



UNIVERSIDAD DE CANTABRIA

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES
Y DE TELECOMUNICACIÓN**

Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética

PhD Thesis



The Expansion of the Spanish Power Generation System in Next Decades

Directores de la tesis

Alfredo Ortiz Fernández

Carlos J. Renedo Estébanez

Fernando Delgado San Román

2011

A los que me quieren.

A los que me ayudan.

Agradecimientos

En cualquier tesis, por original que sea, hay siempre una colaboración de personas que coadyuvan a hacerla realidad.

Ante todo agradezco a los directores de la tesis, Alfredo Ortiz y Carlos J. Renedo, por haber depositado su confianza en mí, por su labor de guía y supervisión aportando sus inestimables sugerencias y, sobre todo, por su constante motivación.

A los miembros del Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética de la Universidad de Cantabria y al Ph. D. Ahmed F. Zobaa de la Universidad de Brunel por su ayuda.

Finalmente agradezco a mi familia y amigos su apoyo en esta etapa de mi vida y su comprensión por las horas que no les he podido dedicar durante estos últimos años.



Resumen

Acrónimos del resumen

CAC	Captura y Almacenamiento de CO ₂
TCL	Tecnologías de Carbón Limpio
PEG	Planificación de la Expansión de la Generación
TG	Turbinas de Gas
GH	Generación Hidroeléctrica
GICC c/CAC	Gasificación Integrada en Ciclo Combinado con CAC
CCGN	Ciclo Combinado de Gas Natural
CN	Centrales Nucleares
CCP	Combustión de Carbón Pulverizado
REP	Recursos Energéticos Primarios
SG	Sistema Generador
PCPD	Plantas para Cobertura de Puntas de Demanda
REE	Régimen Especial de Energía
EST	Electricidad Solar Térmica
USC c/CAC	CCP UltraSuperCrítica con CAC
GE	Generación Eólica

RESUMEN

En esta tesis se analiza el mix de generación ideal para España en las dos próximas décadas y como obtenerlo. Esta labor ha de llevarse a cabo en medio de un proceso de liberalización, con un mundo repleto de incertidumbres y, además, cumpliendo con el triple y tradicional objetivo fijado en la ley 54/1997 del Sector Eléctrico: *...garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro y garantizar que se realice al menor coste posible, todo ello sin olvidar la protección del medioambiente,...*

Pero primero, y con la finalidad de entender el porqué y el cómo del actual sistema eléctrico, en los dos primeros capítulos de esta tesis se ha llevado a cabo un **breve resumen de su evolución estructural, legal y empresarial** desde sus inicios hasta el día de hoy.

Se han considerado dos etapas diferentes en la evolución de este sistema: antes y después de la liberalización económica del sector, que ocurrió el 1 de Enero de 1998.

- Un continuo proceso de concentración estructural y empresarial ocurrió a lo largo del primer periodo: al principio existían numerosos sistemas eléctricos independientes con sus respectivas compañías eléctricas; al final, el sistema se componía de una única red ampliamente mallada y pocas empresas.

Este proceso de concentración se aceleró con la Crisis del Petróleo de 1973: muchas compañías eléctricas vieron peligrar su existencia por la subida del precio del fueloil y la obligación de cubrir la demanda a un precio fijado por una tarifa subestimada. De hecho, en la década y media anterior a la liberalización del sector, muchas pequeñas compañías desaparecieron como resultado de las fusiones y adquisiciones realizadas por empresas más grandes. De esta manera, al final de este periodo, quedaron solo cuatro grandes grupos empresariales.

Una segunda consecuencia, no menos importante que la anterior, fue la evolución del mix de generación de los productos derivados del petróleo (fueloil, gas) al carbón y el uranio. De hecho, el actual sistema generador (SG) está parcialmente basado en el desarrollado en la década de los 80.

