrales de fuel-oil se ha utilizado en todas el precio de la central de Aceca ya que es el más representativo del precio del crudo actualmente. Para cualquier central de gas natural se ha considerado el precio por termia de PCI de 2.160 ptas.

En la Tabla 6 se adjuntan los precios en ptas por termia de PCI de cada combustible que utiliza el modelo.

<i>Precios de las centrales de carbón (pta/termia PCI)</i>				
	<i>1º</i>	<i>2º</i>	<i>apoyo</i>	
<i>Central</i>	<i>garantizado</i>	<i>importación</i>	<i>fuel-oil</i>	<i>gas</i>
Aboño	1.333	1.150	1.469	1.700
Lada	1.458	1.220	1.561	2.931
Soto	1.364	1.200	1.667	3.180
Narcea	1.478	1.310	1.735	2.972
Anllares	1.620	1.470	1.555	2.964
Compostilla	1.524	1.430	1.580	2.906
La Robla	1.558	1.320	1.764	3.001
Guardo	1.634	1.420	1.884	2.687
Puertollano	1.900	1.540	1.778	3.145
Puentenuevo	1.622	1.500	---	2.948
Pasajes	---	1.160	1.965	2.646
Litoral	---	1.040	---	2.974
Los Barrios	---	0.980	1.843	3.040
Serchs	1.809	1.380	1.688	---
Escatrón	1.650	1.430	---	2.932
Teruel	1.714	1.380	---	2.224
Escucha	1.861	1.460	---	3.393
Puentes	1.750	1.200	1.603	2.949
Meirama	2.090	1.180	1.522	3.036

Tabla 6. Precio por termia para de los combustibles primario, secundario y de apoyo de las centrales de carbón peninsulares (pta/termia PCI).

- Estrategia #4

Para las centrales de carbón nacional se han utilizado los precios del carbón de importación puesto en central (sin la ayuda implícita). Estos precios se describen en la tabla siguiente. Para el fuel-oil y el gas se mantienen los precios anteriores.

<i>Central</i>	<i>1º y 2º nacional e importación</i>	<i>apoyo</i>	
		<i>fuel-oil</i>	<i>gas</i>
Aboño	1.150	1.469	1.700
Lada	1.220	1.561	2.931
Soto	1.200	1.667	3.180
Narcea	1.310	1.735	2.972
Anllares	1.470	1.555	2.964
Compostilla	1.430	1.580	2.906
La Robla	1.320	1.764	3.001
Guardo	1.420	1.884	2.687
Puertollano	1.540	1.778	3.145
Puentenuevo	1.500	---	2.948
Pasajes	1.160	1.965	2.646
Litoral	1.040	---	2.974
Los Barrios	0.980	1.843	3.040
Serchs	1.380	1.688	---
Escatrón	1.430	---	2.932
Teruel	1.380	---	2.224
Escucha	1.460	---	3.393
Puentes	1.200	1.603	2.949
Meirama	1.180	1.522	3.036

Tabla 7. Precio por termia de las centrales de carbón peninsulares (pta/termia PCI).

- Estrategias #5 y #6

Para las centrales de carbón nacional se han utilizado los *costes de producción estándar* de cada central, presentados en la tabla siguiente. Éstos son los costes totales variables por termia de PCI de carbón que se obtienen dividiendo el total de costes de extracción del carbón de cada mina entre las termias extraídas. Son tan elevados porque se supone que no existe ya ningún término de dicho coste para obtenerlo vía ayudas. Para el fuel-oil y el gas de apoyo se mantienen los precios anteriores.

<i>Precios de las centrales de carbón (pta/termia PCI)</i>					
<i>Central</i>	<i>nacional cielo abierto</i>	<i>nacional subterráneo</i>	<i>importación</i>	<i>fuel-oil</i>	<i>gas</i>

Aboño	2.312	2.629	1.150	1.469	1.700
Lada	2.301	2.633	1.220	1.561	2.931
Soto	2.334	2.528	1.200	1.667	3.180
Narcea	1.927	2.516	1.310	1.735	2.972
Anllares	2.013	2.466	1.470	1.555	2.964
Compostilla	1.995	2.388	1.430	1.580	2.906
La Robla	2.243	2.637	1.320	1.764	3.001
Guardo	2.025	2.521	1.420	1.884	2.687
Puertollano	2.277	---	1.540	1.778	3.145
Puentenuevo	2.264	2.422	1.500	---	2.948
Pasajes	---	---	1.160	1.965	2.646
Litoral	---	---	1.040	---	2.974
Los Barrios	---	---	0.980	1.843	3.040
Serchs	---	2.983	1.380	1.688	---
Escatrón	---	2.653	1.430	---	2.932
Teruel	1.788	2.725	1.380	---	2.224
Escucha	2.121	2.864	1.460	---	3.393
Puentes	1.750	---	1.200	1.603	2.949
Meirama	2.090	---	1.180	1.522	3.036

Tabla 8. Precio por termia para de los combustibles primario, secundario y de apoyo de las centrales de carbón peninsulares (pta/termia PCI).

- **Estrategia #7**

Tratando de simular el despacho actual, en esta estrategia se utilizarán los precios en termias de PCI de las estrategias #1, #2 y #3, que aparecen en la Tabla 6.

- **Estrategias #A, #B y #C**

Análogamente, los precios utilizados en la simulación del despacho actual pero con directrices medioambientales como son estos casos, son los que se encuentran en la Tabla 6.

- **Ayudas**

En el resultado final de la explotación se tendrán en cuenta las ayudas explícitas al carbón que no están incluidas en los precios anteriores, añadiéndolas a los costes totales variables de explotación.

Se han considerado las ayudas previstas para el año 1996, que alcanzan el valor de 102.431 Mptas. En la estrategia #1 se considera el importe total de estas ayudas. En la estrategia #3 se considera que se mantiene la parte fija (26.223 Mptas) y la parte proporcional al consumo de cada tipo de carbón CECA de las ayudas variables

(ayudas al funcionamiento, 40.226 Mptas). Lo mismo en la estrategia #4 (61.144 Mptas). En las estrategias #5 y #6 solamente se añaden los 26.223 millones, ya que las ayudas al funcionamiento se encuentran ya incluidas en el precio).

e) Emisiones

Ha sido necesario recopilar información procedente de muy diversas fuentes para completar el modelado de las emisiones del sistema eléctrico peninsular. Hay que destacar además la dificultad que la recopilación de este tipo de información lleva consigo, pues se trata muchas veces de información conflictiva que no ha sido pública hasta finales del año 1995. Los principales documentos con los que se ha trabajado son los siguientes: [CSEN, 1996] (Documento 1), [OFICO, 1996] (Documento 2), [OFICO, 1996] (Documento 3), [OFICO, 1996] (Documento 4), [CSEN, 1996] (Documento 5).

La complicación básica proviene de no poseer el análisis elemental de cada carbón por separado. Solamente se cuenta con el *análisis inmediato* por separado de cada combustible y el *análisis elemental* del combustible medio consumido por cada grupo en el año 1995.

- El **análisis inmediato** de un combustible se denomina a una composición simple que se utiliza con fines comerciales. Los cuatro componentes porcentuales que suelen estar presentes son: *humedad*, *cenizas*, *volátiles* y *carbón fijo*; este último se calcula por diferencia con los otros 3. Además se suele acompañar del % de azufre presente en el combustible, dato importante de caracterización de un combustible.

%H humedad (sobre bruto, s/b)
%C cenizas (sobre seco, s/s)
%V volátiles (s/s)
%Cf carbono fijo (s/s)

- El **análisis elemental** de un combustible es el análisis más completo y como su nombre indica se compone de los porcentajes de todos los elementos del combustible:

%C carbono (s/b)
%H hidrógeno (s/b)
%N nitrógeno (s/b)
%O oxígeno (s/b)
%S azufre (s/b)
%Cn cenizas (s/b)
%H₂O humedad o agua (s/b)

La expresión para pasar cualquiera de estos elementos de bruto a seco es la siguiente.

$$\%Cen(s/b) = \%Cen(s/b) \cdot \left(\frac{100 - \%H_2O}{100} \right)$$

a. Tratamiento de los datos

En primer lugar, el Documento 1 incluye la información necesaria sobre análisis elemental de los diferentes combustibles, pero solamente para aquellos grupos que consumen mezclas por razones ambientales. Para los demás es necesario seguir los pasos siguientes.

En el Documento 2 se incluyen los análisis inmediatos de todos los combustibles y las cantidades consumidas durante el año 1995, además del % de azufre y de su PCS y su PCI, por grupo de cada central. Partiendo del %H de este análisis, que equivale al %H₂O en el análisis elemental, del %S y del %Cn, obtenemos parte del análisis elemental de cada combustible.

Por otro lado, en el Documento 4 podemos encontrar el análisis elemental del combustible medio de cada grupo térmico. Utilizando las cantidades de cada combustible que ha consumido un grupo durante el mismo periodo (del Documento 2), se puede calcular el resto del análisis elemental de cada combustible por separado. El porcentaje de oxígeno se calcula finalmente por diferencia. Este cálculo se puede usar para cualquier grupo térmico de combustible fósil.

Tanto para el fuel-oil (o gasoil) de apoyo de los grupos de carbón como para el consumido por los grupos de fuel-oil, se ha recurrido al análisis elemental de la central de Meirama para todos los grupos que lo consumen como apoyo (Documento 1). Se cambia sin embargo el porcentaje de azufre al 1% que es un dato común a todos los fuelóleos. En el caso del gas de apoyo y de los grupos de tecnología de gas, se ha utilizado el análisis de la central de Teruel, con un contenido en azufre nulo.

Se ha elegido como análisis general de un carbón de importación el del carbón que quema la central de Teruel por motivos medioambientales, con tres excepciones. Las centrales de Puentes de G.R. y Meirama que consumen hulla subbituminosa, de alto contenido en volátiles (40% frente a 25% de los demás) y Guardo que consume hulla seca, parecida a la antracita de muy bajo contenido en volátiles (15%).

En las tablas siguientes se resumen los análisis elementales de todos los grupos del SEP y para cada uno de sus combustibles consumidos.

<i>Análisis elemental de combustibles de las CC.TT. de tecnología de hulla y antracita</i>				
<i>Aboño 1</i>	<i>garantizado</i>	<i>importación</i>	<i>fuel-oil</i>	<i>gas</i>
<i>%C</i>	47.84	69.57	84.0	75.04

%N	0.87	1.47	1.2	0
%H	3.36	3.68	10.4	23.92
%O	15.26	4.72	0.7	1.04
%S	1.1	0.5	3.6	0
%Cn	20.67	12.16	0.1	0
%H ₂ O	10.9	7.9	0	0
PCS	5661	6355	9806	10239
PCI	5418	6136	9311	8048
<i>Aboño 2</i>	<i>garantizado</i>	<i>importación</i>	<i>fuel-oil</i>	<i>gas</i>
%C	54.4	69.57	84.0	75.04
%N	1.1	1.47	1.2	0
%H	3.9	3.68	10.4	23.92
%O	7.9	4.72	0.7	1.04
%S	1.1	0.5	3.6	0
%Cn	20.6	12.16	0.1	0
%H ₂ O	10.9	7.9	0	0
PCS	5671	6355	9806	10239
PCI	5428	6136	9311	8048
<i>Lada 3</i>	<i>garantizado</i>	<i>importación</i>	<i>fuel-oil</i>	<i>gas</i>
%C	56.4	69.57	84.0	75.04
%N	1.2	1.47	1.2	0
%H	3.1	3.68	10.4	23.92
%O	4.4	3.05	0.7	1.04
%S	0.8	0.6	3.6	0
%Cn	24.2	14.4	0.1	0
%H ₂ O	9.9	7.2	0	0
PCS	5472	6249	9887	10239
PCI	5273	5994	9386	8048
<i>Lada 4</i>	<i>garantizado</i>	<i>importación</i>	<i>fuel-oil</i>	<i>gas</i>
%C	56.7	69.57	84.0	75.04
%N	1.2	1.47	1.2	0
%H	3.2	3.68	10.4	23.92
%O	4.9	3.05	0.7	1.04
%S	0.9	0.6	3.6	0
%Cn	23.6	14.4	0.1	0
%H ₂ O	9.5	7.2	0	0
PCS	5541	6249	9887	10239
PCI	5306	5994	9386	8048

Tabla 9. Análisis elemental de los combustibles de las CC.TT. de hulla y antracita del sistema peninsular español.

<i>Soto 1,2</i>	<i>garantizado</i>	<i>importación</i>	<i>fuel-oil</i>	<i>gas</i>
%C	52.8	69.6	84.0	75.04
%N	1.1	1.47	1.2	0
%H	2.8	3.68	10.4	23.92
%O	5.3	3.6	0.7	1.04
%S	0.9	0.6	3.6	0
%Cn	25.9	13.6	0.1	0
%H ₂ O	11.2	7.5	0	0
PCS	5205	6294	9817	10239
PCI	4970	6074	1109	8048
<i>Soto 3</i>	<i>garantizado</i>	<i>importación</i>	<i>fuel-oil</i>	<i>gas</i>
%C	54.0	69.6	84.0	75.04
%N	1.2	1.47	1.2	0
%H	2.9	3.68	10.4	23.92
%O	3.8	3.6	0.7	1.04
%S	0.9	0.6	3.6	0
%Cn	26.1	13.6	0.1	0
%H ₂ O	11.1	7.5	0	0
PCS	5183	6294	9817	10239
PCI	4955	6074	585	8048
<i>Narcea 2</i>	<i>garantizado</i>	<i>importación</i>	<i>fuel-oil</i>	<i>gas</i>
%C	61.0	69.7	84.0	75.04
%N	0.9	1.47	1.2	0
%H	1.1	3.68	10.4	23.92
%O	3.5	4.87	0.7	1.04
%S	0.9	0.7	3.6	0
%Cn	23.8	11.28	0.1	0
%H ₂ O	8.8	8.3	0	0
PCS	5441	6345	9887	10239
PCI	5307	6105	9386	8048
<i>Narcea 3</i>	<i>garantizado</i>	<i>importación</i>	<i>fuel-oil</i>	<i>gas</i>
%C	61.7	69.7	84.0	75.04
%N	0.9	1.47	1.2	0
%H	1.4	3.68	10.4	23.92
%O	1.9	4.87	0.7	1.04
%S	0.9	0.7	3.6	0
%Cn	23.9	11.28	0.1	0
%H ₂ O	9.3	8.3	0	0
PCS	5383	6345	9887	10239
PCI	5246	6105	9386	8048

Tabla 10. Análisis elemental de los combustibles de las CC.TT. de hulla y antracita del sistema peninsular español (cont.).

<i>Anllares</i>	<i>garantizado</i>	<i>importación</i>	<i>fuel-oil</i>	<i>gas</i>
%C	57.7	69.7	84.0	75.04
%N	1	1.47	1.2	0
%H	2.1	3.68	10.4	23.92
%O	1.3	4.87	0.7	1.04
%S	1.1	0.7	3.6	0
%Cn	28.7	11.28	0.1	0
%H ₂ O	8.1	8.3	0	0
PCS	5050	6345	9887	10239
PCI	4900	6105	9386	8048
<i>Compostilla 1,2,3</i>	<i>garantizado</i>	<i>importación</i>	<i>fuel-oil</i>	<i>gas</i>
%C	55.0	69.7	84.0	75.04
%N	1.1	1.47	1.2	0
%H	1.6	3.68	10.4	23.92
%O	2.9	4.87	0.7	1.04
%S	1.1	0.7	3.6	0
%Cn	30.0	11.28	0.1	0
%H ₂ O	8.3	8.3	0	0
PCS	5050	6345	9305	10239
PCI	4900	6105	3092	8048
<i>Compostilla 4,5</i>	<i>garantizado</i>	<i>importación</i>	<i>fuel-oil</i>	<i>gas</i>
%C	55.0	69.7	84.0	75.04
%N	1.1	1.47	1.2	0
%H	1.6	3.68	10.4	23.92
%O	2.9	4.87	0.7	1.04
%S	1.1	0.7	3.6	0
%Cn	30.0	11.28	0.1	0
%H ₂ O	8.3	8.3	0	0
PCS	5050	6345	9305	10239
PCI	4900	6105	3092	8048
<i>La Robla 1</i>	<i>garantizado</i>	<i>importación</i>	<i>fuel-oil</i>	<i>gas</i>
%C	56.8	69.7	84.0	75.04
%N	1.4	1.47	1.2	0
%H	2.0	3.68	10.4	23.92
%O	2.8	4.87	0.7	1.04
%S	1.6	0.7	3.6	0
%Cn	25.6	11.28	0.1	0
%H ₂ O	9.8	8.3	0	0
PCS	5541	6345	9887	10239
PCI	5306	6105	9386	8048

Tabla 11. Análisis elemental de los combustibles de las CC.TT. de hulla y antracita del sistema peninsular español (cont).

<i>La Robla 2</i>	<i>garantizado</i>	<i>importación</i>	<i>fuel-oil</i>	<i>gas</i>
%C	61.5	69.7	84.0	75.04
%N	1.4	1.47	1.2	0
%H	2.3	3.68	10.4	23.92
%O	1.4	4.87	0.7	1.04
%S	1.7	0.7	3.6	0
%Cn	21.0	11.28	0.1	0
%H ₂ O	10.7	8.3	0	0
PCS	5603	6345	9887	10239
PCI	5185	6105	9386	8048
<i>Guardo 1,2</i>	<i>garantizado</i>	<i>importación</i>	<i>fuel-oil</i>	<i>gas</i>
%C	59.8	67.5	84.0	75.04
%N	0.9	1.2	1.2	0
%H	1.5	2.5	10.4	23.92
%O	2.5	5.07	0.7	1.04
%S	1.2	0.6	3.6	0
%Cn	24.2	13.33	0.1	0
%H ₂ O	9.9	9.8	0	0
PCS	5257	6314	9887	10239
PCI	5173	6090	9386	8048
<i>Puertollano</i>	<i>garantizado</i>	<i>importación</i>	<i>fuel-oil</i>	<i>gas</i>
%C	47.0	69.7	84.0	75.04
%N	1.1	1.47	1.2	0
%H	3.2	3.68	10.4	23.92
%O	8.0	4.87	0.7	1.04
%S	1.0	0.7	3.6	0
%Cn	29.7	11.28	0.1	0
%H ₂ O	10.0	8.3	0	0
PCS	4514	6345	9887	10239
PCI	4284	6105	9386	8048
<i>Puentenuevo</i>	<i>garantizado</i>	<i>importación</i>	<i>fuel-oil</i>	<i>gas</i>
%C	42.6	69.7	84.0	75.04
%N	0.7	1.47	1.2	0
%H	1.9	3.68	10.4	23.92
%O	6.0	4.87	0.7	1.04
%S	0.3	0.7	3.6	0
%Cn	40.6	11.28	0.1	0
%H ₂ O	7.8	8.3	0	0
PCS	3689	6345	9887	10239
PCI	3551	6105	9386	8048

Tabla 12. Análisis elemental de los combustibles de las CC.TT. de hulla y antracita del sistema peninsular español (cont).

<i>Análisis elemental de combustibles de las CC.TT. de lignito negro</i>				
<i>Serchs</i>	<i>lignito negro</i>	<i>importación</i>	<i>fuel-oil</i>	<i>gas</i>
%C	31.0	65.8	84.0	75.04
%N	0.5	1.5	1.2	0
%H	2.87	3.6	10.4	23.92
%O	14.68	6.63	0.7	1.04
%S	3.0	0.6	3.6	0
%Cn	42.75	14.77	0.1	0
%H ₂ O	5.2	7.1	0	0
PCS	2890	6210	9887	10239
PCI	2756	5979	9386	8048
<i>Escatrón</i>	<i>lignito negro</i>	<i>importación</i>	<i>fuel-oil</i>	<i>gas</i>
%C	32.5	69.7	84.0	75.04
%N	0.5	1.47	1.2	0
%H	2.0	3.68	10.4	23.92
%O	12.1	4.87	0.7	1.04
%S	5.2	0.7	3.6	0
%Cn	34.7	11.28	0.1	0
%H ₂ O	12.9	8.3	0	0
PCS	3992	6345	9887	10239
PCI	3709	6105	9386	8048
<i>Teruel 1,2,3</i>	<i>lignito negro</i>	<i>importación</i>	<i>fuel-oil</i>	<i>gas</i>
%C	33.69	69.7	84.0	75.04
%N	0.41	1.47	1.2	0
%H	2.57	3.68	10.4	23.92
%O	8.60	4.87	0.7	1.04
%S	5.20	0.7	3.6	0
%Cn	23.43	11.28	0.1	0
%H ₂ O	26.1	8.3	0	0
PCS	3426	6345	9887	10239
PCI	3132	6105	9386	8048
<i>Escucha</i>	<i>lignito negro</i>	<i>importación</i>	<i>fuel-oil</i>	<i>gas</i>
%C	41.46	69.83	84.0	75.04
%N	2.81	1.24	1.2	0
%H	0.57	3.42	10.4	23.92
%O	5.49	6.09	0.7	1.04
%S	4.00	0.60	3.6	0
%Cn	31.77	15.92	0.1	0
%H ₂ O	13.90	6.90	0	0
PCS	3740	6091	9887	10239
PCI	3546	5856	9386	8048

Tabla 13. Análisis elemental de los combustibles de las CC.TT. de lignito negro del sistema peninsular español.

<i>Análisis elemental de combustibles de las CC.TT. de lignito pardo</i>					
<i>Puentes 1, 2,3,4</i>	<i>lignito pardo</i>	<i>importación</i>		<i>fuel-oil</i>	<i>gas</i>
%C	20.86	52.00		84.0	75.04
%N	0.34	0.69		1.2	0
%H	2.01	3.66		10.4	23.92
%O	9.21	12.65		0.7	1.04
%S	2.00	0.20		3.6	0
%Cn	27.17	3.80		0.1	0
%H₂O	38.40	27.00		0	0
PCS	1996	4933		9887	10239
PCI	1658	4587		9386	8048
<i>Meirama</i>	<i>lignito pardo</i>	<i>importación</i>	<i>hulla sub.</i>	<i>fuel-oil</i>	<i>gas</i>
%C	22.66	67.07	51.43	84.0	75.04
%N	0.39	1.64	0.39	1.2	0
%H	1.97	3.63	3.18	10.4	23.92
%O	8.06	6.91	11.28	0.7	1.04
%S	1.30	0.52	0.30	3.6	0
%Cn	12.52	12.03	5.32	0.1	0
%H₂O	53.10	8.20	28.10	0	0
PCS	2158	6356	4758	9887	10239
PCI	1806	6131	4430	9386	8048

Tabla 14. Análisis elemental de los combustibles de las CC.TT. de lignito pardo del sistema peninsular español.

<i>Análisis elemental de combustibles de las CC.TT. de carbón de importación</i>			
<i>Pasajes, Litoral</i>	<i>importación</i>	<i>fuel-oil</i>	<i>gas</i>
%C	66.1	84.0	75.04
%N	1.6	1.2	0
%H	3.6	10.4	23.92
%O	7.2	0.7	1.04
%S	0.6	3.6	0
%Cn	12.4	0.1	0
%H₂O	8.6	0	0
PCS	6300	9887	10239
PCI	6067	9386	8048
<i>Los Barrios</i>	<i>importación</i>	<i>fuel-oil</i>	<i>gas</i>
%C	67.0	84.0	75.04
%N	1.5	1.2	0
%H	4.4	10.4	23.92
%O	8.6	0.7	1.04
%S	0.6	3.6	0
%Cn	9.1	0.1	0
%H₂O	8.9	0	0
PCS	6545	9887	10239
PCI	6262	9386	8048

Tabla 15. Análisis elemental de los combustibles de las CC.TT. de carbón de importación del sistema peninsular español.

<i>Análisis elemental de combustibles de las CC.TT. de fuel-oil y gas</i>		
	<i>fuel-oil</i>	<i>gas</i>
%C	84.0	75.04
%N	1.2	0
%H	10.4	23.92
%O	0.7	1.04
%S	3.6	0
%Cn	0.1	0
%H₂O	0	0
PCS	9887	10239
PCI	9386	8048

Tabla 16. Análisis elemental de los combustibles de las CC.TT. de fuel-oil y de gas del sistema peninsular español.

Como se recoge en el capítulo 4, con esta información se calculan primero los gases estequiométricos de combustión, los gases a la salida de la caldera y a la salida de la chimenea o punto de medida de los contaminantes. A partir de estas composiciones y los volúmenes de estos gases, se obtiene la concentración de estos en óxidos de azufre, en partículas en suspensión y en anhídrido carbónico. Los óxidos de nitrógeno (NO y NO₂) se calculan siempre mediante la tasa de emisión específica, pues no se conoce ni se ha trabajado en el modelado lineal de estas emisiones.

b. Sustitución de carbón nacional por carbón de importación

Cada uno de los grupos térmicos del sistema puede consumir en el modelo de explotación hasta 3 combustibles diferentes mezclándolos en la caldera. Puede tratarse de mezclas con combustibles de precio inferior (razones económicas), con carbones de mejor calidad (razones medioambientales) o combustibles de apoyo (razones técnicas, de rendimiento, etc.).