- Destacan dos hechos en los primeros años de la liberalización: completa privatización de ENDESA (principal grupo empresarial del sistema eléctrico español durante décadas y también en aquellas fechas) y del Operador del Mercado. Luego, ya en la primera década de este siglo, numerosos intentos de fusión y adquisición entre compañías han tenido lugar, bien con la finalidad de entrar en el sector o bien para reforzar su posición en el mercado.

Lo mencionado en el párrafo anterior ha ocurrido bajo el marco regulatorio establecido por la ley 54/1997 del Sector Eléctrico. Esta ley fija las reglas básicas de organización y operación del Actual sistema eléctrico.

Este nuevo marco regulatorio establece las actividades necesarias para realizar el suministro eléctrico: generación, comercialización, intercambios de energía internacionales e intracomunitarios, transporte, distribución y la gestión técnica y económica del sistema.

Este nuevo modelo económico se basa en la implementación de la competencia en las tres primeras actividades, con la finalidad última de garantizar el suministro al mínimo coste, incrementando la calidad del servicio y respetando el medioambiente.

Así, es necesario evaluar la influencia de estas tres actividades en este triple objetivo. No obstante, la importancia económica de la actividad de generación es mucho mayor que la de las otras dos. Esa es la razón por la que se ha desarrollado un **modelo lineal estocástico de mínimo coste del SG** para el periodo 2013-2032. Este modelo ha sido realizado mediante el lenguaje de programación específico de la aplicación informática GAMS y resuelto mediante el optimizador CPLEX perteneciente a la propia aplicación. A continuación se muestra una breve explicación de dicho modelo (Más detalles en el Capítulo 3).

- Primero, el modelo calcula la composición óptima de las nuevas inversiones en generación considerando la retirada de las centrales de generación obsoletas y la demanda eléctrica futura. Esto es, *su labor consiste en determinar QUE unidades de generación deberían ser construidas y CUANDO deberían conectarse a red en el largo plazo, con el propósito de satisfacer la demanda eléctrica minimizando los costes de inversión y de operación del SG*. La definición anterior corresponde a un modelo de Competencia Perfecta.

Este tipo de modelo ha sido el escogido debido a que hace posible hallar una única y óptima solución que puede ser utilizada como referencia. De hecho, sus resultados son utilizados para analizar los costes, las emisiones de CO₂ y la seguridad de suministro del sistema español en las próximas décadas.

- Segundo, en este mismo capítulo se detalla la situación actual del SG español con el propósito de mostrar su punto de partida: La Generación Hidroeléctrica (GH), las turbinas de fueloil/gas (Plantas para Cobertura de Puntas de Demanda, PCPD) y dos tipos de centrales térmicas (las basadas en la Combustión de Carbón Pulverizado (CCP) y las Centrales Nucleares (CN)) han suministrado la generación de base y la cobertura de los picos de demanda. El desarrollo de la GH y de las CN está ahora estancado. Las otras dos tecnologías, CCP Y PCPD, se encuentran en franco retroceso. Además, los Ciclos Combinados de Gas Natural (CCGN) y las tecnologías pertenecientes al Regimen Especial de Energía (REE), principalmente la Generación Eólica (GE), han tenido un considerable desarrollo. Esto último ha permitido cubrir, conjuntamente con las otras cuatro tecnologías previamente mencionadas, el sustancial incremento de la demanda de la última década.

En relación con el futuro SG, su desarrollo debe continuar, ya que la demanda continuará crecimiento, pero a un ritmo menor. Entre las seis tecnologías anteriores, la GH es la única cuya posibilidad de desarrollo es prácticamente nula ya que el recurso -el agua- está

prácticamente agotado. El resto podrían ser instaladas si ciertas restricciones e incertidumbres fuesen eliminadas o mitigadas.

- Tercero, dos aspectos básicos que influyen de manera muy importante en la composición del mix han sido considerados en el modelo: *la incertidumbre en los costes de los combustibles fósiles y de los permisos de emisión de CO₂*, y *la consideración -o no- de las CN como opción de generación*.