Aquellos grupos que consumen habitualmente carbón nacional en el SEP, pueden sustituirlo por carbón importado por diversas razones como ya se ha indicado. El consumo de otro combustible diferente del combustible para el que ha sido diseñada la caldera está en ocasiones limitado por restricciones técnicas. Estas pueden aparecer debido al alcance de una temperatura mayor de la admisible en la caldera, un rendimiento máximo del grupo, un porcentaje máximo de cenizas volantes, entre otras causas.

A continuación se resume, según información de la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional de mayo de 1996, los máximos porcentajes de sustitución del carbón nacional por carbón de importación, sin necesidad de realizar inversiones adicionales por causa de dicha sustitución. En el modelo se introducen estas restricciones en un

escenario en el que se permita mezclar carbón de importación y que no existan consumos mínimos de carbón nacional.

<i>Mínimo consumo de carbón nacional y máximo de carbón de importación (%)</i>		
<i>Central</i>	<i>nacional</i>	<i>importación</i>
Aboño	0	100
Lada	0	100
Soto	0	100
Narcea	80	20
Anllares	80	20
Compostilla	80	20
La Robla	77	23
Guardo	50	50
Puertollano	0	100
Puentenuevo	100	0
Pasajes	0	100
Litoral	0	100
Los Barrios	0	100
Serchs	0	100
Escatrón	98	0
Teruel	50	50
Escucha	0	100
Puentes	50	50
Meirama	50	50

Tabla 17. Restricciones técnicas a la sustitución de carbón nacional (CSEN, 1996).

f) Mezclas de combustible por razones medioambientales

El modelo de explotación decidirá la cantidad óptima de combustible de mejor calidad que cada grupo del sistema debe mezclar para cumplir las restricciones de máxima concentración de contaminantes en los gases de salida.

Como referencia, la CSEN ha calculado las cantidades mínimas necesarias en ciertos grupos que se exponen en la siguiente tabla. Si en algún caso, después de aplicar las restricciones pertinentes, las mezclas resultantes son mucho menores que estas, se imponen estos porcentajes mínimos.

<i>Mezclas mínimas de carbón de importación (%s/PCI)</i>		
<i>Central</i>	<i>importación</i>	<i>gas natural</i>
Serchs	40	0
Teruel	37	10
Escucha	34	0
Puentes	35	0
Meirama	10	0

Tabla 18. Mezclas mínimas de carbón de importación y de gas natural en CC.TT. de carbón nacional.

g) Compras garantizadas de combustible

La producción térmica en el SEP se asigna atendiendo a los criterios y directrices de la Resolución de la D.G.E. de 16 de octubre de 1995 en la que se establecen criterios para la Explotación Unificada. La información que se incluye seguidamente también procede del mismo documento [REE, 1996]. En líneas generales se han tenido en cuenta las hipótesis siguientes:

- Los suministros de carbón CECA para cada cuenca minera son los que figuran en la Tabla 19. Se garantiza su consumo hiperanual.
- Las centrales que consumen lignito pardo como combustible principal tienen garantizada una producción anual que corresponde a un suministro de 5.020 millones de termias de PCI en Meirama y 11.366 en Puentes de G.R., con las mezclas de combustibles de apoyo necesarias para el cumplimiento de la normativa medioambiental. Los cupos garantizados en estas centrales tienen carácter anual.
- El stock inicial y final (del año) de cada parque de carbón se consideran fijos e iguales.

<i>Previsión de suministros de carbón nacional (kt)</i>		
<i>Cuenca</i>	<i>Central</i>	<i>carbón nacional</i>
Asturiana	Aboño	1590
	Lada	781
	Soto	1147
Occidental asturiana	Narcea	1081
Bierzo-Villablino	Anllares	1194
	Compostilla	3981
Norte León	La Robla	1287

Sabero-Guardo	Guardo	134
Sur	Puertollano	624
	Puentenuevo	1200
Total hulla-antracita		13019
Pirenaica	Serchs	265
Andorra-Mequinzenza	Escatrón	300
	Teruel	3200
	Escucha	327
Total lignito negro		4092
Total CECA		17111

<i>Previsión de suministros de lignito pardo (kt)</i>		
Lignito pardo	Puentes	6855
	Meirama	2780
Total lignito pardo		9635

Tabla 19. Previsión de suministros de carbón nacional 1996 (kt).

Las previsiones de consumo de gas natural para usos eléctricos en 1996 se indican en la Tabla 20 según una estimación del MINER de noviembre de 1996. Las cuotas para 1996 realmente son para el último trimestre del año. Se reparten entre los grupos de forma uniforme entre periodos.

<i>Previsiones de compras de gas natural en 1996 (4º trimestre)</i>	
<i>Central</i>	<i>Mth</i>
San Adrián	346
Algeciras	470
Aceca	200
Foix	386
Besos	280
Colón	185
Elcogas	800

Tabla 20. Previsión de compras de gas natural en las CC.TT del SEP en el cuarto trimestre de 1996.

h) Costes estándares

Todos los costes variables dependientes de la producción utilizados en el proceso de optimización serán valores estándares en todas las estrategias. Los costes variables de operación y mantenimiento son los fijados por el MLE para 1996. El modelo no optimiza estos costes para los grupos hidráulicos y de bombeo en la función objetivo, pero sí los calcula a posteriori para las salidas de resultados de costes.

Los costes de fungibles y de arranque de los grupos térmicos son los fijados por el MLE. La tasa de financiación de los stocks de combustibles garantizados es un 5%.

5.2.5 Generación hidráulica

La producción hidráulica considerada en las centrales convencionales y mixtas es del orden de 29.000 GWh anuales, típica de un año hidrológico medio del SEP. Si consideramos también el bombeo, la generación aumenta hasta 30.500 GWh aproximadamente.

Aunque 1996 ha sido de aportaciones muy acusadas y prolongadas, se consideran las aportaciones medias para todo el estudio, ya que si no, los resultados de la explotación podrían diferir mucho de un año genérico que es lo que se pretende en esta simulación. Estas aportaciones se reparten por periodo de forma diferente para cada grupo hidráulico y se mantienen estas trayectorias para todos los años. Las reservas iniciales y finales se fijan a la misma cantidad (reserva inicial = reserva final) para todos los años de estudio.

5.2.6 Generación por bombeo

El bombeo se produce en el modelo por razones de mínimos técnicos térmicos que superan la demanda mínima en algunos niveles de demanda del año. Este tipo de bombeo puede realizarse durante todos los niveles del año. Los grupos de bombeo puro no reciben aportaciones naturales (solamente el agua de bombeo) y los de bombeo mixto reciben las aportaciones asignadas como grupos hidráulicos.

5.2.7 Autogeneración, refinerías y CC.TT. extrapeninsulares

La energía estimada que los autoprodutores del SEP vierten a la red en 1996 se ha estimado en 12.600 GWh. El precio de compra considerado en el modelo es de 11 pta/kWh.

En cuanto a las emisiones que producen estos generadores, el modelo las incluye en los resultados pero no optimiza la producción de estos según su contaminación, ya que su producción se supone constante en el modelo. En la Tabla 21 se resumen las emisiones de contaminantes de esta generación. También en ella se reflejan las emisiones de las refinerías del sistema así como las de las CC.TT. extrapeninsulares; éstas también se considerarán en el análisis.

<i>Emisiones producidas por la autogeneración, las refinerías y las CC.TT. extrapeninsulares (kt)</i>				
<i>Origen</i>	<i>SO₂</i>	<i>NO_x</i>	<i>partículas</i>	<i>CO₂</i>
Autoproducción	20	6		
Refinerías	126	18		
CC.TT. extrapeninsulares	27	13	2	1700

Tabla 21. Emisiones de la autogeneración, las refinerías y las CC.TT. extrapeninsulares.

5.2.8 Intercambios internacionales

En el modelo se consideran los intercambios como saldos fijos de importación o exportación de energía con los sistemas fronterizos. El dato que se propone es el del documento [REE, 1996], con 5.335,2 GWh importados. Este intercambio es el saldo anual de los intercambios internacionales de acuerdos y contratos a largo plazo suscritos por REE y EDF. El precio estimado para este intercambio es de 6,48 pta/kWh. No se ha considerado la entrada en vigor del contrato con Marruecos para el año 1996.

5.3 Análisis de la explotación actual del sistema eléctrico peninsular español: restricciones de política energética sobre el carbón nacional

El análisis se ha dividido en tres estrategias diferentes para poder, mediante un análisis comparativo, obtener ciertas conclusiones sobre las restricciones de carbón nacional impuestas al despacho de la generación peninsular.

Estrategia #1. Despacho actual con directrices de política energética.

Estrategia #2. Despacho actual sin restricciones relativas al carbón nacional (que se supone totalmente sustituible por carbón de importación).

Estrategia #3. Despacho actual sin restricciones relativas al carbón nacional (que se supone parcialmente sustituible por carbón de importación).

Así, la primera estrategia (Estrategia #1) es directamente la reproducción de la operación del sistema bajo las restricciones de carbón nacional y de gas natural. La segunda (Estrategia #2) consiste también en la minimización de los costes estándares de explotación con directrices de política energética sobre el gas natural, pero no sobre el carbón nacional y además suponiendo que éste es totalmente sustituible por carbón de importación. A diferencia de la Estrategia #3 que solamente supone una sustitución parcial según las restricciones técnicas de las calderas de los grupos.

En los puntos siguientes se resumen las hipótesis del estudio y se exponen comparativamente los principales resultados de estas estrategias de optimización sobre la explotación del sistema: costes estándares variables totales (combustible + operación y mantenimiento + arranque + stocks + fungibles) (en millones de ptas, Mptas), producciones (GWh), consumo por combustible (miles de toneladas, kt) y emisiones totales (en miles de toneladas, kt).

5.3.1 Estrategia #1. Minimización del coste variable estándar de explotación bajo directrices de política energética respecto al carbón nacional y al gas natural

a) Objetivo

Este análisis tiene como objetivo **obtener el coste variable estándar de la explotación de 1996 como caso de referencia en el cálculo de los costes que supone la política energética con respecto al carbón nacional** impuesta en la actualidad al despacho de la generación. Para ello debe reproducir fielmente la operación ocurrida en 1996. Los resultados que compararemos con los reales serán las producciones, los consumos de combustible, los costes y las emisiones.

El despacho de los grupos se realiza bajo las restricciones de consumos mínimos de carbón garantizado para 1996. También se aplican al despacho las restricciones de consumo de gas natural mínimos en ciertos grupos para el último trimestre.

b) Restricciones

Las restricciones que se imponen a la explotación además de las de operación son los consumos mínimos de carbón CECA y lignito pardo y los consumos mínimos de gas

natural en las centrales de Elcogas, San Adrián, Foix y Bexós y en las de fuel-oil adaptadas a gas Algeciras, Colón y Aceca.

En todos los despachos se limitan las emisiones y las concentraciones de los gases de salida de la chimenea de acuerdo a la normativa vigente en contaminación atmosférica (a los óxidos de azufre, nitrógeno y partículas). Además, en algunos grupos con problemas medioambientales en cuanto al SO₂, se consideran unos porcentajes mínimos de carbón de importación que se deben mezclar con el nacional (Puentes de G.R., Meirama, Teruel, Escucha y Serchs).

c) Precios

Los precios considerados son los que se describen en el apartado 5.2.4d).

5.3.2 Estrategia #2. Minimización del coste variable estándar de explotación bajo directrices de política energética respecto al gas natural, pero sin restricciones respecto al carbón nacional, suponiendo que es totalmente sustituible por carbón de importación

Esta estrategia pudiera considerarse como “ideal” en cuanto a considerar sustituibles los carbones al 100%, sin tener en cuenta que las calderas están diseñadas para las características de los carbones nacionales, y en todo caso, que no existe en estos momentos un mercado internacional de antracitas suficientemente desarrollado con precios tan competitivos como las hullas o hullas subbituminosas. Por ello, se trata de una estrategia ideal, en el sentido de óptima, ya sea desde el punto de vista económico como medioambiental, en términos de SO₂ y CO₂. En este sentido, constituye un mínimo de coste y de emisiones, frente a las posibilidades de mayor o menor grado de sustitución de los carbones.

a) Objetivo

Este análisis tiene como objetivo obtener los **sobrecostes derivados de las compras garantizadas mínimas de carbón nacional** impuestas en la actualidad en el despacho del sistema. Para ello, se comparan los resultados de la explotación anterior -estrategia #1- con otra de idénticas características pero sin la obligación a las CC.TT. de carbón de comprar dichas cantidades mínimas. De esta manera se puede obtener el sobrecoste de explotación que éstas suponen así como los cambios en las aportaciones de cada tecnología en la cobertura de la demanda. Además y debido a la disminución del consumo de carbón de elevado contenido en azufre, las emisiones de este contaminante se reducen, pudiéndose así determinar las “sobremisiones” con las que el carbón nacional contribuye.

b) Restricciones a la explotación

Las restricciones que se imponen a esta explotación además de las de operación son solamente los consumos mínimos de gas natural en las centrales citadas en la estrategia anterior.

No se considera ninguna restricción técnica en las calderas de los grupos de carbón nacional para quemar todo el carbón importado (de poder calorífico, cenizas y azufre diferentes) que deseen. Como se ha comentado ya, se trata de una situación ideal.

Las restricciones medioambientales se mantienen, pero se suprimen, obviamente, los porcentajes mínimos de carbón de importación que se deben mezclar con el nacional.

c) Precios

Se han considerado los mismos precios de combustible de la estrategia #1.

5.3.3 Estrategia #3. Minimización del coste variable estándar de explotación bajo directrices de política energética respecto al gas natural, pero sin restricciones respecto al carbón nacional, suponiendo que es parcialmente sustituible por carbón de importación

La simulación toma unos grados de sustitución (del carbón nacional por importado) determinados en base a un estudio preliminar de las características de los carbones y de las calderas (e.g., Compostilla solamente puede quemar un 20% de carbón importado, Puentes un 50%, etc.). En este análisis, se considera que no existe un mercado internacional suficientemente desarrollado de antracita, y que no se efectúan inversiones en costes de transformación, adicionales a las llevadas a cabo hasta el momento.

a) Objetivo

Esta explotación pretende simular la situación más real del equipo existente de carbón, el cual está diseñado para consumir el combustible nacional. Los resultados son más parecidos a lo que sucedería en la realidad actualmente y por diferencia con la estrategia #2, se obtiene el coste (y emisiones) que implica no transformar las calderas a la máxima sustitución.

b) Restricciones a la explotación

Las restricciones que se imponen a esta explotación además de las de operación son ahora los consumos mínimos de gas natural en las centrales citadas en la estrategia

#1, los porcentajes mínimos de mezcla del carbón nacional con el de importación por razones medioambientales y los porcentajes máximos de carbón importado que admite la caldera (sustitución parcial).

c) Precios

Se han considerado los mismos precios de combustible de la estrategia #1.

5.3.4 Resultados y conclusiones

A continuación se presenta la tabla resumen de la explotación del sistema bajo las tres primeras estrategias.

Año 1996	#1 con restricciones de carbón nacional y de gas natural	#2 sin restricciones de carbón nacional (totalmente sustituible) y restricciones de gas natural	#3 sin restricciones de carbón nacional (parcialmente sustituible) y restricciones de gas natural
COSTES variables totales (millones de ptas.)	335.478	303.039	317.105
PRODUCCIONES NETAS			
hidráulica	29.001	29.001	29.001
generación bombeo	1.351	1.175	636
nuclear	51.133	51.133	51.133
lignito pardo*	8.957	8.559	6.330
lignito negro*	8.780	6.859	4.062
hulla y antracita*	33.575	35.764	35.902
hulla importada	10.436	10.490	10.460
total CARBÓN	61.747	61.672	56.675
fuel-oil	0	0	5.480
gas natural	883	885	894
Producción neta (GWh)	142.196	142.196	142.196
Consumo bombeo	1.930	1.678	908
CONSUMO CARBÓN (kt)			
carbón nacional	27.447	0	14.480
carbón importado	9.621	25.142	15.215
EMISIONES de SO₂ (kt)	1.105	571	881
EMISIONES de NO_X (kt)	219	221	206

Tabla 22. Resultados de la explotación de 1996 del sistema eléctrico peninsular bajo condiciones de hidrología media. Comparación entre 3 diferentes variantes.

* se refieren a las producciones totales de los grupos cuyo combustible principal es éste, aunque utilicen además otros combustibles diferentes.

Las principales conclusiones al comparar estas estrategias son las siguientes:

- El incremento en coste de la política energética de cuotas mínimas de consumo de carbón nacional alcanza el valor de:

Estrategia #1 - Estrategia #3 = 18.373 millones de ptas. (sustitución parcial)

Estrategia #1 - Estrategia #2 = 32.439 millones de ptas. (sustitución total)

Este coste incluye las ayudas implícitas pero no las explícitas. Estas se comparan en la Tabla 23.

- El aumento de las emisiones de SO₂ derivadas de la política energética del carbón nacional son:

Estrategia #1 - Estrategia #3 = 224 kt (sustitución parcial)

Estrategia #1 - Estrategia #2 = 534 kt (sustitución total)

- Según la estrategia #3, la cantidad mínima de carbón nacional necesario para cumplir las restricciones técnicas de los grupos serían:

Estrategia #3 = 14.5 millones de toneladas $\left\{ \begin{array}{l} 9.2 \text{ de carbon CECA} \\ 5.3 \text{ de lignito pardo} \end{array} \right.$

- La capacidad de sustitución total de carbón nacional por carbón importado (**coste máximo de transformación**) significa disminuir los costes y las emisiones en:

Estrategia #3 - Estrategia #2 = 14.066 millones de ptas.

Estrategia #3 - Estrategia #2 = 310 kt

La estructura de la producción varía de una estrategia a otra. El lignito pardo disminuye en la estrategia #3 por el cambio de precio al tener que considerar la mezcla obligatoria con el carbón nacional:

	<i>c. nacional</i> <i>pta/th</i>	<i>c. importado</i> <i>pta/th</i>	<i>mezcla</i> <i>obligatoria</i>	<i>precio resultante</i> <i>pta/th</i>
Puentes	1,75	1,20	50%	1,475
Meirama	2,09	1,18	50%	1,635

Los precios de Puentes y Meirama pasan a ser menos competitivos que la hulla importada en las centrales de hulla y antracita. Al lignito negro le sucede lo mismo pues Teruel necesita un 50% de carbón nacional y Escatrón no puede consumir nada de carbón importado. Esto favorece el aumento de la producción de las hullas y antracitas.

El fuel-oil resulta competitivo en la estrategia #3 por las restricciones técnicas de los grupos de carbón y a causa de los costes de arranque tan reducidos (el modelo considera el arranque entre días laborables y festivos y entre meses) y del consumo fijo (termias/hora) mucho menor en el fuel-oil.

Además, en la Estrategia #3 el lignito pardo resulta competitivo únicamente en Puentes, siendo nula la producción de Meirama. Solamente si el coste del lignito pardo de Meirama se disminuye desde 2.09 hasta 1.5 pta/termia de PCI, esta central comienza a funcionar, produciendo al máximo si lo reducimos a 1.4 pta/th.

Las emisiones de NO_x varían en menor cantidad de una estrategia a otra. Esto es debido al modelado de estas emisiones, que se realiza mediante la tasa de emisiones específica en g/kWh multiplicada directamente por la energía producida. En la estrategia #3, las emisiones se reducen al participar en la explotación las centrales de fuel-oil y de gas.

En la tabla siguiente se exponen los **costes variables estándares de generación** para las 3 variantes añadiendo el importe para 1996 de las ayudas al carbón nacional. Solamente se asumen ayudas al carbón en el primer y tercer caso, pues en el segundo no existen compras de carbón nacional.

COSTES VARIABLES DE GENERACIÓN (Mptas)	#1 CON CUOTAS	#2 SIN CUOTAS (carbón nacional totalmente sustituible)	#3 SIN CUOTAS (carbón nacional parcialmente sustituible)
Costes de combustible, variables de o.+m., stocks, arranque y fungibles	335.478	303.039	317.105
Ayudas al carbón*	102.431	0	66.449
Costes + ayudas al carbón	437.909	303.039	383.554

Tabla 23. Costes variables de generación del sistema en 1996 (millones de ptas.)

* Se han considerado las ayudas previstas para el año 1996, que alcanzan el valor de 102.431 Mptas. En la estrategia #1 se considera el importe total de estas ayudas. En la estrategia #3 se consideran todas las ayudas dirigidas a *cargas fijas* (en total, 26.223 millones) y la parte proporcional al consumo de cada tipo de carbón CECA para las ayudas al *funcionamiento* (40.226 millones).

Por último se describen los consumos de carbón nacional e importado en las CC.TT del sistema.

CONSUMO CARBÓN (kt)	#1 CON CUOTAS	#2 SIN CUOTAS (carbón nacional totalmente sustituible)	#3 SIN CUOTAS (carbón nacional parcialmente sustituible)
lignito pardo	9.635	0	5.364
lignito negro	4.092	0	1.427
Pirenaica	265	0	0
Teruel-Mequinenza	3.827	0	1.427
hulla y antracita	13.720	0	7.689
Central Asturiana	3.518	0	0
Asturiana Occidental	1.081	0	1.081
Bierzo-Villablino	5.175	0	3.788
Norte León	1.287	0	1.287
Guardo-Barruelo	835	0	613
Sur	1.824	0	920
TOTAL NACIONAL	27.447	0	14.480
carbón importado en CC.TT. de lignito pardo	2.127	4.723	1.900
CC.TT. de lignito negro	1.451	2.759	1.048
CC.TT. de hulla y antracita	2.429	14.133	8.644
CC.TT. de carbón importado	3.614	3.634	3.623
TOTAL IMPORTADO	9.621	25.142	15.215

Tabla 24. Consumo de carbón nacional e importado (kt).

5.4 Análisis de la explotación suponiendo un Pool de energía basado en el Protocolo

5.4.1 Objetivo

Este análisis consiste en la minimización de los costes variables reales (para este caso se introducen los consumos reales de los grupos), suponiendo que, como se indica en el Protocolo [Protocolo, 1996], se remunera a los generadores por el coste marginal del sistema. En este caso no se impone ninguna restricción de política energética sobre el sistema, pero se consideran las ayudas al carbón nacional fuera del precio de éste, y por tanto, sin participación en el mercado mayorista.

El objetivo de esta estrategia es demostrar que, con las ayudas explícitas actuales que se contemplan en el Protocolo, no se reduce el consumo de carbón nacional ya que el funcionamiento natural del mercado, con el equipamiento y precios relativos actuales, es capaz de mantener el nivel de producción actual de las CC.TT. de carbón nacional. Así mismo, las emisiones contaminantes se mantienen en valores muy cercanos a los que produce la explotación actual.

En primera aproximación, se utiliza la hipótesis de que las centrales de carbón nacional prefieren consumir éste y efectúan ofertas por kWh valorando el carbón nacional a precio competitivo (de carbón de importación puesto en central) y se emplean consumos específicos reales. Tampoco se considera en la explotación el incentivo de 1 pta/kWh que prevé el Protocolo para los generadores que consuman carbón nacional.

El despacho y el modelado de la explotación del sistema se realizan de la misma manera que en las demás estrategias pero en este caso se analizan los precios marginales del sistema y los ingresos y costes de combustible para obtener los márgenes para cada grupo simulando qué es lo que pasaría si se realizara una remuneración mediante el precio marginal.

Las hipótesis de partida para esta estrategia son:

- se considera que las centrales que consumen actualmente carbón nacional ofertan sus producciones en base a la cantidad disponible de éste (ahora los consumos mínimos de las estrategias anteriores o cuotas se convierten en

máximos con objeto de que no se consuman más de lo que se consume hasta ahora), pero valorado a precios de carbón de importación puesto en central.

- el precio por termia PCI del carbón nacional es el del carbón importado puesto en central.
- la cantidad máxima de carbón nacional que cada central puede consumir coincide con la cuota asignada para esa central en 1996.
- los grupos pueden quemar todo el carbón de importación que quieran sin restricciones técnicas.
- no se obliga a las CC.TT. de gas (o bicom bustibles) a quemar gas natural.
- las rectas de consumo utilizadas son las reales, excepto en la central de Escatrón y en las centrales de fuel-oil y gas. Estas rectas permiten también que el modelo pueda elegir entre los grupos de una misma central, el más eficiente.
- las centrales con equipos de desulfuración son Escatrón y Compostilla III (en este último grupo el contenido en azufre del carbón consumido es del 1.64%, siendo en los demás grupos de la central del 1%).

5.4.2 Restricciones

Aunque en este caso no se aplican las directrices de política energética de compras de carbón nacional, sin embargo sí que se limitan las compras máximas de este carbón por cada central a los suministros considerados para 1996.

En Compostilla 3 existirá desde 1997 un equipo de desulfuración que limpiará el carbón con más azufre que utiliza esta central (1.64%). Éste se ha considerado ya existente en 1996 pues esta estrategia analiza un caso futuro. Este grupo y Escatrón son los únicos provistos de dicho equipamiento.

5.4.3 Precios

Se han utilizado los mismos precios para el carbón nacional que para el carbón importado (ver apartado 5.2.4d). Económicamente el modelo puede ser indiferente a utilizar uno u otro pero se impone la preferencia de las CC.TT. a utilizar el nacional por otro tipo de razones, salvo en el caso de que las características de dicho carbón no le permitan cumplir los límites medioambientales impuestos, en cuyo caso elegirá un carbón más limpio.

5.4.4 Resultados y conclusiones

Según indica el Protocolo [Protocolo, 1996], en los próximos años el orden de funcionamiento de los grupos de generación se establecerá en función de las ofertas y la energía generada por cada grupo será retribuida al coste marginal del sistema eléctrico. Se han obtenido tanto el precio marginal del sistema, como el margen que queda entre este precio y el coste de combustible más el de operación y mantenimiento estándar variable (que es el único disponible), para obtener cuáles serían los grupos de carbón nacional con mayor margen.

El precio marginal del sistema alcanza en cada nivel de demanda los valores siguientes.

<i>Precios marginales del sistema por nivel de carga (pta/kWh)</i>					
	Laborable			Festivo	
	Punta	Llano	Valle	Llano	Valle
Enero	4.88	4.88	3.42	4.88	3.61
Febrero	4.88	4.88	3.42	4.88	3.64
Marzo	4.88	4.88	3.51	4.88	3.60
Abril	4.88	4.88	3.42	4.88	3.69
Mayo	4.88	4.88	3.33	4.88	3.42
Junio	4.88	4.88	3.42	4.88	3.50
Julio	4.88	4.88	3.42	4.88	3.50
Agosto	4.88	4.88	3.42	4.88	3.68
Septiembre	4.88	4.88	3.42	4.88	3.50
Octubre	4.88	4.88	3.24	4.88	3.42
Noviembre	4.88	4.88	3.42	4.88	3.50
Diciembre	4.88	4.88	3.42	4.88	3.50

Tabla 25. Precios marginales del sistema peninsular español (pta/kWh).

Los valores de los precios marginales en los niveles de punta y llano son iguales debido a que es la generación hidráulica la que produce marginalmente en los dos niveles. El aplanamiento de los precios entre meses y entre niveles de demanda se debe a la gestión del agua entre periodos y a la realización de bombeo en el sistema (2.400 GWh consumidos; 1.700 generados).

Hay que destacar que la optimización se ha llevado a cabo considerando las variables de acoplamiento de los grupos térmicos continuas entre 0 y 1. Esto puede producir un aumento de los precios marginales con respecto a la realidad en la que estas variables son de naturaleza discreta (0 ó 1). Por otro lado, aunque ciertamente los precios marginales obtenidos parezcan elevados hay que tener en cuenta que en esta

estrategia no existen cuotas de carbón nacional, las cuales deprimen estos precios significativamente debido a la franja de producción con carbón nacional que no entra en la formación de estos precios.

Debido a que se han utilizado los consumos reales de los grupos, el coste total de la explotación ha disminuido en aproximadamente unos 4.000 millones de ptas (con respecto a la misma explotación utilizando los consumos estándares para despachar los grupos).

Los consumos de carbón nacional en las distintas cuencas mineras se resumen a continuación. Como se observa, el carbón CECA más el lignito pardo suponen 20.545 kt en esta estrategia frente a las 27.447 kt de las cuotas de 1996 (lo cual supone un **75% de las cuotas actuales**).

<i>Consumo de carbón nacional (kt)</i>			
<i>Cuenca</i>	<i>Central</i>	<i>Consumo</i>	<i>Cuotas 1996</i>
Central Asturiana	Aboño	1.529	1.590
	Lada	639	781
	Soto	1.045	1.147
Occidental Asturiana	Narcea	1.045	1.081
Bierzo-Villablino	Anllares	917	1.194
	Compostilla	3.113	3.981
Norte León	La Robla	1.219	1.287
Guardo-Barruelo	Guardo	822	835
Sur	Puertollano	0	624
	Puentenuevo	1.074	1.200
Total hulla-antracita		11.403	13.720
Pirenaica	Serchs	211	265
Teruel-Mequinenza	Escatrón	300	300
	Teruel	1.839	3.200
	Escucha	0	327
Total lignito negro		2.350	4.092
Lignito pardo	Puentes	6.792	6.855
	Meirama	0	2.780
Total lignito pardo		6.792	9.635
Total carbón nacional		20.545	27.447

Tabla 26. Consumos de carbón nacional por centrales y cuotas de 1996 (kt).

VALORES MEDIOS ANUALES (pta/kWh)			
Grupo	Costes de combustible	Ingresos a precio marginal	Márgenes entre ingresos y costes
Aboño 1	2.779	3.621	0.842
Aboño 2	2.571	3.566	0.995
Lada 3	3.067	3.584	0.517
Lada 4	2.972	3.590	0.618
Soto Ribera 1	3.363	3.736	0.374
Soto Ribera 2	2.850	3.653	0.803
Soto Ribera 3	2.608	3.579	0.971
Narcea 1	0.000	0.000	0.000
Narcea 2	3.209	3.630	0.421
Narcea 3	3.123	3.654	0.531
Anllares	3.505	3.730	0.225
Compostilla 1	0.000	0.000	0.000
Compostilla 2	0.000	0.000	0.000
Compostilla 3	3.371	3.699	0.329
Compostilla 4	3.333	3.641	0.309
Compostilla 5	3.320	3.720	0.400
La Robla 1	3.104	3.596	0.492
La Robla 2	3.202	3.690	0.488
Guardo 1	0.000	0.000	0.000
Guardo 2	3.391	3.727	0.336
Puertollano	0.000	0.000	0.000
Puentenuevo	3.655	3.789	0.135
Pasajes	2.847	3.625	0.778
Litoral	2.294	3.546	1.252
Los Barrios	2.184	3.546	1.362
Serchs	3.225	3.509	0.285
Escatrón	3.457	3.620	0.162
Teruel 1	3.367	3.660	0.293
Teruel 2	3.367	3.660	0.293
Teruel 3	3.368	3.660	0.293
Escucha	0.000	0.000	0.000
Puentes 1	2.973	3.613	0.640
Puentes 2	2.973	3.593	0.620
Puentes 3	2.973	3.604	0.632
Puentes 4	2.973	3.570	0.598
Meirama	0.000	0.000	0.000

Tabla 27. Valores medios anuales de los costes de combustible, los ingresos para retribuir el coste de combustible y parte del coste fijo a precio marginal y las diferencias entre ingresos y costes (pta/kWh).

Pool de energía basado en el Protocolo	Estrategia #4
COSTES variables totales (millones de ptas.)	296.944
PRODUCCIONES NETAS	
hidráulica	29.001
generación bombeo	1.688
nuclear	51.133
lignito pardo	9.067
lignito negro	6.614
hulla y antracita	36.613
hulla importada	10.490
total CARBÓN	62.863
fuel-oil	0
gas natural	0
PRODUCCIÓN NETA (GWh)	142.196
Consumo bombeo	2.411
CONSUMO CARBÓN (kt)	
carbón NACIONAL	20.545
carbón IMPORTADO	12.557
EMISIONES de SO₂ (kt)	1.081
EMISIONES de NO_x (kt)	225

Tabla 28. Resultados de la explotación (carbón nacional a precio de carbón importado puesto en central).

Aunque en esta estrategia el precio es menor en Meirama (1.18 pta/th frente a 1.2 de Puentes), tampoco aquí resulta competitiva esta central (produciría si su precio fuera algo menor, 1.1). Parece además, que tanto Puentes como Meirama tendrían unos precios más elevados en la realidad. Se puede suponer que parte de los *costes de*

transición a la competencia (CTCs) que obtendrían sendas centrales, se dedicarían a cubrir parte de los costes fijos de las minas de lignito pardo.

En cuanto a la producción de los grupos de fuel-oil, se ha comprobado que solamente si ofertasen a precios menores de 1.6 pta/th, podrían resultar competitivos y desplazar parte del carbón nacional.

Si no se imponen consumos mínimos de gas natural como en esta estrategia, éste no resulta competitivo y sería necesario bajar su precio sustancialmente para poder ser despachado.

En el cuadro 6 podemos observar los ingresos que obtiene el modelo para retribuir el coste de combustible y parte de los costes fijos en cada grupo térmico de carbón. Estos ingresos se obtienen deduciendo de los ingresos derivados del pool los costes estándares variables de operación y mantenimiento, ya que los reales no se conocen, y dividiendo por la energía producida. Se han calculado los valores medios anuales por grupo. Cuando el coste de combustible es cero en este cuadro significa que el grupo no produce en todo el año. Como se comprueba, si produce es que su coste medio anual está por debajo del precio marginal medio anual. Los márgenes entre ingresos y costes son muy dispares, alcanzando en algunos grupos valores altos por kWh producido.

No obstante, parece que una pequeña parte del margen total pudiera acabar por ser recaudado por las empresas mineras, con lo que los precios del contrato serían superiores a los de carbón importado, y presumiblemente alineados con los actuales (superiores en 0.5 pta/kWh al carbón importado puesto en central). Si adicionalmente las CC.TT. reciben un incentivo de 1 pta/kWh por el consumo de carbón nacional, este incentivo se sumaría al margen obtenido. Con este incentivo prácticamente se consumiría todo el carbón nacional actual.

Como conclusión final de esta estrategia y a la vista de los cuadros 5 y 6, parece que si los precios actuales del carbón nacional se mantuviesen (superiores en 0.5 pta/kWh a los del carbón de importación puesto en central), se consumiría carbón nacional equivalente al 20-22% del total de energía primaria. Si comparamos este número con el nivel máximo posible de energía primaria con combustibles autóctonos que contempla la Unión Europea en la Directiva sobre el Mercado interior de la electricidad –15%– comprobamos que no sólo no existiría la necesidad de acudir a dicha opción, sino que el consumo de carbón nacional sigue en este caso siendo excesivo.

5.5 Pool de energía con liberalización total de las energías primarias: análisis de restricciones de la Unión Europea sobre combustibles autóctonos

En este caso se pretende obtener la cantidad de carbón nacional que, a coste estándar de producción, se consume sin ningún tipo de directriz energética. Esto se ha llevado a cabo mediante dos estrategias comparables (Estrategias #5 y #6). Se considera que las centrales ofertan su producción con el carbón nacional valorado al coste estándar de producción actual ($a+b+c+d$), con lo que las ayudas al funcionamiento (d) participan en el mercado mayorista.

- **Estrategia #5.** Sin restricciones de política energética.
- **Estrategia #6.** Con la restricción de política energética del consumo obligatorio de hasta un 15% de combustibles autóctonos en la generación de electricidad como se contempla en la Directiva del mercado interior de la electricidad.

El objetivo de este enfoque es analizar el despacho de la generación si el carbón nacional no recibe ningún tipo de ayuda y se despacha al coste de producción estándar. Es interesante comprobar cuál es el carbón más competitivo de entre los nacionales y poder estimar entonces, en una visión de futuro, el consumo de carbón que se mantendrá en los próximos años por motivos económicos.

Para ello se ha partido de las siguientes hipótesis:

- el 15% de la energía total producida en el sistema se debe hacer con carbón CECA y lignito pardo en la estrategia #6 pero no en la #5.
- pueden elegir entre carbón nacional de Cielo Abierto (C.A.), Subterráneo (SUB.) o hulla importada.
- el carbón de C.A: se supone al coste medio de todos los carbones de C.A. que suministran a la central. Análogamente sucede con los de SUB. (todos los precios por termia PCI medios de SUB. son más caros que los de C.A.).
- se imponen cantidades máximas de los consumos de los dos carbones. Estas cantidades se corresponden con las cuotas de C.A. y SUB. de cada central para 1996.
- ciertos grupos no pueden quemar todo el carbón de importación que quieran debido a las restricciones técnicas de sus calderas.
- no se obliga a las CC.TT. de gas (o bicom bustibles) a quemar gas natural.

5.5.1 Minimización del coste variable de explotación con remuneración a precio marginal sin restricciones de política energética, suponiendo que el carbón nacional es parcialmente sustituible por carbón de importación

a) Objetivo

El objetivo de este análisis es conocer cuáles son las cuencas de carbón nacional más competitivas realizando el despacho de los grupos en base a su coste estándar de producción. Los resultados principales serán las cantidades de carbón nacional consumido en cada central procedente de cielo abierto o de minas subterráneas de cada cuenca.

Se considera que los precios de venta de los carbones nacionales se corresponden con los costes de producción estándares actuales. El resto de las ayudas con cargo a la tarifa se añadirían después de realizar la explotación (stocks, reestructuración y reindustrialización), repartiéndolas proporcionalmente a las tecnologías utilizadas.

b) Restricciones

En este caso se pretende obtener la cantidad de carbón nacional que se consume pero, como en el caso anterior, se imponen como máximos los valores de los suministros considerados para 1996 a las cantidades consumidas en cada cuenca y central.

También se añaden las restricciones a las mezclas máximas de carbón nacional e importado en ciertas centrales (*sustitución parcial*).

c) Precios

Los precios de venta de los carbones nacionales se corresponden con los costes de producción estándares actuales (ver apartado 5.2.4d). Además, cada grupo puede elegir entre consumir carbón de cielo abierto o subterráneo, cada uno a su precio. Se han calculado los costes medios estándares del carbón de cielo abierto y subterráneo a partir de los costes de las diferentes minas que suministran a cada central. Esto permite obtener el carbón de cada uno de estos dos tipos que resulta competitivo.

El resto de las ayudas con cargo a la tarifa se añadirían después de realizar la explotación (stocks, reestructuración y reindustrialización), repartiéndolas proporcionalmente a las tecnologías utilizadas.

5.5.2 Minimización del coste variable de explotación con remuneración a precio marginal con la restricción de política energética de que un 15% de la energía primaria corresponda al carbón nacional con coste de producción estándar más económico y suponiendo que es parcialmente sustituible por carbón de importación

a) Objetivo

El objetivo de este análisis es conocer cuáles son las cuencas de carbón nacional más competitivas (ya que lo que entra en juego es el coste estándar de producción) cuando se obliga a que un 15% de la energía sea producida con combustible nacional. Los resultados principales serán las cantidades de carbón nacional consumido en cada central procedente de cielo abierto o de minas subterráneas de cada cuenca.

Los precios de venta de los carbones nacionales corresponden con los costes de producción estándares actuales. El resto de las ayudas con cargo a la tarifa se añadirían después de realizar la explotación (stocks, y reindustrialización), repartiéndolas proporcionalmente a las tecnologías utilizadas. Se ha distinguido entre el coste medio de carbón de cielo abierto y el del carbón subterráneo. Un análisis posterior podría ser el discriminar entre las minas más competitivas.

b) Restricciones

En este caso se pretende obtener la cantidad de carbón nacional que, a coste estándar de producción, se consume con esta directriz energética. Como en el caso anterior, se imponen los valores de los suministros máximos considerados para 1996 a las cantidades consumidas en cada cuenca y central, aplicando un máximo a la cantidad de C.A. y el resto a la cantidad de SUB.

También se añaden las restricciones a las mezclas máximas de carbón nacional e importado en ciertas centrales (*sustitución parcial*).

c) Precios

Los precios de venta de los carbones nacionales corresponden con los costes de producción estándares actuales. El resto de las ayudas con cargo a la tarifa se añadirían después de realizar la explotación (stocks, reestructuración y reindustrialización), repartiéndolas proporcionalmente a las tecnologías utilizadas.

5.5.3 Resultados y conclusiones

Los resultados de la explotación se exponen en el cuadro siguiente.

Pool con liberalización de energías primarias	#5 SIN restricciones	#6 15% de energía con c. nacional
COSTES variables totales (millones de ptas.)	338.371	357.402
PRODUCCIONES NETAS (GWh)		
hidráulica	29.001	29.001
generación bombeo	75	81
nuclear	51.133	51.133
lignito pardo	8.183	10.102
lignito negro	5.957	5.172
hulla y antracita	9.333	23.485
hulla importada	10.490	10.490
total CARBÓN	34.042	49.328
fuel-oil	25.738	12.812
gas natural	2.360	0
PRODUCCIÓN NETA (GWh)	142.196	142.196
Consumo bombeo	107	115
CONSUMO CARBÓN (kt)		
Cielo abierto	9.071	14.056
Subterráneo	0	4.466
carbón NACIONAL	9.071	18.522
carbón IMPORTADO	11.142	11.706
Total carbón	20.213	30.228
EMISIONES de SO₂ (kt)	1.007	1.187
EMISIONES de NO_x (kt)	114	172

Tabla 29. Resultados de la explotación sin y con un 15% de energía producida con carbón nacional y a precio de producción estándar (sin ayudas).

CONSUMO CARBÓN (kt)	#5 SIN 15%	#6 CON 15%
lignito pardo	6.855	9.635
lignito negro	2.047	2.297
Pirenaica	0	0
Teruel-Mequinenza	2.047	2.297
hulla y antracita	169	6.590
Central Asturiana	0	0
Asturiana Occidental	80	832
Bierzo-Villablino	0	3.368
Norte León	0	150
Guardo-Barruelo	89	623
Sur	0	1.617
TOTAL NACIONAL	9.071	18.522
carbón importado en CC.TT. de lignito pardo	2.428	2.428
CC.TT. de lignito negro	1.532	1.050
CC.TT. de hulla y antracita	3.549	4.595
CC.TT. de carbón importado	3.633	3.633
TOTAL IMPORTADO	11.142	11.706

Tabla 30. Consumo de carbón nacional e importado (kt).

Debido a los valores tan altos de los costes estándares de producción en el caso #5 se hace más competitivo el fuel-oil e incluso el gas natural, con unas producciones de 25.738 y 2.360 GWh respectivamente.

- Los costes adicionales que supone la estrategia #6 son:

Estrategia #6 - Estrategia #5 = 19.031 millones de ptas. (sustitución parcial)

- La cantidad de carbón nacional adicional que supone imponer la restricción del 15% sería de:

Estrategia #6 - Estrategia #5 = 9,45 millones de toneladas adicionales

Con la estrategia #5 las únicas centrales que consumen carbón nacional son Puentes, Teruel, Narcea y Guardo. En todas ellas procedente de cielo abierto. Con la restricción del 15% aparecen casi todas las centrales de hulla y antracita, como se observa en la tabla siguiente.

<i>Consumo de carbón nacional (kt)</i>			
<i>Estrategia #6</i>			
<i>Cuenca</i>	<i>Central</i>	<i>Consumo</i>	<i>Cuotas 1996</i>
Central Asturiana	Aboño	0	1.590
	Lada	0	781
	Soto	0	1.147
Occidental Asturiana	Narcea	832	1.081
Bierzo-Villablino	Anllares	301	1.194
	Compostilla	3.066	3.981
Norte León	La Robla	150	1.287
Guardo-Barruelo	Guardo	624	835
Sur	Puertollano	607	624
	Puentenuevo	1.010	1.200
Total hulla-antracita		6.591	13.720
Pirenaica	Serchs	0	265
Teruel-Mequinzenza	Escatrón	0	300
	Teruel	2.047	3.200
	Escucha	250	327
Total lignito negro		2.297	4.092
Lignito pardo	Puentes	6.855	6.855
	Meirama	2.780	2.780
Total lignito pardo		9.635	9.635
Total carbón nacional		18.522	27.447

Tabla 31. Consumo de carbón nacional (kt).

5.6 Sensibilidad de la explotación frente a hidrología seca

a) Objetivo

Para comprobar los efectos que produciría una hidrología extrema seca en la explotación del sistema eléctrico se han reducido las aportaciones un 31%. Ahora las aportaciones serán de 20.000 GWh anuales. Las hipótesis de la ejecución del modelo son similares a las de la Estrategia #1: minimización del coste variable estándar de explotación bajo directrices de política energética (consumos mínimos) respecto al carbón nacional para 1996 y al gas natural en ciertos grupos para el último trimestre.

b) Restricciones

Las restricciones que se imponen a la explotación además de las de operación son los consumos mínimos de carbón CECA y lignito pardo y los consumos mínimos de gas natural en las centrales de Elcogas, San Adrián, Foix y Bexós y en las de fuel-oil adaptadas a gas Algeciras, Colón y Aceca.

En todos los despachos se limitan las emisiones y las concentraciones de los gases de salida de la chimenea de acuerdo a la normativa vigente en contaminación atmosférica (a los óxidos de azufre, nitrógeno y partículas). Además, en algunos grupos con problemas medioambientales en cuanto al SO₂, se consideran unos porcentajes mínimos de carbón de importación que se deben mezclar con el nacional (Puentes de G.R., Meirama, Teruel, Escucha y Serchs).

c) Precios

Los precios considerados son los que se describen en el apartado 5.2.4d).

d) Resultados y conclusiones

Los resultados que arroja el modelo se exponen a continuación:

Hidrología seca	Estrategia #7
COSTES variables totales (millones de ptas.)	376.243
PRODUCCIONES NETAS	
hidráulica	20.000
generación bombeo	2.677
nuclear	51.054
lignito pardo	10.319
lignito negro	9.442
hulla y antracita	39.886
hulla importada	10.490
total CARBÓN	70.138
fuel-oil	1.257
gas natural	893
PRODUCCIÓN NETA (GWh)	142.196
consumo bombeo	3.823
CONSUMO CARBÓN (kt)	
carbón NACIONAL	27.838
carbón IMPORTADO	13.417
EMISIONES de SO₂ (kt)	1.390
EMISIONES de NO_x (kt)	248

Tabla 32. Resultados de la explotación bajo hidrología seca.

Estos resultados se pueden comparar con la explotación actual reflejada en la estrategia #1. Los grupos de carbón nacional aumentan su producción para suplir el descenso de energía hidráulica, debido a que éstos son los más competitivos. Quizás el aumento más pronunciado se observa en los grupos de hulla y antracita nacionales pasando de 33.662 GWh a 39.886 GWh. Pero el aumento de producción en los grupos de carbón se realiza con carbón importado ya que el consumo de este último

aumenta en 4 millones de toneladas permaneciendo el carbón nacional alrededor de 27 millones de toneladas. El fuel-oil, que antes no producía, genera ahora 1.257 GWh.

Debido a que las producciones para cubrir el defecto de aportaciones de agua se realizan con combustibles de bajo contenido en azufre, las emisiones de SO₂ no resultan alarmantes: 1.390 frente a 1.321 kt.

Si el descenso de aportaciones hubiera requerido utilizar carbón nacional las emisiones de SO₂ podrían haber alcanzado cifras cercanas a los límites de la normativa.

5.7 Explotación de mínimo coste social

5.7.1 Externalidades de la energía eléctrica

La explotación y planificación de los recursos de generación debe considerar todos los costes, tanto los internos como los externos asociados a todas y cada una de las etapas por las que atraviesa la producción de electricidad. El concepto de externalidades medioambientales comenzó a mediados de siglo, pero su integración y evaluación se va desarrollando lentamente desde entonces.

Como ya se definió en el capítulo 2, las externalidades son *todos aquellos costes y/o beneficios que aparecen cuando las actividades sociales o económicas de un grupo de personas tienen un impacto en otro grupo y el primer grupo no considera (o internaliza) todos sus impactos* (actualmente se denominan externalidades tanto a los impactos como a la valoración monetaria de dichos impactos). Esto es lo que diferencia actualmente los costes directos de realizar un servicio (o producto) con sus *costes sociales*, pues estos últimos son todos los costes en los que se incurre al realizar un servicio, estén o no contemplados en el precio.

En general los costes externos o externalidades se han estimado a través de los *costes del control* de los impactos y a través de la cuantificación de los *costes del daño producido*. En el caso de la energía eléctrica los estudios realizados comenzaron en 1988 [Hohmeyer, 1988] que determina unos costes externos de 2,5 a 5,8 ¢/kWh para la energía producida mediante combustibles fósiles. Pero, este método calculaba las externalidades medioambientales del sector energético de forma global, sin distinguir entre focos emisores. Con lo cual, no es posible saber el impacto de una central particular, ni se tienen en cuenta las características específicas del emplazamiento.

Evidentemente, esta metodología no es aplicable a un modelo de despacho eléctrico, para el que se requieren costes individualizados para cada grupo de generación.

En paralelo en Estados Unidos, [Ottinger, 1990] obtiene unos valores entre 2,8 y 4,5 ¢/kWh para combustibles fósiles. Otros estudios fueron arrojando valores a veces muy diferentes ([Bernow et al., 1990], [Pearce et al., 1992]).

Pero, es a partir de una colaboración entre Estados Unidos y la Comunidad Europea, cuando se empiezan a unir los esfuerzos y a unificar resultados; efectivamente, desde 1991 se desarrolló una metodología analítica de estimación de los costes externos de 8 ciclos de combustible: “*US-EC Fuel Cycle Study*”. Este estudio fue el precursor del proyecto europeo que comenzó en 1991 y en curso actualmente dentro del Programa Joule y titulado “*ExternE: Externalities of Energy*”.

El proyecto ExternE comenzó en 1991 desarrollando una metodología consistente y recopilando toda la información necesaria para el cálculo de las externalidades de la producción de energía eléctrica. Desde 1993 dicha metodología se ha ido aplicando a los distintos ciclos de combustibles y tecnologías: nuclear, fósil, hidráulica y renovables. A partir de 1995 ha comenzado la etapa de diseminación de resultados y la aplicación de la metodología como soporte de análisis de marcos regulatorios y de planificación y operación de los sistemas eléctricos involucrados (14 países de la UE).

La metodología utilizada es del tipo *Bottom-up*, que a diferencia de la *Top-down*, comienza desde la estimación de las emisiones, después determina la dispersión de éstas y calcula los impactos producidos en población, fauna, flora, etc. Una vez cuantificados los impactos se procede a estimar el coste que suponen. Para conocer con detalle la metodología utilizada se puede acudir a los documentos propios del proyecto [CEC, a, b,..., f, 1995]. Su característica principal es la de constituir un análisis transparente, integral y consistente.

La transparencia es necesaria por el grado de incertidumbre existente en el proceso de cuantificación. En cada una de las etapas del proceso se define claramente el punto de partida, los supuestos de cálculo, y los métodos utilizados, para así permitir un análisis crítico detallado, con una selección adecuada de parámetros.

El análisis debe ser integral, es decir, se debe considerar el ciclo completo de generación eléctrica, desde la extracción de las materias primas, hasta la producción de la electricidad. Esto es necesario para asegurar una comparación sobre la misma base entre distintas opciones de generación, ya que las distintas tecnologías pueden tener impactos distintos en cada una de sus etapas.

Por último, la consistencia se refiere a la utilización de los mismos métodos para valorar los impactos, independientemente del ciclo de combustible que lo produzca.

Esto es necesario, al igual que antes, para permitir una comparación adecuada que permita eliminar las incertidumbres debidas diferentes métodos de valoración.

Estas características quedan reflejadas en el proceso de evaluación. En primer lugar, deben considerarse todos los posibles efectos producidos por el ciclo estudiado. Algunos de ellos pueden ser despreciables, y otros pueden no ser cuantificables. Sin embargo, deben ser incluidos inicialmente en el análisis, para conservar el rigor metodológico, y así mismo para señalar aquellos aspectos en que es necesaria una mayor investigación.

Para cada uno de estos efectos se evaluarán los impactos mediante *el método de la función de daño*. Esto es un conjunto de etapas que llevan desde la actividad considerada hasta la valoración económica del daño producido. Por ejemplo, en el caso de las emisiones de SO₂, primero se modelizará su dispersión atmosférica, después se cuantificará su impacto sobre la salud, los cultivos, o los ecosistemas, mediante funciones dosis-respuesta y, por último, se valorará económicamente este impacto.

Esta valoración económica es la fase más controvertida del análisis ya que, si bien algunos bienes tienen precio, como los cultivos, la valoración de la vida humana, la biodiversidad, la destrucción de la capa de ozono o de los ecosistemas resulta aún muy complicada. Los métodos utilizados se basan en medir la disponibilidad a pagar por estos bienes (*willingness-to-pay*), si bien presentan todavía muchos problemas. En este estudio se han adoptado los valores seleccionados en el estudio europeo, teniendo en cuenta el posible debate a nivel comunitario sobre la internalización de los costes externos de la energía.

En la etapa de cuantificación del daño se analizan todas los impactos potenciales del ciclo de vida del combustible: extracción, preparación y tratamiento, transporte, generación de energía, tratamiento de residuos, entre los más importantes. Las incertidumbres que aparecen son la tasa de descuento intergeneracional, los modelos de dispersión, las funciones dosis-respuesta, los impactos a largo plazo y a largas distancias.

Como se ha podido observar, existe un gran número de incertidumbres en el análisis: en la identificación de los impactos, en su cuantificación, y especialmente, en su valoración económica. La manera adecuada de tratar estas incertidumbres sería mediante análisis estadístico. Dentro del Proyecto ExternE se han realizado algunas aproximaciones a este análisis, para tratar de dar intervalos de confianza a los resultados, basados en una desviación estimada.

Sin embargo, la poca disponibilidad de información no permite utilizar adecuadamente esta vía. Por ejemplo, no existen suficientes valoraciones de la vida humana para permitir un análisis estadístico riguroso del valor escogido. Además, hay que tener en cuenta que las medidas de estos valores no son contrastables, como

pueden ser las medidas físicas de una concentración de contaminantes o de un gasto energético. La incertidumbre reside no sólo en la medida, sino en la propia naturaleza de la magnitud medida. Por lo tanto, los valores obtenidos para los costes externos no sólo pueden oscilar a lo largo del intervalo de confianza antes citado, sino que podrán cambiar al modificarse los valores iniciales, en función del avance de la investigación y del conocimiento de los impactos considerados.

La existencia de incertidumbre, sin embargo, no debe impedir que se valoren todos los impactos posibles. Esta valoración supone un primer punto de referencia, que puede ayudar a integrar los aspectos medioambientales en la toma de decisiones del sector energético.

5.7.2 Externalidades del sistema eléctrico español

Siguiendo la metodología ExternE, se han cuantificado las externalidades del sistema eléctrico español, distinguiéndose entre el equipo térmico de combustibles fósiles, el equipo térmico nuclear, y el equipo hidráulico. Otros sistemas de generación, como las energías renovables, no se han tenido en cuenta por su reducida participación en el sistema. La cogeneración tampoco se ha analizado, al no disponer de información sobre su impacto ambiental.

Hay que hacer notar que no se han estimado los daños causados por las emisiones de CO₂, ya que la incertidumbre asociada a ellos es aún muy elevada.

a) Equipo térmico de combustibles fósiles

Como ya se ha mencionado, la metodología requiere que se calculen las externalidades de cada grupo de generación, analizándose el ciclo completo del combustible. Sin embargo, dado el gran volumen de trabajo que esto requeriría, y los resultados ya disponibles dentro del Proyecto ExternE, se han realizado las simplificaciones siguientes.

Sólo se han evaluado los daños de la contaminación atmosférica (SO₂, NO_x y partículas) sobre la salud, ya que, según los análisis completos realizados para algunas centrales, suponen más del 90% de los daños cuantificables.

Estos daños se han calculado sólo para 10 centrales consideradas representativas, extrapolándose luego sus resultados al resto. Esta simplificación se justifica por el hecho de que el modelo de dispersión utilizado para las emisiones atmosféricas tiene una resolución de 100 x 100 km, por lo que las emisiones de centrales situadas a menos de esta distancia producen los mismos efectos.

Por lo tanto, se han escogido las centrales que, por su localización geográfica, resultaban representativas. Estas centrales son: Puentes de García Rodríguez, Teruel, Compostilla, Aboño, Pasajes, Litoral de Almería, Puertollano, Colón y Foix. La extrapolación de los resultados, en términos de ptas. por t de contaminante emitido, resulta directa, ya que estos daños sólo dependen del lugar de emisión, no del tipo de combustible o de la tecnología empleada.

La dispersión atmosférica de las emisiones se ha modelizado para toda Europa, con el modelo WTM, un modelo lagrangiano que supone trayectorias rectas, e incorpora transformaciones químicas. En cuanto a la cuantificación y valoración económica de los impactos, se ha realizado con el paquete informático *EcoSense*, que incorpora la base de datos de población europea EUROSTAT y las funciones dosis-respuesta recomendadas por el proyecto ExternE.

Los resultados obtenidos para el equipo térmico de combustibles fósiles se exponen en la tabla siguiente. En estas tablas figura además el valor de la externalidad en ptas./kWh, obtenido a partir de las tasas de emisión de las centrales para 1996. Si bien el modelo utiliza directamente los daños en ptas. por t de contaminante, el disponer del valor en ptas./kWh proporciona una referencia para poder comparar con otros estudios.

En el caso español, los valores obtenidos para los grupos de carbón están entre 4.3 ptas./kWh para centrales de carbón importado en la costa, en Almería, y 35.4 ptas./kWh para centrales de lignitos negros, en Teruel. Este rango es similar al obtenido en Europa, con valores que oscilan entre 0.32 ptas./kWh obtenidos en Suecia para una planta de cogeneración de última tecnología, y 40 ptas./kWh obtenidos en Grecia para algunas plantas de lignitos.

De los daños obtenidos, se ha estimado que un 30% se producen en España, y el resto tienen lugar en el resto de Europa.

Externalidades de la producción de energía Tecnología carbón				
<i>Grupo</i>	<i>ptas./kWh</i>	<i>10⁶ ptas./t SO₂</i>	<i>10⁶ ptas./t NO_x</i>	<i>10⁶ ptas./t TSP</i>
Aboño 1	12.16	1.12	1.31	0.98
Aboño 2	12.14	1.12	1.31	0.98
Lada 3	14.43	1.12	1.31	0.98
Lada 4	13.51	1.12	1.31	0.98
Soto Ribera 1	11.70	1.12	1.31	0.98
Soto Ribera 2	14.43	1.12	1.31	0.98
Soto Ribera 3	13.16	1.12	1.31	0.98
Narcea 1	13.12	1.12	1.31	0.98
Narcea 2	13.85	1.12	1.31	0.98
Narcea 3	13.49	1.12	1.31	0.98
Anllares	11.92	0.93	1.05	0.78
Compostilla 1	11.92	0.93	1.05	0.78
Compostilla 2	11.92	0.93	1.05	0.78
Compostilla 3	11.92	0.93	1.05	0.78
Compostilla 4	11.92	0.93	1.05	0.78
Compostilla 5	11.92	0.93	1.05	0.78
La Robla 1	11.72	0.93	1.05	0.78
La Robla 2	11.81	0.93	1.05	0.78
Guardo 1	11.07	0.93	1.05	0.78
Guardo 2	11.07	0.93	1.05	0.78
Puertollano	13.17	1.02	1.21	1.04
Puentenuevo	13.40	1.02	1.21	1.04
Pasajes	10.37	1.53	1.93	1.72
Litoral	5.70	0.91	0.98	0.81
Los Barrios	4.29	0.68	0.74	0.71
Serchs	23.99	1.19	0.77	1.10
Escatrón	7.55	1.19	0.77	1.10
Teruel 1	28.83	1.19	0.77	1.10
Teruel 2	28.95	1.19	0.77	1.10
Teruel 3	29.03	1.19	0.77	1.10
Escucha	35.42	1.19	0.77	1.10
Puentes 1	15.96	0.81	0.47	0.84
Puentes 2	16.39	0.81	0.47	0.84
Puentes 3	15.96	0.81	0.47	0.84
Puentes 4	15.91	0.81	0.47	0.84
Meirama	20.55	0.81	0.47	0.84

Tabla 33. Externalidades de la producción de energía. Tecnología de carbón.

Externalidades de la producción de energía Tecnología fuel-oil				
<i>Grupo</i>	<i>ptas./kWh</i>	<i>10⁶ ptas./t SO₂</i>	<i>10⁶ ptas./t NO_x</i>	<i>10⁶ ptas./t TSP</i>
San Adrián 2	9.44	1.35	1.44	1.30
Algeciras 1	4.77	0.68	0.74	0.71
Algeciras 2	4.77	0.68	0.74	0.71
Escombreras 1	6.35	0.91	0.98	0.81
Escombreras 2	6.35	0.91	0.98	0.81
Escombreras 3	6.35	0.91	0.98	0.81
Escombreras 4	6.35	0.91	0.98	0.81
Escombreras 5	6.35	0.91	0.98	0.81
Aceca 1	7.33	1.02	1.21	1.04
Aceca 2	7.33	1.02	1.21	1.04
Sabón 1	5.05	0.81	0.47	0.84
Sabón 2	5.05	0.81	0.47	0.84
Castellón 1	9.44	1.35	1.44	1.30
Castellón 2	9.44	1.35	1.44	1.30
Badalona 1	5.58	1.35	1.44	1.30
Badalona 2	5.58	1.35	1.44	1.30
Colón 1	5.58	0.77	0.92	0.87
Colón 2	5.58	0.77	0.92	0.87
Colón 3	5.58	0.77	0.92	0.87

Tabla 34. Externalidades de la producción de energía. Tecnología de fuel-oil.

Externalidades de la producción de energía Tecnología gas natural				
<i>Grupo</i>	<i>ptas./kWh</i>	<i>10⁶ ptas./t SO₂</i>	<i>10⁶ ptas./t NO_x</i>	<i>10⁶ ptas./t TSP</i>
Besós 1	2.30	1.35	1.44	1.30
Besós 2	2.30	1.35	1.44	1.30
Foix	2.30	1.35	1.44	1.30
San Adrián 1	2.30	1.35	1.44	1.30
San Adrián 3	2.30	1.35	1.44	1.30
Elcogas	0.48	1.02	1.21	1.04

Tabla 35. Externalidades de la producción de energía. Tecnología de gas natural.

- **Tecnología nuclear**

La estimación de las externalidades del equipo térmico nuclear se ha realizado utilizando los valores obtenidos en otros países europeos dentro del proyecto ExternE, ya que todavía no se ha realizado el análisis para ninguna central española. Si se pretende dar mayor validez a los resultados, el análisis de una central española sería muy aconsejable. No obstante dentro del contexto español se ha comprobado que las externalidades de la producción de energía nuclear son de menor importancia comparadas con las correspondientes a la generación térmica de carbón.

En general, el ciclo nuclear presenta numerosas dificultades para la evaluación de sus externalidades. Los problemas principales tienen su origen en el hecho de que muchos efectos se producen en el largo plazo y, por ello, la determinación del horizonte temporal del cálculo y de la tasa de descuento apropiada, cobran más importancia. Además, no hay que olvidar que, dado el enfoque adoptado de valorar los daños según la disponibilidad a pagar, es necesario incorporar al análisis la percepción social del riesgo, lo que también presenta problemas.

Como su propio nombre indica, la percepción social del riesgo es el índice de riesgo que concede la sociedad a la industria nuclear. Este índice suele ser mayor que el estimado por los expertos, por lo que algunos proponen no tenerlo en cuenta, ya que no está fundamentado en razones técnicas. Sin embargo, como ya se ha mencionado, la monetarización de las externalidades se hace en base a la disponibilidad a pagar de la sociedad por evitar impactos. Evidentemente, esta disponibilidad a pagar estará condicionada no por el riesgo técnico, sino por el riesgo percibido, por lo que, si se desea hacer un análisis coherente con otras opciones energéticas, debería incorporarse dicha percepción social al análisis.

Por todo ello, los rangos de valores obtenidos en Europa varían mucho, especialmente al variar la tasa de actualización de los valores futuros. Para una tasa del 3%, los valores obtenidos están entre 0,002 y 0,02 ptas./kWh. Para una tasa del 0%, los resultados varían entre 0.5 y 3.2 ptas./kWh. Aunque la tasa del 0% parece tener más partidarios, este tema no está aún bien resuelto.

Por ello, la solución adoptada para este estudio ha sido utilizar un valor intermedio, recomendado por el proyecto ExternE como valor de referencia, de 0.32 ptas./kWh. Este valor corresponde a las centrales de tecnología PWR. Para las BWR, el valor recomendado es 1.28 ptas./kWh.

En la tabla siguiente se muestran los valores asignados a las centrales nucleares españolas. Hay que recordar que estos resultados deben ser considerados como meras aproximaciones, probablemente inferiores al valor real, y por ello deben ser considerados con ciertas reservas, aunque su importancia relativa nunca va a superar a los correspondientes a las centrales de carbón existentes en España.

Externalidades de la producción de energía Tecnología nuclear		
<i>Grupo</i>	<i>Tecnología</i>	<i>ptas./kWh</i>
Asco 1	PWR	0.32
Asco 2	PWR	0.32
Almaraz 1	PWR	0.32
Almaraz 2	PWR	0.32
Cofrentes	BWR	1.28
Vandellós	PWR	0.32
Garaña	BWR	1.28
Trillo	PWR	0.32
J. Cabrera	PWR	0.32

Tabla 36. Externalidades de la producción de energía. Tecnología nuclear.

- **Equipo hidráulico**

Al igual que en el caso nuclear, no hay estudios de externalidades de centrales hidráulicas españolas. Y, si en el caso anterior la extrapolación era complicada, en este caso lo es aún más, debido a la gran dependencia de los resultados del emplazamiento de la central.

La energía hidráulica presenta tanto costes externos (pérdida de ecosistemas, alteración de cursos fluviales, impacto visual, riesgo de accidentes) como beneficios externos (usos recreativos, gestión hidráulica). Y estos costes y beneficios son muy variables en función del emplazamiento escogido y del tipo de central.

Así, por ejemplo, dentro de los estudios europeos, se han identificado daños de 0.8 ptas./kWh en Grecia, o beneficios de 1.28 ptas./kWh en Austria.

Como en el caso anterior, existe un valor recomendado por el proyecto ExternE, de 0.32 ptas./kWh, basado en el caso noruego. La extrapolación de este resultado, como se ha mencionado, es muy difícil. Pero, ante la necesidad de dar un valor a las externalidades de la energía hidráulica, se utilizará este valor de referencia, con todas las reservas pertinentes.

- **Otros equipos**

No se han considerado otros generadores como los generadores eólicos o los autoprodutores. Los primeros resultan todavía una cantidad reducida -aunque creciente- en el sistema español. Los autoprodutores sin embargo suponen en 1996

un porcentaje mayor del 9% de la producción total del sistema (12600 GWh). A pesar de eso no se han calculado las externalidades debidas a la generación de este tipo de productores por ausencia de información sobre su posible impacto ambiental.

5.7.3 Análisis y resultados

Para obtener los costes sociales (variables + externalidades) de la generación de energía eléctrica en la explotación del sistema español en 1996, se han efectuado 6 estrategias de despacho. Con ello se pretenden cuantificar los costes externos que supone la explotación actualmente realizada en el SEP. Esto es, de forma centralizada y con el objetivo tradicional de minimizar los costes variables del sistema. Si al simular este despacho y una vez llevado a cabo añadimos a cada coste variable unitario del sistema su coste externo medioambiental, obtenemos la totalidad de los costes sociales en los que incurre el sistema actualmente (A.1). De igual manera podemos conocer los costes externos que suponen los consumos mínimos de carbón nacional si retiramos estas restricciones del despacho. Esto es lo que se obtiene en la estrategia A.2.

Las estrategias siguientes consideran un despacho ideal que obtuviera el acoplamiento de los grupos bajo criterio de mínimos costes sociales (variables + externalidades) del sistema español. También se retiran las restricciones sobre el carbón nacional para cuantificar los costes sociales que suponen (estrategias B.1 y B.2).

Por último, en el cálculo de las externalidades se han considerado diversos tipos de efectos: de corto, medio y largo plazo, de corto, medio y largo alcance. Teniendo en cuenta que dichas externalidades suponen los costes del impacto ambiental que produce un kWh en Europa, se ha considerado que un 30% podría ser una cifra aproximada de los costes externos que produce el sistema español pero que repercutirían en impactos solamente para España. Por ellos se han llevado a cabo las dos estrategias finales (C.1 y C.2).

A) Despacho actual, con optimización de los costes variables estándares, con y sin directrices de política energética sobre el carbón nacional (A.1 y A.2)

B) Minimización de los costes variables estándares más las externalidades medioambientales, con y sin directrices de política energética sobre el carbón nacional (B.1 y B.2)

C) Minimización de los costes variables estándares más el 30% de las externalidades medioambientales, con y sin directrices de política energética sobre el carbón nacional (C.1 y C.2)

La estrategia A consiste en realizar la explotación utilizando como función objetivo la minimización de los costes variables estándares de la explotación (función objetivo #1) con las restricciones de operación, de fiabilidad y medioambientales descritas en el Anexo I. Este caso se utiliza entonces como caso de referencia para la posterior comparación con las otras estrategias y cuantificación de los costes externos por diferencias de costes entre ellas.

Las estrategias B.1 y B.2 tienen la misma función objetivo (#2) de minimización de los costes sociales de la explotación, pero se diferencian en las restricciones de consumos mínimos de carbón nacional impuestas a la explotación.

Los casos C.1 y C.2 son similares en formulación a los casos B siendo la única diferencia que los casos C solamente consideran un 30% de los valores de las externalidades calculadas para el SEP. Estas estrategias tienen interés ya que se ha estimado que este porcentaje es el que afectaría al sistema español y por tanto serían unas primeras aproximaciones a los costes externos que produce el sistema eléctrico sobre España. Esta hipótesis está basada en resultados obtenidos en el proyecto ExternE. Cumple además la función de ser un valor posible para evaluar la influencia de las externalidades en el tipo de carbón consumido.

En todos los casos que se utiliza la minimización de costes variables y externalidades, se manejan los valores de estas últimas en ECU por tonelada de sustancia contaminante emitida, salvo en las tecnologías nuclear e hidráulica en las que se utilizan valores de las externalidades en ECU por kWh generado.

5.7.4 Resultados

Los resultados de las seis estrategias se exponen en las tres tablas siguientes y en la tabla resumen a continuación.

Año 1996 Hidrología media	CASO A.1	CASO A.2
------------------------------	----------	----------

Costes variables (millones de ptas.)	335.478	315.957
Costes externos medioambientales	1.314.709	803.580
COSTES SOCIALES TOTALES	1.650.187	1.118.537
PRODUCCIONES NETAS		
hidráulica	29.001	29.001
generación bombeo	1.351	1.134
nuclear	51.133	51.133
lignito pardo	8.957	7.332
lignito negro	8.780	966
hulla y antracita	33.575	39.837
hulla importada	10.436	10.490
total CARBÓN	61.747	58.625
fuel-oil	0	2.805
gas natural	893	893
Producción neta (GWh)	142.196	142.196
consumo bombeo	1.930	1.619
EMISIONES de SO₂ (kt)	1.105	678
EMISIONES de NO_x (kt)	219	214
EMISIONES de TSP (kt)	23,7	20
EMISIONES de CO₂ (kt)	77.016	77.616

Tabla 37. Resultados de la explotación de 1996 del sistema eléctrico peninsular.

* se refieren a las producciones totales de los grupos cuyo combustible principal es éste, aunque utilicen otro combustible diferente.

Año 1996 Hidrología media	CASO B.1	CASO B.2
Costes variables (millones de ptas.)	364.851	366.240
Costes externos medioambientales	1.170.439	206.732
COSTES SOCIALES TOTALES	1.535.290	572.972
PRODUCCIONES NETAS		
hidráulica	29.001	29.001
generación bombeo	450	2.292
nuclear	51.133	51.133
lignito pardo	8.588	0
lignito negro	8.760	0
hulla y antracita	27.677	3.083
hulla importada	0	8.583
total CARBÓN	45.024	11.667
fuel-oil	14.334	38.988
gas natural	2.895	12.388
PRODUCCIÓN NETA (GWh)	142.196	142.196
Consumo bombeo	643	3.274
EMISIONES de SO₂ (kt)	1.058	166
EMISIONES de NO_x (kt)	164	59
EMISIONES de TSP (kt)	19,8	1,7
EMISIONES de CO₂ (kt)	73.359	48.178

Tabla 38. Resultados de la explotación de 1996 del SEP minimizando los costes sociales.

Año 1996 Hidrología media	CASO C.1	CASO C.2
Costes variables (millones de ptas.)	352.212	354.989
Costes externos medioambientales	358.711	69.891
COSTES SOCIALES TALES	710.923	424.880
PRODUCCIONES NETAS		
hidráulica	29.001	29.001
generación bombeo	252	251
nuclear	51.133	51.133
lignito pardo	10.283	0
lignito negro	8.772	0
hulla y antracita	27.694	6.957
hulla importada	4.417	8.834
total CARBÓN	51.166	15.791
fuel-oil	9.254	34.721
gas natural	1.794	11.657
PRODUCCIÓN NETA (GWh)	142.196	142.196
Consumo bombeo	360	359
EMISIONES de SO₂ (kt)	1.079	175
EMISIONES de NO_x (kt)	177	70
EMISIONES de TSP (kt)	21	2,6
EMISIONES de CO₂ (kt)	74.557	49.623

Tabla 39. Resultados de la explotación de 1996 del SEP minimizando los costes sociales, considerando el 30% de las externalidades medioambientales.

	A.1	A.2	B.1	B.2	C.1	C.2
lignito pardo	9.635	6.208	9.635	0	9.635	0
lignito negro	4.092	0	4.092	0	4.092	0
hulla y antracita	13.720	7.999	13.720	0	13.720	0
carbón importado	9.566	16.373	3.338	4.038	5.826	5.523
total CARBÓN	36.552	30.580	30.785	4.038	33.273	5.523

Tabla 40. Consumo de carbón en cada una de las estrategias (kt).

La estrategia A.1 es la explotación de 1996 del SEP bajo restricciones de consumos mínimos de carbón nacional. Estos consumos obligatorios se reparten por las cuencas mineras del país. En total, las cuotas de carbón nacional impuestas al sistema eléctrico son 27,7 kt entre lignito negro (4 kt), hulla y antracita (14 kt) y lignito pardo (9,7 kt).

El modelado de la explotación de mínimos costes variables directos del SEP de 1996 (combustibles, operación y mantenimiento, fungibles, arranque y stocks) arroja un resultado de aproximadamente 335.000 millones de ptas. La participación de las diferentes tecnologías en energía neta generada es la siguiente:

- carbón 43%
- nuclear 35,5%
- hidráulica 21%
- gas natural 0,5%

Las emisiones de SO₂ totales que calcula el modelo son 950.000 toneladas, cercanas a las 995.000 t que se indican en la previsión de OFICO para la explotación de 1996. Éstas se reparten por combustibles de la siguiente forma:

- lignito pardo: 272 kt
- lignito negro: 333 kt
- hulla y antracita: 295 kt
- carbón importado: 49 kt
- gas natural: 0,8 kt

Como se observa es el lignito negro el que contribuye más activamente en las emisiones de óxidos de azufre. Sin embargo la producción con lignito negro (8.780 GWh) es mucho menor que la energía producida con hulla y antracita (33.484 GWh). Esto resulta en unas tasas de emisiones de SO₂ por tecnología muy distintas: 28,8 g/kWh para el lignito pardo, 38,2 g/kWh para el lignito negro, 9,6 /kWh para la hulla y antracita nacional y 4,8 g/kWh para la hulla importada.

Obviamente, si realizamos el despacho minimizando los costes directos más los costes externos variables, las producciones que más se reducirán serán las de los lignitos, consiguiendo además una disminución muy importante por cada kWh evitado al ser los ratios de emisiones por kWh tan elevados.

Las estrategias B.1 y B.2 son explotaciones similares pero considerando en la primera las restricciones de carbón nacional a diferencia de la segunda. Esto nos permite cuantificar los costes externos que suponen estas restricciones. Teniendo en cuenta que los costes directos variables son muy parecidos en ambos casos (362.000 y 369.000 millones de ptas.), los costes externos que producen los consumos de carbón nacional se elevan a 1,106 billones de ptas.

5.8 Referencias

- Bernow, S.S. and Marron, D.B., “Valuation of Environmental Externalities for Energy Planning and Operations”, Tellus Institute, Boston, 1990.
- Commission of the European Communities, (CEC) (1995a). Joule Programme. ExternE: Externalities of Energy -Volume 1- *Summary*. EUR 16520.
- CEC (1995b). Joule Programme. ExternE: Externalities of Energy -Volume 2- *Methodology*. EUR 16521.
- CEC (1995c). Joule Programme. ExternE: Externalities of Energy -Volume 3- *Coal and Lignite*. EUR 16522.
- CEC (1995d). Joule Programme. ExternE: Externalities of Energy -Volume 4- *Oil and Gas*. EUR 16523.
- CEC (1995e). Joule Programme. ExternE: Externalities of Energy -Volume 5- *Nuclear*. EUR 16524.
- CEC (1995f). Joule Programme. ExternE: Externalities of Energy -Volume 6- *Wind and Hydro*. EUR 16525.
- Comisión del Sistema Eléctrico Nacional, CSEN, “Informe sobre las justificaciones de mezclas de los carbones nacionales con carbones de bajo contenido en azufre por necesidades ambientales”, Versión 1, 24/04/96.
- CSEN, “Restricciones técnicas a la sustitución de carbón nacional”, 1992.

- CSEN, “Transformación de los parámetros de consumo térmico referidos a PCI”, Comisión de Sistema Eléctrico Nacional, 1996.
- CSEN, “Informe sobre las justificaciones de mezclas de los carbones nacionales con carbones de bajo contenido en azufre por necesidades ambientales”, Versión 1, 1996.
- CSEN, “Restricciones técnicas a la sustitución de carbón nacional: Necesidades mínimas de carbón nacional e importado. Año 2003”, 1996.
- CSEN, “Parámetros principales del grupo Elcogas”, 1996.
- CSEN, “Esquema de disposiciones contractuales de gas (Mte)”, 1996.
- Hohmeyer, O., “Social Costs of Energy Consumption: External Effects of Electricity Generation in the Federal Republic of Germany”, *Springer-Verlag*; Berlin, 1988.
- Ministerio de Industria y Energía, MINER, “Informe sobre la explotación del Sistema Eléctrico Nacional 1992”, Secretaría General de la Energía y Recursos Minerales, Delegación del Gobierno en la Explotación del Sistema Eléctrico (DGE).
- MINER, “Informe sobre la explotación del Sistema Eléctrico Nacional 1993”, Ministerio de Industria y Energía (MINER), Secretaría General de la Energía y Recursos Minerales, Delegación del Gobierno en la Explotación del Sistema Eléctrico (DGE).
- MINER, “Informe sobre la explotación del Sistema Eléctrico Nacional 1994”, Secretaría General de la Energía y Recursos Minerales, Delegación del Gobierno en la Explotación del Sistema Eléctrico (DGE).
- MINER, “Informe sobre la explotación del Sistema Eléctrico Nacional 1995”, Secretaría General de la Energía y Recursos Minerales, Delegación del Gobierno en la Explotación del Sistema Eléctrico (DGE).
- MINER, Resolución de la DGE por la que se establecen para 1996 con carácter provisional los costes unitarios E(c) de combustible en pta/kWh en B.C. para las distintas unidades de generación con combustible nuclear, 1996.
- MINER, “Previsiones de consumo de gas natural para usos eléctricos 1996-2000”, 1996.

- MINER, Resolución de la DGE por la que se establecen los costes unitarios provisionales de combustible de las centrales térmicas convencionales para 1996.
- MINER, Resolución de la DGE por la que se complementa y corrigen errores materiales en los Anexos I y II, de la Resolución de 3 de Abril de 1996, por la que se establecen los costes unitarios provisionales de combustible de las centrales térmicas convencionales para 1996, 1996.
- MINER, Resolución de la DGE por la que se determinan los parámetros A(c) y B(c) relativas al consumo térmico de combustible de las instalaciones de generación para 1996.
- MINER, Resolución comunicada del Secretario de Estado de la Energía y Recursos Minerales de fecha 31 de julio de 1996, por la que se establecen los suministros a las centrales térmicas de carbón garantizadas para el Ejercicio 1996.
- Oficina de Compensaciones de la Energía Eléctrica, OFICO, “Producciones y consumos en centrales térmicas (periodo 1.95-12.95)”.
- OFICO, “Boletín anual de emisiones de contaminantes de centrales térmicas: Año 1995”, Versión 1, Febrero, 1996.
- OFICO, “Boletín anual de emisiones de contaminantes de centrales térmicas: Año 1995. Anexos”, Versión 1, Febrero, 1996.
- OFICO, “Adquisiciones y ayudas de carbón nacional. Previsión: Enero-Diciembre (Año 1996)”, Marzo 1996.
- Ottinger, R.L., Wooley, D.R., Robinson, N.A., Hodas, D.R. and Babb, S.E., “Environmental Costs of Electricity”, *Oceana Publications*, New York, 1990.
- Pearce, D.W., Bann, C. And Georgiou, S., “The Social Costs of Fuel Cycles”, The Centre for Economic and Social Research into the Global Environment (CSERGE), *HMSO*, London, 1992.
- Red Eléctrica de España, REE, “Asignación del cupo de carbón CECA nacional entre las centrales del sistema. Año 1996”, Red Eléctrica de España, 1996.
- REE, “Previsión de REE del balance eléctrico 1996”, Octubre 1996.

6 Conclusiones

6.1 Aportaciones de la tesis

En esta tesis se ha desarrollado una herramienta de análisis económico y medioambiental novedosa con muy variadas y diferentes capacidades. El modelo en cuestión puede servir de apoyo para las tareas de explotación y planificación de los sistemas eléctricos como son la predicción de la explotación, la previsión de ingresos y costes de distintas estrategias de operación, la viabilidad de proyectos de generación, el sobrecoste que significa una restricción sobre el despacho, etc. Como análisis de tipo medioambiental podemos destacar la obtención de emisiones contaminantes de cada grupo generador, el análisis de diferentes criterios de optimización del despacho de los grupos, la introducción de externalidades medioambientales en la operación de la generación, etc.

Esta es la principal aportación de la tesis: una herramienta de análisis económico y medioambiental de la explotación de un sistema eléctrico de potencia. Simula la operación de los generadores de un sistema de gran dimensión –como es el español– caracterizando con todo detalle la operación de los grupos térmicos, hidráulicos y de bombeo. Su aplicación al sistema eléctrico peninsular español se ha llevado a cabo satisfactoriamente proporcionando interesantes resultados en cuanto a costes, emisiones, consumos de combustibles, etc.

En los dos puntos siguientes se detallan más específicamente las dos aportaciones principales y dentro de ellas las más interesantes.

6.1.1 El modelo de explotación

A continuación se exponen las principales aportaciones que forman parte del desarrollo del modelo de explotación.

- *Clasificación original de los instrumentos de control medioambiental en instrumentos de control directo o reglamentarios, económicos y estratégicos.*

Para la aplicación de estos instrumentos al control de la contaminación de los sistemas eléctricos, se ha añadido a los clásicos sistemas reglamentarios y económicos, los métodos estratégicos que consisten en mecanismos de planificación y operación de los recursos de forma que se reduzca la contaminación situándose en un punto socialmente óptimo. En esta tesis se describen muchos de ellos y algunos se modelan en el sistema eléctrico español.

- *Modelado de las emisiones de contaminantes de los grupos térmicos de combustibles fósiles.*

El modelado de las emisiones de sustancias contaminantes es fundamental en una herramienta de análisis medioambiental y es novedoso en un modelo de explotación de medio plazo. En esta tesis se proponen modelos basados en los análisis estequiométricos de los combustibles y el balance energético del proceso de combustión en la caldera de un grupo térmico de carbón, fuel-oil o gas natural. Las sustancias consideradas son el dióxido de azufre, los óxidos de nitrógeno, las partículas y el anhídrido carbónico. Este modelado permite obtener las emisiones totales de cada sustancia citada dependiendo de la mezcla de combustibles consumida, de las condiciones técnicas de la caldera y del punto de operación de cada generador.

- *Equilibrio en el modelado del equipo térmico, hidráulico y de bombeo.*

El modelo de explotación trata de forma equilibrada pero con diferente grado de detalle a cada subsistema generador. El equipo térmico es el que lleva consigo más decisiones en el modelo: acoplamiento, mantenimiento, potencia producida, combustibles consumidos y stock de ciertos combustibles en cada periodo. Por ser una herramienta de análisis medioambiental el modelado del funcionamiento térmico es el más meticulosamente realizado ya que son sus emisiones gaseosas unos de los principales resultados de la ejecución.

El subsistema hidráulico está formado por múltiples grupos con su embalse asociado. La gestión de los embalses es anual siendo variables las potencias producidas por los grupos, las reservas en cada periodo y en aquéllos que dispongan de la capacidad de bombear, el agua bombeada en cada periodo.

Se han considerado dos tipos de grupos de bombeo. Los grupos de bombeo *mixtos*, que turbinan agua procedente de aportaciones naturales y previamente bombeada y, los de bombeo *puro*, que solamente pueden turbinar agua bombeada. En el modelo, su utilización puede ser semanal o estacional y se lleva a cabo por razones de tipo económico. El usuario puede decidir prohibir la realización de bombeo en ciertos niveles, subperiodos o periodos.

- *Flexibilidad y versatilidad.*

El modelo dispone de una serie de modalidades de uso que pueden utilizarse individualmente o combinadas. Las opciones principales se enumeran a continuación.

- Agregación hidráulica de los grupos hidráulicos en uno solo o tratamiento individualizado de los diferentes grupos.

- Asignación de los periodos, subperiodos y niveles donde los grupos de bombeo mixto o puro pueden *bombear* o *turbinar*.
- *Curvas de consumo de combustible* de los grupos térmicos estándar, lineal, cuadrática o lineal por tramos. También es opcional la mezcla de combustibles fósiles en las calderas de los grupos térmicos así como el que sean bicomcombustibles.
- Optimización del *mantenimiento* en variables discretas considerando o ignorando las asignaciones de mantenimiento proporcionadas al modelo como dato de entrada.
- Optimización de diferentes *funciones objetivo* o combinaciones de ellas: mínimo coste variable, mínimo coste social, mínimas emisiones, etc.
- Optimización del *acoplamiento térmico* en variables continuas o discretas.
- Cálculo de las emisiones de sustancias contaminantes según diferentes clases de información: *tasas de emisión específicas* o *composición química de los combustibles*.
- Incremento de la *demanda* con respecto a los datos dados en el fichero de entrada.
- Explotaciones de *duración* variable.
- Uso *multianual* para la evaluación concatenada de un alcance compuesto por varios años.
- Sensibilidades de los resultados de explotación de la última ejecución, con respecto a un incremento de la *demanda*, un aumento o disminución en las *aportaciones hidráulicas* (diferentes hidrologías), la eliminación de las *compras garantizadas* de los grupos térmicos y puesta *fuera de servicio* de un grupo durante el alcance del modelo.

6.1.2 Aplicación al sistema eléctrico peninsular español

Esta tesis se ha pensado principalmente para representar el sistema eléctrico peninsular español y sistemas similares en cuanto a tamaño, composición y características de explotación. Así, el modelo está expresamente diseñado para representar fielmente las características del sistema español: las restricciones de combustibles fósiles, la gestión hidráulica y de bombeo, la mezcla de tecnologías tan variada, la importancia relativa –de ahí el detallado modelado– de la generación térmica fósil y de sus emisiones contaminantes, la sensibilidad a los cambios de hidrología y las elevadas externalidades medioambientales de las tecnologías del carbón, son algunas de las más significativas. A continuación se profundiza en cada una de ellas. Es necesario destacar que para representar en detalle este sistema se ha llevado a cabo una ardua y minuciosa recopilación de información de los grupos generadores en particular y de todo el sistema en conjunto.

- *Restricciones de combustibles fósiles*

Son restricciones que se imponen al despacho de la generación, en particular sobre el subsistema de carbón nacional, y representan consumos de carácter obligatorio debidos a consideraciones socio-económicas y políticas sobre el sector de la minería. Este carbón, además de ser más caro que otros combustibles disponibles produce mayores emisiones contaminantes. La introducción de estas restricciones supone una gestión de stocks, compras y consumos que se modela con detalle en esta herramienta.

Debido a la problemática ocasionada por estas restricciones en el sector eléctrico, se ha analizado en esta tesis las repercusiones económicas y en términos medioambientales, cuantificándolas a través de la simulación de la explotación de 1996.

- *Restricciones a las emisiones contaminantes de las tecnologías fósiles*

La normativa vigente sobre emisiones gaseosas contaminantes de grandes instalaciones de combustión en España queda recogida brevemente en esta tesis. Igualmente, en la herramienta de explotación es posible activar las restricciones sobre emisiones derivadas de la citada normativa: máximas emisiones por grupo, máximas emisiones de un conjunto de plantas, máxima concentración de los gases de salida, mínimo índice de desulfuración, etc.

Además, actualmente también se imponen mezclas mínimas con combustibles más “limpios” en ciertos grupos con problemas medioambientales. Esto es posible gracias a la utilización de grupos *multicombustibles* que admiten combustibles de composición química y precio diferentes en una misma caldera. La mezcla puede ser fijada por el usuario o simplemente marcar los porcentajes máximos o mínimos de cada uno. También pueden imponerse límites al uso de combustibles por razones técnicas de la propia caldera.

- *Sensibilidad a hidrología seca*

El sistema eléctrico español es muy sensible a las aportaciones naturales de agua debido a la importancia del equipo hidráulico en la energía anual producida. Así, un año muy seco puede disparar las emisiones contaminantes de las centrales térmicas por encima de los límites preestablecidos, como se observa en los resultados de este análisis.

- *Explotación de mínimo coste social*

Otro de los análisis interesantes llevados a cabo ha sido el cálculo de los costes medioambientales en los que incurren los generadores eléctricos

por el hecho de producir energía eléctrica. Estos costes externos por kWh o externalidades se han obtenido para los grupos térmicos más representativos. Y para cuantificar las externalidades totales de la explotación se ha realizado el despacho bajo diferentes estrategias, una de ellas minimizando el coste total para la sociedad (costes variables directos + costes externos medioambientales). Entre los resultados obtenidos destacan las elevadas externalidades de los lignitos españoles.

A pesar de ello y aunque una de las cualidades a destacar del modelo es esta gran adaptación al sistema peninsular, el modelo ofrece la posibilidad de adaptarse fácilmente a sistemas diferentes. Por otro lado, esta herramienta puede resultar idónea tanto para el encargado de realizar las tareas de planificación en la empresa eléctrica como para el ente regulador, el operador del sistema o cualquier analista del mercado eléctrico interesado en los resultados de la explotación.

6.2 Conclusiones principales

Las conclusiones más destacables de la tesis se describen a continuación.

6.2.1 Conclusiones metodológicas y de modelado

- *Necesidad de analizar la explotación bajo óptica medioambiental*

La planificación y utilización de los recursos energéticos tradicionales, generalmente con un objetivo básico de minimizar los costes de inversión y producción de los recursos, deben ser sustituidas por procesos de decisión multiobjetivo. Es decir, la toma de decisiones debe considerar diversos criterios entre los que ya no puede faltar el de reducir al máximo el impacto sobre el medio ambiente. Las herramientas de apoyo para el planificador deben contar con la introducción de variables sobre las emisiones contaminantes derivadas de la producción de electricidad, modelar parámetros relacionados con la contaminación de aguas, tierra y aire, cuantificar los efectos producidos y valorar los daños, entre otras funciones. Esta herramienta que cuenta con un modelado bastante completo de la contaminación procedente de los combustibles fósiles, puede servir de apoyo en muchas de las tareas de planificación y operación del equipo generador, tanto desde la óptica de los propietarios como de los reguladores y de otros agentes de mercado eléctrico como consumidores, asociaciones con inquietudes ecológicas, agentes financieros, analistas, etc.

- *Utilización flexible, jerarquizada y parcial de la herramienta de explotación.*

La utilización de este modelo puede variar en función de los estudios a realizar. En primer lugar, se trata de una herramienta flexible que permite efectuar desde

sencillos análisis eligiendo las opciones más simples y el modelado más simplificado –por ejemplo, agregación de los grupos hidráulicos, resolución en variables continuas del acoplamiento y mantenimiento, emisiones a partir de la tasa histórica, etc.- hasta ejecuciones más complicadas de resultados más precisos en ciertos aspectos –este sería el caso de desagregación hidráulica, acoplamiento entero de los grupos, consumo de combustible cuadrático, entre otras opciones-

En segundo lugar, las capacidades del modelo pueden ser utilizadas de forma jerarquizada, es decir, obtener resultados en una ejecución y utilizarlos como punto de partida para otras. Es el caso de la conservación de las decisiones de mantenimiento con la generación hidráulica agregada para realizar la explotación después con todos los grupos hidráulicos.

En tercer lugar, permite utilizaciones parciales para analizar el sistema en su máximo detalle. Por ejemplo, la obtención del plan de mantenimiento óptimo, la optimización bajo una u otra función objetivo, eliminar la posibilidad del bombeo, analizar intervalos de explotación inferiores a un año, etc.

- *Tratamiento de la incertidumbre*

La especificación de esta herramienta ha sido compleja ya que se ha pretendido conseguir un equilibrio en el tratamiento dado a cada aspecto del modelado. La incertidumbre en la simulación de la operación de un sistema eléctrico aparece principalmente en tres aspectos: la *demanda*, la *hidrología* y la *disponibilidad de los equipos*. Entre las diferentes alternativas de representación de la *aleatoriedad* se ha optado por un tratamiento determinista en los tres casos. Las causas han sido diversas.

El alcance anual del modelo precisa de un modelado que contemple todas las decisiones de medio plazo como la gestión hidráulica y de bombeo, del mantenimiento, de los combustibles fósiles, etc. Para conseguir una herramienta más *ágil y de ejecución en tiempos razonables* no han sido consideradas las decisiones de corto y muy corto plazo. Por tanto, para tratar las decisiones de tipo anual se ha prescindido de la representación de aleatoriedad en la generación y en la demanda, variables ambas que para horizontes anuales pueden ser modeladas de forma simplificada sin detrimento de los resultados de explotación del sistema. Así, en el método desarrollado se trata de forma determinista la demanda, mediante escalones constantes de carga y los fallos asociados a la generación –con una tasa equivalente de fallo-.

Por otro lado, esta herramienta se ha enfocado hacia un modelado más detallado del funcionamiento de la generación térmica que la hidráulica por sus objetivos medioambientales. Por esto la aleatoriedad en aportaciones hidráulicas se trata de forma determinista acudiendo a escenarios típicos hidrológicos. Por esta misma razón, la red hidráulica, es decir, las dependencias entre unos embalses y otros no se modelan.

- *Modelado de las emisiones de la generación térmica*

Uno de los resultados novedosos e interesantes de este modelo son las cantidades en toneladas y la concentración en mg/Nm³ en los gases de salida de cada grupo térmico, de las emisiones gaseosas de óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno, partículas totales en suspensión y anhídrido carbónico. Se calculan para cada unidad en función de las reacciones químicas y energéticas que se producen en la caldera, de las condiciones de combustión y de los análisis elementales del o de los combustible(s) utilizado(s). Estos últimos datos permiten que el modelo optimice los combustibles en cantidad y precio hasta alcanzar la mezcla óptima en cada grupo desde el punto de vista económico y medioambiental.

6.2.2 Conclusiones sobre la explotación

- *Sobre los consumos mínimos de carbón nacional*

En esta tesis se han analizado y cuantificado los costes actuales y futuros asociados a nuestro carbón nacional desde las ópticas económica y medioambiental.

Aparte de los sobrecostes del carbón nacional respecto al carbón de importación, el carbón español posee una calidad notablemente inferior a éste, desde el punto de vista energético y medioambiental. El consumo tan elevado de este carbón produce una gran parte de las emisiones contaminantes del sistema y además un incremento del coste de operación. Obviamente es una política energética que tiene efectos sociales positivos que compensan hasta el momento esta decisión, pero los sobrecostes –tanto directos como externos medioambientales- que se obtienen al comparar la explotación con y sin consumos mínimos obligatorios de carbón nacional, deben provocar, al menos, el replanteamiento de los criterios con los que se lleva a cabo la explotación del sistema.

En este sentido, se han efectuado análisis de la explotación del sistema eléctrico en base al sistema de explotación actual o en base al marco más previsible para el futuro con el objetivo de evaluar el coste actual de los consumos mínimos de carbón nacional, los consumos que posibilita el mercado eléctrico con retribución de las empresas a coste marginal y la posibilidad de introducir mínimos de consumo como el 15% que propone la Directiva comunitaria.

Entre las conclusiones obtenidas podemos destacar las siguientes. Los consumos mínimos de carbón nacional impuestos hasta ahora al despacho incrementan el coste variable de explotación en más de 30.000 millones de pesetas. Además son los grupos que consumen este carbón los que emiten más del 95% de las emisiones de SO₂ del sistema, pasando de 1.105 a 571 kt al liberar de estas restricciones al despacho español.

El funcionamiento del Pool de generación y el mantenimiento de las ayudas actuales al funcionamiento a la minería del carbón, permitirían el consumo del 75% del carbón nacional, equivalente al 20% de la energía primaria empleada en la producción de electricidad.

Si adicionalmente y tal y como se contempla en el Protocolo, se concede a las centrales que consumen carbón nacional una ayuda de 1 pta/kWh producido con este combustible, se estima que no se reduciría prácticamente el consumo de carbón actual. En efecto, los márgenes entre ingresos marginales y costes reales de combustible obtenidos por las centrales, con el incentivo de 1 pta/kWh, no supondrían la disminución de los suministros actuales de carbón nacional (27,7 kt) y por tanto tampoco de las emisiones de azufre y partículas.

En ese caso –Pool de energía basado en el Protocolo–, si se impusiera al sistema la posibilidad contemplada en la Directiva del mercado interior de la electricidad de emplear este combustible en una proporción de hasta el 15% de la energía primaria, se obtendría una reducción de 7 millones de toneladas sobre los suministros actuales de carbón nacional. Ello podría ser un punto de partida en la reducción progresiva del uso de este combustible en una dirección más acorde con criterios de mínimo impacto ambiental y de desarrollo del sector energético sostenible.

Por último, si se produjese la liberalización total de todas las energías primarias, incluido el carbón nacional (valorándolo al coste de producción estándar actual), con la optimización económica se consumiría un 33% del carbón nacional actual. En estas condiciones, si se impusiera al sistema la restricción de emplear este combustible en una proporción de hasta el 15% de la energía primaria, se dejarían de consumir unos 9 millones de toneladas. Esta posibilidad podría ser satisfactoria en un principio tanto desde el punto de vista medioambiental como desde la búsqueda de una mayor eficiencia económica en la operación del sistema eléctrico y de las cuencas mineras nacionales.

- *Costes externos*

La internalización de los costes externos de la energía es un tema abierto a debate a nivel nacional, comunitario y mundial. Los resultados de este análisis permiten afirmar, en primer lugar, que el conjunto formado por la metodología ExternE y el modelo de explotación del sistema eléctrico español, constituyen una herramienta muy apropiada para análisis económico-medioambientales como la evaluación de estrategias de despacho, de restricciones, de instrumentos regulatorios, de cuantificación de costes variables, costes externos, emisiones contaminantes, etc. En particular, resulta fundamental para efectuar estudios de planificación y operación del sistema eléctrico bajo criterios como la minimización de los costes de producción teniendo en cuenta el coste de los impactos ambientales de la generación o directamente de los costes medioambientales.

La aplicación de esta herramienta y de la metodología de cálculo de externalidades de la generación eléctrica, arroja unos costes medioambientales para el sistema español ciertamente elevados. Los resultados permiten afirmar que la actual estrategia de mantener unos mínimos de consumo de carbón nacional tiene unos costes sociales, y también unos impactos ambientales, muy elevados con las tecnologías de producción térmica existentes en el país. Los resultados obtenidos hacen pensar sobre la utilización de los lignitos como combustible.

Cualquier estrategia para disminuir el coste ambiental de la producción de energía eléctrica ha de pasar necesariamente por disminuir su consumo o por el contrario modificar adecuadamente las unidades generadoras. Es de destacar que una utilización mayor de carbón importado en detrimento del uso de carbón nacional, disminuye el impacto ambiental y por lo tanto el coste social de la generación eléctrica, pero este coste sigue siendo elevado al no existir sistemas de depuración adecuados en la mayor parte de las centrales existentes.

La aplicación sistemática de esta herramienta para analizar la introducción de las diferentes tecnologías de depuración de gases o equipos anticontaminantes en general, puede ayudar a optimizar las decisiones de inversión en estos equipos.

6.3 Posibles desarrollos futuros

- *Impactos ambientales de la generación.*

Una de las extensiones al modelo es la introducción de todos los impactos derivados de la generación de energía eléctrica en general, no solamente los derivados de las emisiones gaseosas de la tecnología térmica fósil (utilización y consumos de aguas: vertidos químicos y térmicos; ruido, impacto visual, generación de residuos sólidos, residuos radiactivos, rotura de presas, etc.).

Así mismo, se puede profundizar más en los costes externos de la generación nuclear e hidroeléctrica. Es uno de los posibles desarrollos futuros que podría ser interesante realizar dado el porcentaje elevado de estos dos tipos de energías en el sistema eléctrico español. Finalmente hay que indicar que no se ha considerado el posible efecto invernadero procedente de la combustión de sustancias carbonóideas y de las subsiguientes emisiones de anhídrido carbónico. Este tema está siendo debatido y no parece oportuno introducirlo en el momento presente. Pero indudablemente habrá que considerarlo seriamente en los próximos años.

- *Análisis sobre regulación ambiental de sistemas eléctricos en entornos de competencia o en transición a ella.*

En esta tesis se han analizado diversos casos de operación del sistema eléctrico peninsular español que mantiene un despacho y una planificación centralizados

hasta 1998, año en el que comienza la transición hacia un sistema más competitivo y liberalizado, sobre todo en la actividad de generación. Bajo estas condiciones será necesario un estudio medioambiental sobre los efectos de esta reestructuración como por ejemplo la evolución de las emisiones según diferentes escenarios de demanda, de precios del carbón y del gas, la entrada de nuevos agentes, etc. Efectivamente, en un sistema de crecimiento de demanda moderado como es el español, el énfasis de estos análisis debe estar en la explotación antes que en la planificación, pues es la operación del equipo existente la causante de más del 90% de la contaminación del sector. Así, las líneas de actuación en este sistema pueden ser diversas, entre ellas destacarían:

- Desarrollo de una Planificación Integrada indicativa considerando las externalidades medioambientales, tanto positivas como negativas.

Las direcciones de otros sectores a nivel mundial en cuanto a regulación y protección ambiental, parece que tienen su punto de mira en la Planificación Integrada de Recursos (PIR) –aunque con carácter indicativo– tanto de recursos de oferta como de demanda. Este tipo de planificación deberá tener en cuenta las *tecnologías renovables* dentro de los recursos de oferta y los programas de *Gestión de la Demanda* en el otro lado. La realización de la planificación deberá estar apoyada en un módulo de operación que puede tener su base en la herramienta desarrollada en esta tesis.

- Internalización económica progresiva de los efectos en el medio ambiente del sistema eléctrico.

La cuantificación y la valoración de las externalidades medioambientales es una línea que debe mantenerse ineludiblemente, mejorándose continuamente las metodologías de obtención de valores cada vez más precisos y consensados. En paralelo, otras líneas de investigación deben tratar de la internalización de los costes externos en los precios de la energía mediante diferentes mecanismos de mercado.

- *Módulo de planificación.*

Las decisiones de planificación de recursos de un sistema eléctrico de largo y muy largo plazo, siempre deben evaluar además de los costes de inversión, los costes y, los posibles ingresos, de operación teniendo en cuenta el equipo existente. Esta herramienta admite un módulo de planificación que unido a este de explotación, formaría un sistema de apoyo en los dos tipos de tareas. Por ejemplo, podría tratarse de un modelo de programación dinámica que evaluara diferentes tecnologías de generación para un número de años determinado, evaluando en cada año los costes y los ingresos de la generación utilizando este modelo de explotación para ello.

Teniendo en cuenta la reestructuración hacia un sector eléctrico más competitivo y liberalizado en todos sus ámbitos como se ha visto en el punto anterior, esta herramienta podría constituir el núcleo central de un modelo de Planificación Integrada de Recursos que se realizaría desde el regulador, por ejemplo, para la evaluación de recursos en un proceso de licitación competitiva. Un trabajo que se realizó en colaboración con otros dos autores durante el periodo doctoral y que puede servir de prototipo de este modelo puede encontrarse en [Meseguer, C., Muñoz Moro, L., Pérez Arriaga, J.I., 1995].

- *Tratamiento de la incertidumbre.*

Una de las extensiones naturales de este modelo es la adición de aleatoriedad en las variables de demanda, de aportaciones hidráulicas y de indisponibilidad forzada de los grupos. El tratamiento probabilista de la aleatoriedad de la carga y del fallo de la generación es fácilmente implantable a través de la metodología de escenarios, combinando técnicas de optimización y simulación [EPRI EL-6484, 1989]. Se trata de la inclusión de múltiples escenarios que sopesados por su probabilidad permiten la obtención de un óptimo de costes esperados.

La incertidumbre en la hidrología o en decisiones estratégicas –volumenes de cuotas de combustible, por ejemplo-, pueden tratarse vía sensibilidades o usos consecutivos del modelo. Las aportaciones hidráulicas pueden ser tratadas estocásticamente mediante aplicación de técnicas de simulación cronológica y de la distribución de error a los índices hidrológicos de los años analizados para obtener las aportaciones. Esta simulación daría lugar a un módulo semanal que se podría introducir en el modelo realizando un despacho o *unit commitment* semanal por debajo de cada mes.

6.4 Referencias

- Meseguer Velasco, C., Muñoz Moro, L., Pérez Arriaga, J.I., “Incentivos para Acciones de Gestión de Demanda en la regulación eléctrica: Aplicación al caso español”, *4as Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica*, Oporto, Julio 1995.
- Stanford University, “Decomposition Techniques for Multi-Area Generation and Transmission Planning Under Uncertainty”, *Electric Research Institute, EPRI EL-6484*, August, 1989.

Anexo A: Guía del usuario

A.1 Modo de uso

Para utilizar el modelo se ejecuta el comando `green` (`green.bat` en un ordenador personal) seguido de un parámetro que es la terminación de los ficheros que definen el caso de entrada y los de resultados desde la línea de mandatos del ordenador correspondiente de la siguiente forma:

```
green xxx
```

siendo `xxx` la terminación de los ficheros de entrada (`i_*.xxx`) y salida (`o_*.xxx`) correspondientes al sistema que se desea ejecutar.

Para su ejecución necesitan estar presentes en el directorio los ficheros de entrada. Tanto la macro `green` como los diferentes módulos del modelo (módulos fuente) pueden o no estar en dicho directorio. Para una mejor organización, suelen situarse en otro directorio habilitando lógicamente los caminos de dónde deben obtener los datos y escribir los resultados (`path`).

La macro `green` crea en el momento de la ejecución algunos ficheros con la terminación `bat` y `opt` que se borran al acabar la ejecución. Son los ficheros de especificación de las opciones de control del optimizador u optimizadores utilizados. En ellos se define el método de resolución y los parámetros o estrategias de control que el usuario desee. Si la ejecución se interrumpiera antes de finalizar podrían quedar algunos de estos ficheros que pueden ser borrados manualmente o serán sobrescritos en la ejecución siguiente.

A.2 Ficheros de entrada

La información de entrada se introduce en los ficheros escritos en GAMS. Esta organización en diferentes ficheros se ha hecho para facilitar el uso del modelo. Para modelados más sencillos se puede manejar un único fichero donde se escriben tanto la codificación del problema como los datos de entrada.

El contenido de los ficheros de entrada -excepto los tres primeros- tienen formato de tabla con encabezado y los datos por columnas que son fácilmente manipulables mediante hoja de cálculo. Si se desean introducir nuevos datos se puede aumentar el número de filas y de columnas sin restricción alguna. Pero conviene tener en cuenta las siguientes reglas:

- GAMS no distingue mayúsculas de minúsculas así que se pueden usar indistintamente.
- Las líneas que comienzan con un asterisco se consideran líneas de comentario.
- La longitud máxima de las líneas en cualquier fichero es de 255 caracteres.
- Si tenemos una matriz de datos mayor de dicha longitud, el símbolo ”+” permite que GAMS interprete como continuación de las filas el siguiente trozo de una misma tabla. Esto además permite hacer tablas concatenadas por trozos de tamaños más razonables.
- La primera línea de estos ficheros debe tener la definición de la tabla según la sintaxis de GAMS:
- La segunda línea no de comentario debe contener los nombres de los parámetros o cabeceras de las columnas declarados anteriormente en el fichero **green.gms**.
- Estas cabeceras determinan el contenido de las columnas para los elementos generalmente dispuestos en la primera columna de la tabla. La posición de los datos en cada columna debe coincidir al menos en una posición con la posición de la cabecera y no debe coincidir en ninguna con otra de las cabeceras.
- Todo valor no declarado de un atributo se entiende como nulo. Esto permite ahorrar espacio en la introducción de datos.
- El punto y coma define el final de la tabla.

Los ficheros de entrada del modelo son.

- **i_opcion.xxx, i_opcio1.xxx, ..., i_opcio4.xxx**

Ficheros de especificación de las opciones de uso del modelo. La primera ejecución viene dada por el primer fichero, la segunda por el *i_opcion1.xxx* y así sucesivamente. Para poder ejecutar varios casos seguidamente sin interrupción.

- **i_param.xxx**

Fichero de especificación de los parámetros globales y para la realización de sensibilidades.

- **i_sets.xxx**

Es un fichero que contiene todos los nombres de grupos, centrales, nudos y en general de todos los conjuntos de elementos que utiliza el modelo. También contiene las relaciones entre ellos como la localización de grupos en centrales y nudos, las líneas entre nudos, etc.

- **i_dtgr.xxx**

Es el fichero que contiene toda la información referente a la generación tanto térmica como hidráulica y de bombeo: potencia máxima en BA, potencia mínima o mínimo técnico, coeficiente de consumos propios,

consumo con términos independiente, lineal y cuadrático, costes de combustibles, costes de fungibles, coste de arranque, número de periodos en mantenimiento y periodos donde el mantenimiento está fijado, coeficiente de indisponibilidad forzada equivalente, compras de combustible garantizado y aportaciones hidráulicas por periodo, niveles inicial y final, mínimo y máximo de stock, niveles inicial y final, mínimo y máximo de reserva para los grupos hidráulicos, rendimiento de los grupos de bombeo, límite del embalse superior, etc.

- **i_dtma.xxx**

Es el fichero que contiene todos los datos relativos a emisiones de los grupos térmicos: tasas de emisiones de SO₂, de NO_x, de partículas y de CO₂, límites máximos de emisiones y de concentraciones de estas sustancias en los gases de salida de la chimenea, etc. También cuenta con los parámetros de descripción de las condiciones de combustión en la caldera y de las composiciones elementales de los combustibles primario, secundario y terciario.

- **i_dtdn.xxx**

Este fichero contiene la información sobre el reparto de la demanda en el nudo entre las empresa eléctricas del sistema.

- **i_dtma.xxx**

Este fichero contiene las características de los grupos térmicos sobre emisiones de sustancias contaminantes: tasa específica de emisiones de cada sustancia contaminante, límites máximos de emisiones mensuales y anuales, máximas concentraciones de ciertas sustancias por volumen de gases de salida de las chimeneas, análisis elemental de los combustibles que pueden utilizar cada grupo térmico, etc. También contiene información sobre las condiciones de la combustión en la caldera de cada grupo térmico: oxígeno en diversos puntos del grupo, humedad, exceso de aire y fugas a lo largo del recorrido de los gases, etc.

- **i_dtle.xxx**

Este fichero contiene toda la información relativa a la red de transporte.

- **i_dtdm.xxx**

Este fichero contiene toda la información relativa a la demanda por niveles de carga de cada subperiodo y periodos y también la potencia interrumpible por nivel de carga.

- **i_dur.xxx**

Este fichero contiene las duraciones de los niveles de carga de cada subperiodo y periodo.

A continuación se describen cada uno de los ficheros mencionados con todo detalle. Los ficheros aparecen en el Anexo II de esta tesis.

A.2.1 Fichero i_opcion.xxx

En este fichero se deciden las principales opciones de control de la ejecución del modelo.

- **hl**

Tipo de modelo de explotación que se desea ejecutar con respecto al tratamiento de los grupos hidráulicos y de la red de transporte.

- ◆ **Nudo único con generación hidráulica agregada (hl = 0).**

Los grupos hidráulicos se agregan en dos tipos: fluyente y regulable. Sus nombres se deben añadir a la lista de nombres de grupos dados en el set gr dentro del fichero i_sets.xzxx. Estos nombres han de ser obligatoriamente FLUYEHD y REGULHD. Se definen como grupos hidráulicos fluyentes aquéllos cuyas aportaciones determinan la energía que producen sin capacidad de regulación; también son aquéllos cuya reserva inicial, final, mínima y máxima es igual a 0 en el modelo. Como regulables llamamos a los que tienen reserva máxima distinta de 0. Por errores en los datos, puede existir algún grupo que no encaje en ninguna de las dos categorías. Éstos se detectan y se muestran en el fichero o_error.xxx. Los datos de los grupos fluyente y regulable se determinan a partir de la ponderación de los grupos asignados a cada categoría. Sus potencias y energías se calculan como simples sumas de las potencias y energías de sus respectivos grupos hidráulicos. Los datos de rendimiento y de consumo de servicios auxiliares se calculan como media ponderada por la potencia.

- ◆ **Nudo único con la generación hidráulica desagregada en los grupos hidráulicos definidos como datos en el fichero i_dtgr.xxx (hl=1).**

- ◆ **Generación/red sin considerar pérdidas (hl=2).**

- ◆ **Generación/red considerando una aproximación no lineal de las pérdidas (hl=3).**

En el caso de pedir modelado generación/red con pérdidas (no lineal) el modelo automáticamente ejecuta antes el mismo

modelo sin pérdidas (lineal) para obtener una solución muy próxima de la que partir.

◆ **Generación/red considerando una aproximación poligonal de las pérdidas (hl=4).**

Esta aproximación da lugar a un problema lineal de muy gran tamaño y que requerirá mucha memoria para su resolución.

• **zoom**

Tipo de modelo de explotación que se desea ejecutar con respecto a la división temporal del alcance en periodos:

- ◆ Duraciones crecientes con más detalle en los periodos iniciales (zoom) (1). Esta opción puede utilizarse para representar con detalle diario la primera semana y ampliara a continuación la duración de los periodos. Esta representación es útil para tomar decisiones de programación semanal.
- ◆ Duraciones de los periodos similares (habitualmente meses o semanas) (0).

• **cesp**

Utilización de cada grupo

- ◆ de la recta de consumo estándar (términos lineal a e independiente b) (0),
- ◆ de la recta lineal (términos lineal a1 e independiente b1) (1) o
- ◆ de la curva cuadrática (términos cuadrático a2, lineal b2 e independiente c2) (2).
- ◆ de la poligonal (pendientes y tamaños de los tramos calculados por el modelo para tener un error relativo inferior a la tolerancia tolcsn definida en el fichero i_param.xxx). El número máximo de tramos que se pueden utilizar se ha fijado a 3.

En el caso de solicitar curva de consumo cuadrática (no lineal) el modelo ejecuta antes la opción de consumo poligonal para obtener una solución próxima de la que partir.

• **optmtto**

Programa de mantenimiento completo proporcionado en datos en el fichero i_dtgr.xxx (0), optimización del mantenimiento en variables discretas considerando las indicaciones dadas en el fichero i_dtgr.xxx (1) o sin tenerlas en cuenta (2).

- ◆ $optmtto = 0$
Los datos de asignación del mantenimiento se especifican totalmente en el fichero de entrada *i_dtgr.xxx* bajo las columnas *m1* a *m52* y no se añade ningún mantenimiento adicional. Se ignora el valor de la columna *mt* (haciéndolo cero en caso de ser nulo).
- ◆ $optmtto = 1$
Los datos de asignación del mantenimiento se especifican parcialmente en el fichero de entrada *i_dtgr.xxx* bajo las columnas *m1* a *m52* pero se añade algún mantenimiento adicional poniendo la columna *mt* diferente de cero. La localización de este mantenimiento se hace mediante variables discretas 0/1, contiguas a los periodos de mantenimiento especificados en las columnas *m1* a *m52*.
- ◆ $optmtto = 2$
Los datos de asignación del mantenimiento se determinan mediante variables discretas 0/1 ignorando la asignación realizada en las columnas *m1* a *m52* excepto a efectos de contabilizar el número total de periodos en mantenimiento que se calculan como la suma de los especificados bajo *m1* a *m52* más los añadidos en *mt*.

El programa de mantenimiento discreto se determina para la opción lineal de consumos y con hidráulica agregada, porque se dispone de optimizadores lineales mixtos, y este mantenimiento queda fijado para cualquier otra opción (consumos no lineales, modelo generación/red con o sin pérdidas).

- **optacpl**
Optimización del acoplamiento de los grupos térmicos en cada subperiodo de cada periodo en variables continuas entre 0 y 1 (0) o en variables discretas 0/1 (1).
- **pbm, sbm, nbm = YES/NO**
Se definen los periodos, subperiodos y niveles donde pueden bombear los grupos de bombeo mixto. Por omisión, estos sets (*pbm*, *sbm* y *nbm*) toman valor NO. Por consiguiente, se necesita una definición positiva (YES) para que se pueda bombear en los intervalos de tiempo deseados. Por ejemplo, con esta definición

$pbm(p) = YES ;$
 $sbm(s) = YES ;$
 $nbm('n3') = YES ;$

se permite la realización de bombeo mixto en cualquier periodo y subperiodo pero sólo en el nivel de valle.

Todos los grupos hidráulicos (es decir, los catalogados de tipo 8 ó de tipo 9, ambos) pueden efectuar bombeo estacional, pero sólo lo harán si su potencia de bombeo es superior a 0 y existe algún subperiodo del algún periodo donde puedan hacerlo.

Valor omisión: NO

- **sb, nb, st, nt = YES/NO**

Se definen los subperiodos y niveles donde pueden bombear los grupos de bombeo puro. Por omisión, estos sets (sb, nb, st y nt) toman valor NO. Por consiguiente, se necesita una definición positiva (YES) para que se pueda bombear en los intervalos de tiempo deseados. Por ejemplo, con esta definición

sb(s)=YES;
 nb(·n2)=YES;
 nb(·n3)=YES;
 st(·s1)=YES;
 nt(·n1)=YES;

se permite la utilización de bombeo puro para bombear en el llano y valle de cualquier subperiodo y para turbinar sólo en la punta del subperiodo laborable.

Valor omisión: NO

- **incdem**

Incremento de demanda sobre la ejecución anterior expresada en %. Permite realizar modificaciones incrementales de la demanda entre ejecuciones sucesivas.

Valor omisión: 0

- **ece**

Cálculo de las emisiones a partir del análisis elemental del combustible y de las condiciones de la caldera (ece=1). Cuando es 1, **eee** debe ser 0 y viceversa.

Valor omisión: 0/1

- **eee**

Cálculo de las emisiones a partir de la tasa de emisión específica (g/kWh).

Valor omisión: 0/1

- **mcvar**

Estrategia de optimización de mínimo coste variable de explotación.

Valor omisión: 0/1

- **meSO2**
Estrategia de optimización de mínimas emisiones de SO₂.
Valor omisión: 0/1
- **meNOX**
Estrategia de optimización de mínimas emisiones de NO_x.
Valor omisión: 0/1
- **mePAR**
Estrategia de optimización de mínimas emisiones de partículas.
Valor omisión: 0/1
- **meCO2**
Estrategia de optimización de mínimas emisiones de CO₂.
Valor omisión: 0/1
- **meTOT**
Estrategia de optimización de mínimas emisiones totales.
Valor omisión: 0/1
- **mcoem**
Estrategia de optimización de minimización ponderada del coste variable de explotación y de las emisiones totales.
Valor omisión: 0/1
- **mcsoc1**
Estrategia de optimización de mínimo coste social: coste variable de explotación más costes externos medioambientales. *Externalidades* calculadas en valor monetario por kWh.
Valor omisión: 0/1
- **mcsoc2**
Estrategia de optimización de mínimo coste social: coste variable de explotación más costes externos medioambientales. *Externalidades* calculadas en valor monetario por tonelada de contaminante emitida.
Valor omisión: 0/1
- **incdem**
Incremento de demanda sobre la ejecución anterior expresada en %. Permite realizar modificaciones incrementales de la demanda entre ejecuciones sucesivas.
Valor omisión: 0

- **niveles**
Escritura de resultados de la remuneración de los grupos (1) o supresión de ésta (0). Esta opción permite anular la escritura de información si ésta no se va a utilizar.
Valor omisión: 0

A.2.2 Fichero i_param.xxx

Los datos globales que se definen en este fichero son los siguientes:

- **mr**
Margen de reserva en potencia
Unidades: p.u.
Valor omisión: 0
- **rt**
Reserva rodante térmica en potencia.
Unidades: p.u.
Valor omisión: 0
- **cens**
Coste variable de la energía no suministrada.
Unidades: pta/kWh
Valor omisión: 300
- **pinn**
Penalización variable por energía interrumpida.
Unidades: pta/kWh
Valor omisión: 100
- **pnpt**
Penalización por defecto de potencia en la restricción de margen de reserva.
Unidades: pta/kW
Valor omisión: 1e6
- **tasa**
Tasa de financiación anual real. Se utiliza para el cálculo de los costes de stock de combustible garantizado de la siguiente manera. El coste del stock de una central es igual al coste medio por unidad calorífica de los grupos por la tasa y dividido por la duración del año.
Unidades: %

Valor omisión: 0

- **interc(ps, ps)**

Potencia neta de exportación del primer al segundo país. Por ejemplo, las siguientes instrucciones

$\text{interc}(\cdot\text{esp}\cdot, \cdot\text{fran}\cdot) = 0$;

$\text{interc}(\cdot\text{esp}\cdot, \cdot\text{port}\cdot) = 0$;

Unidades: MW

- **tolcsm**

Máximo error relativo para cualquier tramo en la linealización por tramos de las curvas de consumo cuadráticas.

Unidades: p.u.

Valor omisión: 0

- **epmu**

Máximo error absoluto para cualquier tramo en la linealización por tramos de las expresiones no lineales de las pérdidas.

Unidades: MW

Valor omisión: 0

- **durm**

Duración de los intervalos de tiempo a que corresponde el mantenimiento programado. El modelo se encarga de hacer la conversión de los datos correspondientes a estos intervalos a la duración de los periodos definida en el **fichero i_dur.xxx**. Estas duraciones son irrelevantes si la opción **zoom=0**. Los mantenimientos de dos intervalos consecutivos sólo se unen dentro de un mismo periodo si ambos son del mismo sentido (ambos prohibidos o ambos obligados). Por ejemplo, las siguientes duraciones

$\text{durm}(\cdot\text{m1}\cdot) = 168$;

$\text{durm}(\cdot\text{m2}\cdot) = 168$;

⋮

$\text{durm}(\cdot\text{m52}\cdot) = 168$;

o bien, definiendo todos los intervalos por igual

$\text{durs}(\text{mn}) = 168$;

Unidades: h

- **grpmnt**

Número máximo de grupos por central térmica de cualquier tipo en mantenimiento simultáneo.

Valor omisión:

- **potmnt**

Coeficiente máximo de la potencia térmica instalada en mantenimiento simultáneo en cualquier periodo.

Unidades: p.u.

Valor omisión: 1

- **beta**

Máximo aumento en unitarias permitido sobre los costes variables de explotación (función objetivo de la primera etapa) al minimizar la función objetivo de la segunda etapa (igualación de márgenes de reserva de los periodos).

Unidades: p.u.

Valor omisión: 0

- **durs**

Duración de los intervalos de tiempo a que corresponden los datos de las aportaciones hidráulicas y de las compras garantizadas. El modelo se encarga de hacer la conversión de los datos correspondientes a estos intervalos a la duración de los periodos definida en el fichero **i_dur.xxx**. Estas duraciones son irrelevantes si la opción **zoom=0**. Por ejemplo, las siguientes duraciones

$durs(\cdot p1 \cdot) = 744$;

$durs(\cdot p2 \cdot) = 672$;

⋮

$durs(\cdot p12 \cdot) = 744$;

o bien, definiendo todos los intervalos por igual

$durs(sm) = 168$;

Unidades: h

- **s_dem**

Incremento de la demanda con respecto al último caso analizado.

Unidades: %

Valor omisión: 0

- **s_ahd**

Incremento en las aportaciones con respecto al último caso analizado.

Unidades: %

Valor omisión: 0

- **s_rhd**
Decremento en las aportaciones con respecto al último caso analizado.
Unidades: %
- **s_com**
Inclusión (0) o eliminación (1) de las cuotas de consumo garantizado de combustible.
Valor omisión: 0
- **f(nombre) = NO**
Puesta fuera de servicio del grupo *nombre* par todo el alcance del modelo.
Valor omisión: NO

A.2.3 Fichero i_sets.xxx

Este fichero contiene los siguientes sets:

- ZN: empresas propietarias o zonas de grupos y nudos (IBD, UEF, CSE, FEC, ENH, HCN, END, ECG, ERZ, EIASA, EDF, EDP)
- AR: áreas o regiones a las que pertenecen los nudos (Noroeste, Norte, Este, Centro, Sur, Francia, Portugal)
- PS: países (Esp, Fran, Port)
- PI(ps): país o países de interés para el modelo a nudo único (Esp)
- ARPS(ar, ps): asignación de áreas a países
- INPS(ps,ps): relaciones de interconexión entre países
- P: periodos
- S: subperiodos
- N: niveles de carga
- TP: tipos de combustible térmico
 1. carbón de importación
 2. fuel-oil
 3. gas natural
 4. hulla y antracita
 5. lignito negro
 6. lignito pardo
 7. nuclear
 8. hidráulica convencional
 9. bombeo mixto
 10. bombeo puro

- 11.autogeneradores
- 12.intercambios internacionales
- 31.carbón importación
- 37.nuclear

Además, cuando el tipo de un combustible secundario o terciario coincide con el del principal internamente el modelo le asigna al secundario un código de 20+tipo de combustible principal y al terciario un código de combustible principal. Por esta razón, si se van a utilizar estos combustibles adicionales se debe definir el set tp desde 1 hasta 37.

- ND: nudos en el sistema
- GR: generadores térmicos, hidráulicos y de bombeo en el sistema
- CN: centrales térmicas, hidráulicas y de bombeo en el sistema
- GN(gr, nd, cn): localización de cada generador en un nudo y pertenencia a una central
- NU(nd, ar zn, tn): localización de los nudos en área y zona y nivel de tensión

A.2.4 Fichero i_dtgr.xxx

- **gr**
Nombre del grupo térmico, hidráulico o de bombeo. Longitud máxima de 10 caracteres sin blancos en medio.
- **f1**
Etiqueta que define el uso del grupo para el caso de estudio:
 - 0 grupo que no se considera en el caso,
 - 1 grupo que se incluye en el caso como generador y
 - 2 grupo que se considera en el caso como demanda negativa de valor igual a **pmx** para todo el alcance del modelo localizada en el nudo al que se conecta. Este último valor, 2, se utiliza para representar autogeneradores o intercambios internacionales.
- **pmx**
Potencia máxima del grupo térmico, hidráulico o de bombeo (éste al turbinar) en BA.
Unidades: MW
- **pmn**
Potencia mínima del grupo térmico o de bombeo (éste al turbinar) en BA.
Por convención, la potencia mínima de los grupos nucleares ha de ser cero.

Para los grupos hidráulicos y de bombeo mixto se ignora este valor. Se utiliza 0 en el caso de los grupos con capacidad de regulación y el valor mínimo entre las aportaciones (divididas por el número de horas) y su potencia máxima para los fluyentes.

Unidades: MW

- **kc**

Coefficiente de consumos propios de cada grupo (definido como valor cercano a 1). *Si este coeficiente es 0 esto se interpreta como error y se convierte a 1.*

Unidades: p.u.

- **e1 e12**

Participación de cada empresas en la propiedad del grupo.

Unidades: %

- **tc1, tc2, tc3**

Tipos de combustible principal, secundario y terciario del grupo con el siguiente convenio:

- carbón de importación
- fuel-oil
- gas natural
- hulla y antracita
- lignito negro
- lignito pardo
- nuclear
- hidráulica convencional
- bombeo mixto

Los grupos de bombeo mixto se agrupan con los grupos hidráulicos convencionales.

- bombeo puro
- autogeneradores
- intercambios internacionales

La utilización de combustibles adicionales al principal se hará por razones de precios más baratos o por razones medioambientales. El combustible principal corresponde al utilizado mayoritariamente por el grupo y, en el caso de centrales con compras garantizadas, al combustible de dichas compras. Las tablas de resultados se presentan organizadas en función de este combustible principal.

- **cost1, cost2, cost3**

Coste del combustible por unidad calorífica para el combustible principal, secundario y terciario. La unidad calorífica se puede fijar en PCS o PCI

para establecer una coherencia con los parámetros de las curva de consumo.

Unidades: pta/Mcal

- **mx1, mx2, mx3**

Porcentaje máximo de producción con el combustible principal, secundario y terciario con respecto a la potencia nominal.

Unidades: %

Valor omisión: 100

- **mnc1, mnc2, mnc3**

Porcentaje mínimo de producción con el combustible principal, secundario y terciario con respecto a la potencia nominal.

Unidades: %

- **a, as**

Término lineal estándar del consumo con la aproximación lineal para el combustible principal y secundario en el caso de grupos bicomcombustibles.

Este término se hace nulo si se introduce un valor negativo.

Unidades: Mcal/MWh

- **b, bs**

Término independiente estándar del consumo con la aproximación lineal para el combustible principal y secundario en el caso de grupos bicomcombustibles.

Este término se hace nulo si se introduce un valor negativo.

Unidades: Mcal/h

- **a1, a1s**

Término lineal del consumo con la aproximación lineal para el combustible principal y secundario en el caso de grupos bicomcombustibles.

Este término se hace nulo si se hace nulo si se introduce un valor negativo.

Unidades: Mcal/MWh

- **b1, b1s**

Término independiente del consumo con la aproximación lineal para el combustible principal y secundario en el caso de grupos bicomcombustibles.

Este término se hace nulo si se hace nulo si se introduce un valor negativo.

Unidades: Mcal/h

- **a2, a2s**

Término cuadrático del consumo con la aproximación cuadrática para el combustible principal y secundario en el caso de grupos bicomcombustibles.

Este término se hace nulo si se hace nulo si se introduce un valor negativo.

Unidades: Mcal/MW²h

- **b2,b2s**

Término lineal del consumo con la aproximación cuadrática para el combustible principal y secundario en el caso de grupos bicomcombustibles.

Este término se hace nulo si se introduce un valor negativo.

Debe ser positivo para que no haya problemas de convexidad en el problema de optimización.

Unidades: Mcal/MWh

- **c2, c2s**

Término independiente del consumo con la aproximación cuadrática para el combustible principal y secundario en el caso de grupos bicomcombustibles.

Este término se hace nulo si se hace nulo si se introduce un valor negativo.

Unidades: Mcal/h

- **bic**

Etiqueta que define el grupo como bicomcombustible:

-0 grupo que no es bicomcombustible (puede ser mono o multicombustible),

-1 grupo es bicomcombustible

- **fun**

Coste variable de fungibles.

Unidades: pta/kWh

- **kv**

Coste estándar unitario variable de operación y mantenimiento en BC. Para los grupos hidráulicos y de bombeo se especifican en el fichero **i_param.xxx**.

Unidades: pta/kWh

- **oma**

Coefficiente de ponderación de la potencia disponible acoplada para el cálculo del coste variable de operación y mantenimiento para los grupos térmicos.

Unidades: p.u.

- **omb**

Coefficiente de ponderación de la producción en BC para el cálculo del coste variable de operación y mantenimiento para los grupos térmicos.

Unidades: p.u.

- **flex**

Coefficiente de flexibilidad para el cálculo del coste variable de operación y mantenimiento para los grupos térmicos.

Unidades: p.u.

- **carr**

Coste de arranque para el grupo térmico. Este coste de arranque se multiplica internamente en el modelo por la relación entre la duración del periodo y la de la semana.

Unidades: Mpta

- **q**

Coefficiente de indisponibilidad forzada equivalente del grupo térmico (EFOR, equivalent forced outage rate).

Unidades: p.u.

- **rstmx**

Stock máximo de combustible para la central térmica (como suma de los stocks máximos de cada grupo) o nivel máximo de reservas hidráulicas para el grupo hidráulico en cualquier periodo o límite del embalse superior del grupo de bombeo puro.

Para el modelado del bombeo puro de ciclo semanal hay que tener en cuenta la duración del subperiodo, correspondiente a 8 días festivos.

Unidades: Tcal o GWh

- **rstmn**

Stock mínimo de combustible para la central térmica (como suma de los stocks mínimos de cada grupo) o nivel mínimo de reservas hidráulicas para el grupo hidráulico en cualquier periodo.

En la actualidad el stock mínimo de las centrales térmicas debe ser el denominado almacenamiento estratégico, es decir, 720 h de funcionamiento.

Unidades: Tcal o GWh

- **rstoi**

Stock de combustible garantizado para la central térmica (como suma de los stocks iniciales de cada grupo) o nivel de reservas hidráulicas para el grupo hidráulico al comienzo del periodo inicial. Evidente el stock (reserva) inicial ha de estar comprendido entre el mínimo y el máximo.

Unidades: Tcal o GWh

- **rstof**

Stock de combustible garantizado para la central térmica (como suma de los stocks finales de cada grupo) o nivel de reservas hidráulicas para el grupo hidráulico al final del periodo final. Evidente el stock (reserva) final ha de estar comprendido entre el mínimo y el máximo.

Unidades: Tcal o GWh

- **p1 a p52**
Compra garantizada de combustible para la central térmica (como suma de las compras garantizadas de cada grupo) o energía de aportaciones hidráulicas para el grupo hidráulico en el intervalo **pxx**. El modelo hace la conversión a la duración de los intervalos a la duración de los periodos establecidos.
Unidades: Tcal o GWh

- **pmxc**
Potencia máxima del grupo de bombeo en BA funcionando como bomba.
Unidades: MW

- **pmnc**
Potencia mínima del grupo de bombeo en BA funcionando como bomba.
Unidades: MW

- **ren**
Rendimiento de grupo de bombeo puro o mixto.
Unidades: p.u.

- **mt**
Número de periodos en mantenimiento programado para el grupo térmico adicionales a los especificados en los siguientes datos (**m1 a m52**).

- **m1a m52**
Asignación de mantenimiento programado al grupo térmico en el periodo **mxx**:
 - -1 si se trata de un periodo prohibido para el mantenimiento del grupo,
 - 0 si está disponible y
 - 1 si está indisponible por mantenimiento.

Para aquellos periodos donde el grupo se define en mantenimiento se fija el grupo como indisponible para el problema de optimización y en el resto se fija como disponible si el número de periodos adicionales de mantenimiento, **mt**, es nulo.

A.2.5 Fichero **i_dtma.xxx**

Este fichero contiene la información relativa a las características sobre emisiones y condiciones de combustión de las calderas de cada grupo térmico.

- **fps**

Fecha de puesta en servicio de los grupos térmicos de tecnología fósil. Se utiliza para aplicar diferentes restricciones de emisiones si son grupos denominados *nuevos* o *existentes* según el R.D. 646/1991.

Unidades: Por ejemplo, si entró en servicio en 1985, se debe poner 85.

- **tsSO₂**
Tasa específica de emisiones de SO₂ de los grupos térmicos de tecnología fósil.
Unidades: g/kWh.
- **tsNO_x**
Tasa específica de emisiones de NO_x de los grupos térmicos de tecnología fósil.
Unidades: g/kWh.
- **tsPAR**
Tasa específica de emisiones de partículas totales en suspensión de los grupos térmicos de tecnología fósil.
Unidades: g/kWh.
- **tsCO₂**
Tasa específica de emisiones de CO₂ de los grupos térmicos de tecnología fósil.
Unidades: g/kWh.
- **maxSO₂**
Máxima concentración media de SO₂ en los gases de salida de la chimenea de los grupos térmicos de tecnología fósil.
Unidades: mg/Nm³.
- **maxNO_x**
Máxima concentración media de NO_x en los gases de salida de la chimenea de los grupos térmicos de tecnología fósil.
Unidades: mg/Nm³.
- **maxPAR**
Máxima concentración media de partículas totales en suspensión en los gases de salida de la chimenea de los grupos térmicos de tecnología fósil.
Unidades: mg/Nm³.
- **maxCO₂**
Máxima concentración media de CO₂ en los gases de salida de la chimenea de los grupos térmicos de tecnología fósil.
Unidades: mg/Nm³.

- **exter**
Valor monetario de la externalidad medioambiental asociada a la producción de energía de cada grupo del sistema. Se utilizan valores obtenidos mediante un software desarrollado en el marco de un programa europeo por eso las unidades son ECU.
Unidades: mECU/kWh o pta/kWh.
- **D1SO₂, D2SO₂, D3SO₂**
Valor monetario de la externalidad medioambiental asociada a la emisión de una tonelada de SO₂ para cada grupo del sistema. Son tres valores diferentes en orden creciente de los daños estimados (bajo, medio y alto).
Unidades: ECU/t de SO₂ ó pta/t de SO₂.
- **D1NO_x, D2NO_x, D3NO_x**
Valor monetario de la externalidad medioambiental asociada a la emisión de una tonelada de NO_x para cada grupo del sistema. Son tres valores diferentes en orden creciente de los daños estimados (bajo, medio y alto).
Unidades: ECU/t de NO_x ó pta/t de NO_x.
- **D1TSP, D2TSP, D3TSP**
Valor monetario de la externalidad medioambiental asociada a la emisión de una tonelada de partículas en suspensión para cada grupo del sistema. Son tres valores diferentes en orden creciente de los daños estimados (bajo, medio y alto).
Unidades: ECU/t de TSP ó pta/t de TSP.
- **cinq**
Carbono inquemado. Es la cantidad de carbono que no se ha quemado respecto del carbono existente en el combustible.
Unidades: %.
- **cv**
Cenizas volantes. Son aquéllas que no se depositan en el fondo y salen con los gases de salida.
Unidades: %.
- **hab**
Humedad absoluta del aire.
Unidades: moles de agua/moles de aire.
- **oxscl**
Oxígeno medio en la salida de la caldera. Es el porcentaje medio de exceso de oxígeno sobre base húmeda en la salida de la caldera.
Unidades: % sobre bruto, s/b.

- **oxsch**
Oxígeno medio en el punto de medida del contaminante. Es el porcentaje medio de exceso de oxígeno sobre base húmeda en la salida de la chimenea.
Unidades: % sobre bruto, s/b.
- **rets**
Retención media de azufre en las cenizas. Azufre que se deposita en las cenizas respecto del azufre total entrante en la caldera.
Unidades: % s/S total.
- **vps**
Vapor a sopladores. Es el caudal de vapor que se insufla en la caldera de cada grupo.
Unidades: t/h.
- **elf**
Rendimiento del electrofiltro. Es la relación entre las partículas recuperadas por este equipo antes de que salgan por la chimenea y las totales que se forman en la combustión.
Unidades: %.
- **carb1, nitr1, hidr1, oxig1, azuf1, ceni1, agua1**
Análisis elemental del combustible primario de cada grupo térmico fósil: % carbono, % nitrógeno, % hidrógeno, % oxígeno, % azufre, % cenizas, % humedad.
Unidades: %.
- **carb2, nitr2, hidr2, oxig2, azuf2, ceni2, agua2**
Análisis elemental del combustible secundario de cada grupo térmico fósil.
Unidades: %.
- **carb3, nitr3, hidr3, oxig3, azuf3, ceni3, agua3**
Análisis elemental del combustible terciario de cada grupo térmico fósil.
Unidades: %.
- **pcs1, pcs2, pcs3**
Poder calorífico superior para el combustible primario, secundario y terciario.
Unidades: kcal/kg
- **pci1, pci2, pci3**
Poder calorífico inferior para el combustible primario, secundario y terciario.
Unidades: kcal/kg

A.2.6 Fichero i_dtdn.xxx

Este fichero contiene la información relativa al reparto de la demanda entre las empresas para cada nudo.

- **e1 a e12**
Porcentaje de demanda en cada nudo asociado a cada empresa
Unidades: %

A.2.7 Fichero i_dtle.xxx

Este fichero contiene la información relativa a la red. Esta se compone de nudos unidos entre sí por líneas que pueden ser de uno o varios circuitos.

- **r**
Resistencia de cada circuito de cada línea.
Unidades: p.u.
- **x**
Reactancia de cada circuito de cada línea.
Unidades: p.u.
- **flmx**
Capacidad máxima de transporte de cada circuito de cada línea en cualquier sentido.
Unidades: MW
- **rateb a ratec**
Capacidad máxima de transporte de cada circuito de cada línea en cualquier sentido en otras estaciones del año. No se utiliza actualmente en el modelo.
Unidades: MW

A.2.8 Fichero i_dtdm.xxx

Este fichero contiene la información relativa a la demanda y a la potencia interrumpible. La información se especifica para cada nudo siendo la demanda del sistema la agregación de las demandas de los nudos.

- **dm**

Potencia demandada en el nudo en cada nivel de cada subperiodo de cada periodo.

Unidades: MW

- **in**
Potencia interrumpible en el nudo en cada nivel de cada subperiodo de cada periodo.
Unidades: MW

A.2.9 Fichero i_dur.xxx

- **dur**
Duración de cada nivel de cada subperiodo de cada periodo.
Unidades: h

A.3 Ficheros de salida

Los resultados que se han considerado mas relevantes para formar parte de los ficheros de salida se enumeran a continuación. En ciertos casos es necesaria una elaboración previa de los valores obtenidos directamente por el modelo, la cual también se incluye.

A.3.1 Fichero o_datos.lst

En este fichero se escriben unas tablas de los datos más característicos del sistema. El objetivo es que así expuestos resulten más manejables y comprobables que en los ficheros de entrada del modelo.

A.3.2 Fichero o_error.lst

En este fichero se escribirán las comprobaciones y cambios en los datos de entrada que se deban realizar antes de la ejecución del modelo, pues se trata de errores que pueden hacer infactible la resolución pero que, en principio, no afectan a la solución. Por ejemplo, los stocks inicial y final de combustible se cambian si sobrepasan las cotas máxima o mínima de los stocks, etc.).

En especial, se comprueban las participaciones de las empresas en propiedad de los grupos o de la demanda de un nudo diferentes del 100%, nudos aislados.

A.3.3 Fichero o_resum.lst

Este fichero contiene diversos cuadros resumen con la explotación del sistema eléctrico.

- Producción neta por combustible y empresa (GWh).
- Coste de combustible más fungibles por combustible y por empresa (GPta).

A.3.4 Fichero o_total.lst

Es el fichero de resultados principal y contiene un conjunto completo de tablas sobre los diferentes resultados de la explotación del sistema eléctrico.

- Producción bruta por grupo (GWh).
- Producción neta por grupo (GWh).
- Horas de acoplamiento más arranque por grupo, *haa* (horas).
- Horas de indisponibilidad por mantenimiento por grupo, *hpim* (horas).
- Horas de parada disponible por grupo, *hpd* (horas).
- Horas de indisponibilidad por avería por grupo, *hpia* (horas).
- Consumo de combustible por central térmica (Tcal, kt).
- Consumo de combustible garantizado por central térmica (Tcal).
- Consumo de combustible libre por central térmica (Tcal).
- Compras garantizadas de combustible por central térmica (Tcal).
- Disponibilidad horaria por grupo, *Pd* (MW).

$$Pd = \frac{k_t \cdot \tilde{p}_t \cdot \left(0.25 \cdot haa + 0.9 \cdot \left(1 - \left[\frac{hpia}{8760 - hpim} \right] \right) \cdot \left(\sum_s \sum_n D_{nsp} - hpim \right) \right)}{\sum_s \sum_n D_{nsp}}$$

- Disponibilidad en arranque y acoplamiento por grupo, *Pda* (MW).

$$Si \ haa = 0$$

$$Pda = 0$$

$$Si \ haa \neq 0$$

$$Pda = k_t \cdot \tilde{p}_t$$

- Energía indisponible, E.i. (GWh).

$$E.i. = k_t \cdot P_{msp} \cdot \left(\sum_s \sum_n D_{nsp} - \left(\left(1 - \left[\frac{hpia}{8760 - hpim} \right] \right) \cdot \left(\sum_s \sum_n D_{nsp} - hpim \right) \right) \right)$$

- Coste de combustible más fungibles por grupo (MPta).
- Coste de arranque por grupo (MPta).
- Coste de almacenamiento de los stocks de combustible por central (MPta).
- Mantenimiento del equipo térmico : potencias indisponibles por grupo (MW).
- Emisiones de SO₂ (t), (condiciones estándares, c.s.).
- Emisiones de NO_x (t), (c.s.).
- Emisiones de partículas (t), (c.s.).
- Emisiones de CO₂ (kt), (c.s.).
- Concentraciones medias de SO₂ (mg/Nm³), (c.s.).
- Concentraciones medias de NO_x (mg/Nm³), (c.s.).
- Concentraciones medias de partículas (mg/Nm³), (c.s.).
- Concentraciones medias de CO₂ (mg/Nm³), (c.s.).
- Tasa de SO₂ resultante (g/kWh).
- Tasa de NO_x resultante (g/kWh).
- Tasa de partículas resultante (g/kWh).
- Tasa de CO₂ resultante (g/kWh).
- Coste medio variable (pta/kWh)

A.3.5 Fichero o_spot.lst

En este fichero se presentan los resultados sobre precios marginales de generación.

- Precio marginal del sistema por nivel de carga (pta/kWh).
- Costes medios de combustible, ingresos a precio marginal y diferencia entre ingresos y costes por nivel de carga (pta/kWh)
- Costes medios anuales de combustible, ingresos a precio marginal y diferencia entre ingresos y costes (pta/kWh)

A.3.6 Fichero o_nivel.lst

Presentación de los resultados más relevantes de la explotación por niveles de carga. Es el máximo nivel de detalle posible en la salida.

- Duración por nivel de carga (horas).
- Potencia térmica disponible por grupo (MW).
- Potencia térmica disponible por grupo y por empresa (MW).
- Potencia térmica acoplada por grupo (MW).
- Potencia térmica acoplada por grupo y por empresa (MW).
- Potencia térmica producida bruta por grupo (MW).
- Potencia térmica producida bruta por grupo y por empresa (MW).
- Potencia térmica producida neta por grupo (MW).
- Potencia térmica producida neta por grupo y por empresa (MW).
- Potencia térmica disponible por grupo (MW).
Potencia térmica acoplada por grupo (MW).
Potencia térmica producida bruta por grupo (MW).
Potencia térmica producida neta por grupo (MW).

A.3.7 Fichero o_empre.lst

- Producción bruta por grupo y por empresa (GWh).
- Producción neta por grupo y por empresa (GWh).
- Consumo de combustible por central térmica por empresa (Tcal).
- Compras garantizadas de combustible por central térmica y por empresa (Tcal).
- Compras libres de combustible por central térmica y por empresa (Tcal).
- Disponibilidad horaria por grupo y por empresa, Pd (MW).
- Disponibilidad en arranque y acoplamiento por grupo y por empresa, Pda (MW).
- Coste de combustible mas fungibles por grupo por empresa (MPta).
- Coste de arranque por grupo por empresa (MPta).
- Coste de almacenamiento de los stocks de combustible por central y por empresa (MPta).

A.3.8 Ejecuciones sucesivas

Se trata de ficheros de salida como total1.lst, resum1.lst, empre1.lst, nivell1.lst, total2.lst, etc.

Si el usuario lo desea, se pueden ejecutar distintas opciones del mismo conjunto de datos mediante los ficheros de entrada i_opcion.gm1, .gm2, .gm3 y .gm4. Todas las ejecuciones tendrán su salida en los ficheros descritos pero con el número de ejecución al final del nombre (e.g., total1.lst, resum1.lst). Solamente aparecerán los ficheros de las ejecuciones que se pidan.

A.3.9 Análisis de sensibilidad

Son ficheros de salida denominados totalss.lst, resumss.lst, empress.lst, nivelss.lst.

Una de las opciones disponibles en el modelo es la de realizar análisis de sensibilidad sobre la última ejecución. Los resultados estarán en los mismos ficheros de salida de una ejecución normal del modelo pero para diferenciarlos en la salida, el nombre de los ficheros acaba en ss. Todos los resultados de todos los análisis de sensibilidad (un máximo de 5) aparecerán en el mismo fichero tipo (totalss.lst, resumss.lst, etc.).

Anexo B: Ficheros de entrada

Anexo C: Detalle de resultados

Bibliografía

- Abdul-Rahman, K.H., Shahidehpour, S.M., Aganagic, M., Mokhtari, S., "A practical resource scheduling with OPF constraints", *IEEE*, WM 1995.
- Allaby, M., "A Dictionary of the Environment", *The Macmillan Press*, UK, 1984.
- Almasque, J., Montgomery, D., S., Le, K.D., Boyle, R.F. and Nguyen, M.T., Orndoff, D., "Potential impacts of NOX and SO2 constraints on CIPS operations", pp. 1576-1580, 1994.
- Almeida, A.T. et al. (eds.), "Integrated Electricity Resource Planning", *Kluwer Academic Publishers*, Netherlands, 1994.
- Anderson, D., "Models for Determining Least Cost Investments in Electricity Supply," *Bell Journal of Economics and Management Science*, Vol. 3. pp-267-299. 1972.
- Bailey, E.S., Jr., Galloway, C.D., Hawkins, E.S., Wood, A.J., "Generation Planning Programs for Interconnected Systems: Part II, Production Costing Programs", *AIEE Special Supplement*, 1963, pp. 775-788.
- Bakken, J.I., Lucas, N., "Integrated resource planning and environmental pricing in a competitive and deregulated electricity market", *Energy Policy*, vol. 24, pp. 239-244, 1996.
- Baleriaux, H., Jamouille, E. et Linard de Guertechin, Fr., "Simulation de l'exploitation d'un parc de machines thermiques de production d'électricité couplé à des stations de pompage," *Revue E (Edition SRBE)*, Vol. 7, 1967. pp. 225-245.
- Baumol, W.J. and Oates, W.E., "The Theory of Environmental Policy", *Prentice-Hall, Inc.*, Englewood Cliffs. New Jersey, 1975.
- Bernow, S.S. and Marron, D.B., "Valuation of Environmental Externalities for Energy Planning and Operations", *Tellus Institute*, Boston, 1990.
- Bertsekas, D.P., et al. , "Optimization short-term scheduling of large scale power systems", *IEEE Transactions on Automatic Control*, Vol. 28, No. 1, January, 1983.
- Booth, R.R., "Power System Simulation Model Based on Probability Analysis," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-91, January 1972, pp. 62-69.
- Brooke, A., Kendrick, D. and Meeraus, A., "Release 2.25 GAMS A User's Guide", *The Scientific Press*. South San Francisco, USA, 1992.

- Campsa, “Manual de Combustibles en la Industria”, Asistencia Técnica, No.12, 3ª edición, Junio 1989.
- Carpentier, J. and Merlin, A., “Optimization Methods in Planning and Operation,” *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 4, No. 1, pp. 11-18, January 1982.
- CEC (1995a) of the European Communities. Joule Programme. ExternE: Externalities of Energy -Volume 1- *Summary*. EUR 16520.
- CEC (1995b) Commission of the European Communities. Joule Programme. ExternE: Externalities of Energy -Volume 2- *Methodology*. EUR 16521.
- CEC (1995c) Commission of the European Communities. Joule Programme. ExternE: Externalities of Energy -Volume 3- *Coal and Lignite*. EUR 16522.
- CEC (1995d) Commission of the European Communities. Joule Programme. ExternE: Externalities of Energy -Volume 4- *Oil and Gas*. EUR 16523.
- CEC (1995e) Commission of the European Communities. Joule Programme. ExternE: Externalities of Energy -Volume 5- *Nuclear*. EUR 16524.
- CEC (1995f) Commission of the European Communities. Joule Programme. ExternE: Externalities of Energy -Volume 6- *Wind and Hydro*. EUR 16525.
- Cohen, A.I., et al., “A Branch and Bound algorithm for unit commitment”, *IEEE Transactions on PAS*, Vol. 102, No. 2, February, 1983.
- Comisión del Sistema Eléctrico Nacional, CSEN, “Informe sobre las justificaciones de mezclas de los carbones nacionales con carbones de bajo contenido en azufre por necesidades ambientales”, Versión 1, 24/04/96.
- CSEN, “Corrección de las emisiones de óxidos de nitrógeno con la carga del grupo”, Dirección Técnica, 1996.
- CSEN, “Transformación de los parámetros de consumo térmico referidos a PCI”, Comisión de Sistema Eléctrico Nacional, 1996.
- CSEN, “Informe sobre las justificaciones de mezclas de los carbones nacionales con carbones de bajo contenido en azufre por necesidades ambientales”, Versión 1, 1996.

- CSEN, “Restricciones técnicas a la sustitución de carbón nacional: Necesidades mínimas de carbón nacional e importado. Año 2003”, 1996.
- CSEN, “Parámetros principales del grupo Elcogas”, 1996.
- CSEN, “Esquema de disposiciones contractuales de gas (Mte)”, 1996.
- CPLEX Optimization Inc., *CPLEX Callable Library version 2.0*, 1994.
- Chattopadhyay, D, Banerjee, R., Parikh, J., “Integrating Demand Side Options in Electric Utility Planning: A Multiobjective Approach”, *IEEE Transactions on Power Systems*, SM 1994.
- Choueiry, B Y. and Sekine, Y. “Knowledge Based Method for Power Generators Maintenance Scheduling” *Expert Systems Applications to Power Systems*. pp 9.7-9.14. 1988.
- De la Fuente O’Connor, J.L., “Tecnologías computacionales para sistemas de ecuaciones, optimización lineal y entera”, *Ed. Reverté*, 1993.
- Dillon, T.S., et al., “Integer programming approach to the problem of optimal unit commitment with probabilistic reserve determination”, *IEEE Transactions on PAS*, Vol. 97, No. 6, 1978.
- Dodu, J.C., Verseille, J., “Comparing mathematical models used at CEGB, EDF and ENEL to assess composite system adequacy in the planning stage”, *CIGRÉ*, 1990.
- Doninger, “The Dark Side of the Bubble”, *Environmental Forum*, vol. 32, 1985.
- Durán López, A., “El sector eléctrico español en la Europa de 1993”, Capítulo 27: “Repercusión ambiental del empleo del carbón en la generación de energía eléctrica”, *Economistas Libros*, 1993.
- Edwin, K.W. and Curtius, F. “New Maintenance Scheduling Method with Production Cost Minimization via Integer Linear Programming” *International Journal of Electric Power and Energy Systems*. Vol 12. pp 165-170. 1990.
- El-Keib, A.A., Ding, H., “Environmentally constrained economic dispatch using linear programming”, *Electric Power Systems Research*, 29, pp. 155-159, 1994.
- "El Marco Legal Estable", *DIGEN*, IBERDROLA. Marzo, 1996.

- Eon Duval, P. and Poilpot, R. "Determining Maintenance Schedules for Thermal Production Units: the KAPILA Model" *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. Vol 102. pp 2509-2525. 1983.
- EPRI, "Utility planning and evaluating environmental externalities", Decision support methods for the EPI, July 1991.
- European Commission, "Extensions to the ExternE project", Workshop in Madrid, January, 1996.
- European Commission, "ExternE. Externalities of Energy", ExternE Project Reports No. 1-9, 1994.
- Finnigan, O.E. and Fouad, A.A., "Economic Dispatch with Pollution Constraints," IEEE PES Winter Power Meeting, New York, January 1974, C74 155-8.
- Fisher, A.C., "Resource and Environmental Economics", *Cambridge O. Press*, 1991.
- Franco Sala, L., "Política Económica del Medio Ambiente. Análisis de la Degradación de los Recursos Naturales", *Cedecs Editorial*, Barcelona, 1995.
- Gallego Gredilla, J.A., "Medio ambiente: la política del sector público en España", *Boletín Informativo del medio Ambiente (CIMA)*, M.O.P.U., vol. 10, abril 1979.
- Gent, M.R. and Lamont, J.W., "Minimum Emission Dispatch", *IEEE Transactions on PAS*, Vol. PAS-90, pp. 2650-2660, November/December 1972.
- Gill, P.E., Murray, W., Wright, M.H., "Practical Optimization", *Academic Press, Inc*, 1981.
- Gjengedal. T., Johansen, S., Hansen, O., "Economic-Environmental unit commitment (EEUC)- A multicriteria approach", *IEEE*, WM 1992.
- Goldman C., Bush J., "When demand side management competes in an electric resource solicitation", *UTILITIES POLICY*, April, 1993.
- Gorenstein, B.G., Camponico, N.M., Costa, J.P. and Pereira, M.V.F., "Stochastic Optimization of a Hydro-Thermal System Including Network Constraints", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No. 2, pp. 791-797, Mayo, 1992.
- Granelli, G.P., Montagna, M., Marannino, P., Pasini, G.L., "Emission constrained dynamic dispatch", *Electric Power Systems Research*, 1992.

- Hawary, M. E. and F. and Mbamalu, G.A.N., "NO_x Emission Performance Models in Electric Power Systems", *Proceedings of the 1992 Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, Vol. III, September 1992.
- Heslin, J.S., Hobbs, B.F. "A multiobjective production costing model for analyzing emissions dispatching and fuel switching". Cleveland. *IEEE Transactions on Power Systems*. 1989.
- Hill L.J., Hirst E., Schwetzer M., "The process of integrating IRP and supply resources in electric utility planning", *UTILITIES POLICY*, April, 1992.
- Hillsman, E.L., Alvic, D. R., Bennett, J.B. "The Bureau of Mines Electric Utility Model". *Operations Research*, Vol. 42, No. 6, November-December, 1994.
- Hobbs, B.F. "Emissions Dispatch under the underutilization provision of the 1990 U.S. Clean Air Act Amendments: Models and Analysis". *IEEE Transactions on Power Systems* Vol. 8, No. 1, February, 1993.
- Hobbs, B.F., Honious, J.C., Bluestein, J. "Estimating the flexibility of utility resource plans: an application to natural gas cofiring for SO₂ control". *IEEE Transactions on Power Systems*. February, 1993.
- Hobbs, B.F., Huang, W. "Optimal SO₂ compliance planning using probabilistic production costing and Generalized Benders Decomposition" *IEEE Transactions on Power Systems*, 1993.
- Hohmeyer, O., "Social Costs of Energy Consumption: External Effects of Electricity Generation in the Federal Republic of Germany", *Berlin: Springer-Verlag*; 1988.
- Hu, Y., Wee, W.G., "A hierarchical system for economic dispatch with environmental constraints", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 2, pp. 1076-1082, May 1994.
- Huang, W., Hobbs, B.F. "Estimation of marginal system costs and emissions of changing in generating unit characteristics". *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol.,7, No.3. August, 1992.
- International Business Machines Corp., *Optimization Subroutine Library Release 2.*, 1991.

- Jackson, T.M., Stansberry, C.J., Estes, S., Le, K.D., Boyle, R.F. and Nguyen, M.T., "Evaluating soft strategies for Clean Air Act Compliance", *IEEE Computer Applications in Power*, 1993.
- Jiménez Herrero, L.M., "Medio ambiente y desarrollo alternativo. Gestión racional de los recursos para una sociedad perdurable", *Iepala Editorial*, Madrid, 1992.
- Keib, A.A., Ma, H., Hart, J.L. "Economic Dispatch in view of the Clean Air Act of 1990". *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 9, No. 2, May, 1994a.
- Keib, A.A., Ma, H., Hart, J.L. "Environmentally Constrained Economic Dispatch using the LaGrangian Relaxation Method". *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 9, No. 4, November, 1994b.
- Kermanshahi, B.S., Yasuda, K., Yokoyama, R., "Environmental marginal cost evaluation by noninferior surface for optimal power dispatching", .
- Kralj, B. and Petrovic, R. "Optimal preventive maintenance scheduling of thermal generating units in power systems. A survey of problem formulations and solutions methods" *European Journal of Operational Research*. Vol 35. pp 1-15. 1988.
- Kralj, B., Rajakovic, N. "Multiobjective programming in power system optimization: new approach to generator maintenance scheduling" *Electrical Power and Energy Systems*. Vol 16. No. 4. 1994.
- Kuloor, S., Hope, G.S., Malik, O.P. "Environmentally constrained unit commitment". *IEE Proceedings*. March, 1992.
- Lamont, J.W., Obessis, E.V., "Emission Dispatch Models and Algorithms for the 1990'S". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, May 1995.
- Le, K.D., "Current issues in operational planning", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No. 3, August 1992.
- Lee, F.N., Liao, J., Breipohl, A.M., "Coordination of SO₂ emission allowance trading, energy and spinning reserve transactions and consumption of take-or-pay fuels", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 3, pp. 1243-1251, August 1994.
- Ley 40/1994, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional, LOSEN.
- Manetsch, T.J. "An Approach to Optimal Planning for SO₂ Emission Compliance".

IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 9, No. 4, November, 1994.

- Makansi, J., "Clean Air Act Amendments: The engineering response", *Power*, Special report, Junio, 1991.
- Martín Mateo, R., "Tratado de Derecho Ambiental", *Editorial Trivium*, vol. 1, Madrid, 1991.
- Mbamalu, G.A.N., El-Hawary, M.E., El-Hawary, F., "Nox emission modelling using the iteratively reweighted least-square procedures", *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 17, No. 2, pp. 129-136, 1995.
- Meseguer Velasco, C., Muñoz Moro, L., Pérez Arriaga, J.I., "Incentivos para acciones de Gestión de Demanda en la regulación eléctrica: Aplicación al caso español", *4as Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica*, Oporto, Julio 1995.
- Ministerio de Industria y Energía, MINER, "Informe sobre la explotación del Sistema Eléctrico Nacional 1992", Secretaría General de la Energía y Recursos Minerales, Delegación del Gobierno en la Explotación del Sistema Eléctrico (DGE).
- MINER, "Informe sobre la explotación del Sistema Eléctrico Nacional 1993", Ministerio de Industria y Energía (MINER), Secretaría General de la Energía y Recursos Minerales, Delegación del Gobierno en la Explotación del Sistema Eléctrico (DGE).
- MINER, "Informe sobre la explotación del Sistema Eléctrico Nacional 1994", Secretaría General de la Energía y Recursos Minerales, Delegación del Gobierno en la Explotación del Sistema Eléctrico (DGE).
- MINER, "Informe sobre la explotación del Sistema Eléctrico Nacional 1995", Secretaría General de la Energía y Recursos Minerales, Delegación del Gobierno en la Explotación del Sistema Eléctrico (DGE).
- MINER, Resolución de la DGE por la que se establecen para 1996 con carácter provisional los costes unitarios $E(c)$ de combustible en pta/kWh en B.C. para las distintas unidades de generación con combustible nuclear, 1996.
- MINER, "Previsiones de consumo de gas natural para usos eléctricos 1996-2000", 1996.
- MINER, Resolución de la DGE por la que se establecen los costes unitarios provisionales de combustible de las centrales térmicas convencionales para 1996.

- MINER, Resolución de la DGE por la que se complementa y corrigen errores materiales en los Anexos I y II, de la Resolución de 3 de Abril de 1996, por la que se establecen los costes unitarios provisionales de combustible de las centrales térmicas convencionales para 1996, 1996.
- MINER, Resolución de la DGE por la que se determinan los parámetros A(c) y B(c) relativas al consumo térmico de combustible de las instalaciones de generación para 1996.
- MINER, Resolución comunicada del Secretario de Estado de la Energía y Recursos Minerales de fecha 31 de julio de 1996, por la que se establecen los suministros a las centrales térmicas de carbón garantizadas para el Ejercicio 1996.
- Moleshi, K., Sherkat, V.R. and Cacho, F. "Optimal Scheduling of Long-Term Fuel Purchase, Distribution, Storage and Consumption", *1991 Power Industry Computer Application Conference*, pp. 98-104, Mayo, 1991.
- Moore, D.R., "Strategic planning for Clean Air Act Amendment Compliance", 1993.
- Mukerji, R., Parker, J. H. "Power plant maintenance scheduling: optimizing economics and reliability" *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol 6. No. 2. Mayo, 1991.
- Murtagh, B.A. and Saunders, M.A., "MINOS 5.1 Users's Guide", *Systems Optimization Laboratory, Department of Operations Research. Stanford University*, SOL 83-20R, December 1983, Revised January 1987.
- Mushu, M., Shultz, R., "Inclusion of emission costs in the fuel cost curves for fossil fuel units", pp. 106-111, 1994.
- NARUC, "Least Cost Utility Planing: The demand side: conceptual and methodological issues", December, 1988.
- O.C.D.E., "Instruments économiques pour la protection de l'environnement", Paris, 1989.
- O.C.D.E., "La fiscalité et l'environnement. Des politiques complémentaires", Paris, 1993.
- O.C.D.E., "Politique de l' environnement. Comment appliquer les instruments économiques", Paris, 1991.

- Oficina de Compensaciones de la Energía Eléctrica, OFICO, "Producciones y consumos en centrales térmicas (periodo 1.95-12.95)".
- OFICO, "Boletín anual de emisiones de contaminantes de centrales térmicas: Año 1995", Versión 1, Febrero, 1996.
- OFICO, "Boletín anual de emisiones de contaminantes de centrales térmicas: Año 1995. Anexos", Versión 1, Febrero, 1996.
- OFICO, "Adquisiciones y ayudas de carbón nacional. Previsión: Enero-Diciembre (Año 1996)", Marzo 1996.
- Ottinger, R.L., Wooley, D.R., Robinson, N.A., Hodas, D.R. and Babb, S.E., "Environmental Costs of Electricity", *Oceana Publications*, New York, 1990.
- Pearce, D.W., Bann, C. And Georgiou, S., "The Social Costs of Fuel Cycles", The Centre for Economic and Social Research into the Global Environment (CSERGE), *HMSO*, London, 1992.
- Palanichamy, C., Srikrishna, K., "Economic Thermal Power Dispatch with emission constraint", *IE Journal-EL*, Vol. 72, Abril, 1991.
- Pearce, D.W. and Turner, R.K., "Economía de los Recursos Naturales y del Medio Ambiente", *Colegio de Economistas de Madrid. Celeste Ediciones*, Madrid, 1995.
- Podbury, C. A. and Dillon, T. S. "An Intelligent Knowledge Based System for Maintenance Scheduling in a Power System" *9th Power Systems Computation Conference*. pp 708-714. 1987.
- Rabl, V.A., "IRP, DSM, and the Environment", Almeida, A.T. et al. (eds.), "Integrated Electricity Resource Planning", *Kluwer Academic Publishers*, Netherlands, 1994.
- Rahman, S., de Castro, A. "A Framework for Incorporating Environmental Factors into the Utility Planning Process". *IEEE Transactions on Power Systems*. June, 1993.
- Rahman, S., de Castro, A. "Environmental Impacts of Electricity generation: A Global Perspective". *IEEE Transactions on Power Systems*. June, 1994.
- Ramanathan, R. "Emission Constrained Economic Dispatch". *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1994-2000, Vol. 9, No. 4, November 1994.

- Ramanathan, R., "Short-term energy and emission trading analysis", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, pp. 1118-1124, May 1995.
- Ramaraj, N., "A Direct Method for Evolving Minimum Emission Dispatch of Electric Power Systems including Transmission Losses", *IE(I) Journal-EL*, Vol. 74, April 1993.
- Ramos, A., "Modelos de explotación a medio plazo de la generación eléctrica. Aplicaciones para el sistema español," *Premio Viesgo*, Noviembre, 1990.
- Ramos, A., Muñoz, L., Martínez Córcoles, F., Martín Corrochano, V., "A Medium Term Bulk Production Cost Model Based on Decomposition Techniques," *Stockholm Power Tech*, June 1995.
- Rau, N.S., Adelmal, S.T., "Operating strategies under emission constraints", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 3, August 1995.
- Rivier, M., Pérez Arriaga, J.I. and Luengo, G., "JUANAC: A Model for Computation of Spot Prices in Interconnected Power Systems", *10th Power System Computation Conference*. pp 254-261, August, 1990.
- Red Eléctrica de España, REE, "Asignación del cupo de carbón CECA nacional entre las centrales del sistema. Año 1996", Red Eléctrica de España, 1996.
- REE, "Previsión de REE del balance eléctrico 1996", Octubre 1996.
- Rojas, A., "La regulación del sector eléctrico", *En Portada*, pg. 80-85, marzo, 1995.
- Sager, M.A., Ringlee, R.J., Wood, A.J., "A New Generation Production Cost Program to Recognize Forced Outages," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-91, September 1972, pp. 2114-2124.
- Satoh, T. and Nara, K. "Maintenance Scheduling by using Simulated Annealing Method" *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol 6. pp 850-857. 1991.
- Savelsbergh, M. W. P. "Preprocessing and Probing Techniques for Mixed Integer Programming Problems" *ORSA Journal on Computing*. Operations Research Society of America. Vol 6. No. 4. 1994.
- Sherkat, V.R. and Ikura, Y., "Experience with Interior Point Optimization Software for Fuel Planning Application", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 2, pp. 833-840, Mayo, 1994.

- Silva, E. L., Morozowski, M. "Maintenance scheduling of generating units with reliability constraints: A mathematical programming approach" *Stockholm Power Tech Conference*. Estocolmo, Junio 18-22, 1995.
- Sioshansi F.P., "Demand-side management and environmental externalities", *UTILITIES POLICY*, October, 1992.
- Stanford University, "Decomposition Techniques for Multi-Area Generation and Transmission Planning Under Uncertainty", *Electric Research Institute, EPRI EL-6484*, August, 1989.
- Talaq, J.H., Hawary, F. and M.E. "A sensitivity analysis approach to Minimum Emissions Power Flow". *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 9, No. 1, February, 1994c.
- Talaq, J.H., Hawary, F. and M.E. "A Summary of Environmental - Economic Dispatch Algorithms". *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 9, No. 3, August, 1994a.
- Talaq, J.H., Hawary, F. and M.E. "Minimum Emissions Power Flow: the time interval approach". *Electrical Power & Energy Systems*,. Vol. 16, No. 1, 1994d.
- Vickers, V.L., Hobbs, W.J., Vemuri, S., Todd, D.L. "Fuel Resource Scheduling with Emission Constraints". *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 9, No. 3, August, 1994.
- Wiel, S. "The new environmental accounting: A status report", *The Electricity Journal*, Noviembre, 1991.
- Wiel, S., "The Science And Art Of Valuing Externalities: A Recent History Of Electricity Sector Evaluations", *EC Workshop on the External Costs of Energy*, Brussels, Belgium, January, 1995.
- Wood, A.J., "Energy Production Cost Models," Symposium on Modeling and Simulation, University of Pittsburgh, April 1972. Published in the Conference Proceedings.
- Wood, A.J. and Wollenberg, B.F., "Power Generation, Operation, and Control," Power Technologies, Inc., Schenectady, N.Y., 1984. Published by J. Wiley & Sons.
- Yamayee, Z. A., Sidenblad, K. and Yoshimura, M. "A Computationally Efficient Optimal Maintenance Scheduling Method" *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. Vol 102. pp 330-338. 1983.

- Yellen, J., Al-Khamis, T. M., Vemuri, S. and Lemonidis, L. "A Decomposition Approach to Unit Maintenance Scheduling" *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol 7. pp 726-733. 1992.
- Zahavi, J. and Eisenberg, L., "Economic-Environmental Power Dispatch", *IEEE Transactions on Systems, Man & Cybernetics*, Vol. SMC-5, September 1975, pp. 485-489.