- o El primero ha sido considerado mediante la técnica de los escenarios: *Gas Altamente Prioritario (Gas A.P.)*, *Carbón Altamente prioritario (Carbón A.P.)* e *Intermedio (Intermedio)* son los tres escenarios analizados. En los dos primeros el precio del carbón se asume constante y el precio del gas varía de valores bajos a altos. Además, el precio de los permisos de emisión de CO₂ varía en un rango que depende del escenario considerado. Estas variaciones de precios pueden afectar al orden de merito de las tecnologías de carbón y gas. Finalmente, costes intermedios a los dos primeros escenarios son considerados en el tercero.

- o La generación nuclear ha sido considerada en los escenarios anteriores. De esta manera, en el *caso nuclear* se supone que la vida operativa de las actuales CN se prolonga hasta los 60 años y es posible poner otras en servicio. Por el contrario, en el *caso no-nuclear* se asume que continúa el estado actual de las cosas. Es decir, no se instalan nuevas CN y las actualmente operativas se desmantelan cuando alcanzan los 40 años de operación.

- Cuarto, otras tecnologías han sido tenidas en cuenta en el modelo: Tecnologías de Carbón Limpio (TCL) como las basadas en la Combustión de Carbón Pulverizado UltraSuperCrítica con Captura y Almacenamiento de CO₂ (USC c/CAC) y Gasificación Integrada en Ciclo Combinado c/CAC (GICC c/CAC); CCGN y Turbinas de Gas (TG); energías renovables, principalmente GE.

Estas tecnologías son muy probablemente las idóneas para cumplir con el triple objetivo fijado en la ley.

- Quinto, planes de puesta en marcha para las CN, las TCL y la GE han sido considerados en el modelo con el propósito de limitar el grado de penetración máximo de estas tecnologías en el sistema. Estos planes fijan la potencia máxima total y anual que puede ser instalada por tecnología.

Para el resto de las tecnologías, CCGN y TG, se supone que su penetración máxima se ve limitada por el coste del gas natural y su relación con el precio del carbón y de los permisos de emisión de CO₂. Esto es, mediante la resolución del modelo.

- Finalmente, varias restricciones, tanto técnicas -sobre la producción y potencia de cada tecnología y de fiabilidad del sistema- como económicas –sobre las inversiones- han sido fijadas con el propósito de modelar de la forma más precisa el futuro sistema generador.

Entre otros resultados, se han obtenido del modelo **la potencia instalada de las diferentes tecnologías, los costes del sistema y las emisiones de CO₂ en el periodo 2013-2032**. Estos resultados se muestran en el Capítulo 4 de la tesis.

Del análisis de dichos resultados se puede inferir algunas conclusiones acerca de la *potencia total instalada*:

- a) La generación nuclear es la única tecnología que no se desarrolla en ambos casos, *nuclear* y *no-nuclear*.
- b) La potencia total instalada en el caso *no-nuclear* es mayor que en el caso contrario.
- c) En ambos casos, las TCL tendrían una importante contribución en la década de los 20.

Por otro lado, algunos apuntes se pueden realizar sobre la *evolución de la capacidad total del sistema* en el periodo analizado y para ambos casos:

- a) La capacidad total de las energías renovables se mantiene por encima del 50% a lo largo del periodo estudiado.
- b) La contribución proporcional de las tecnologías basadas en los combustibles fosiles en el caso *no-nuclear* se ve incrementada a finales de la década de los 20 para cubrir la demanda y reemplazar las CN.

En relación con los costes del sistema, estos son mayores en el caso *no-nuclear* en todos los escenarios.

En relación con las emisiones de CO₂, éstas son similares en ambos casos durante la primera década. Sin embargo, las tendencias difieren en la última década: mientras que en el caso *nuclear* las emisiones decrecen, en el caso *no-nuclear* crecen ligeramente.

Como principal conclusion de lo anterior, dos de los tres objetivos de la liberalización, máximo respecto por el medio ambiente con el mejor coste posible, parece cumplirse mejor si, al menos, las actuales CN continúan funcionando en el futuro, y son complementadas además con el desarrollo de las TCL, CCGN y las tecnologías del REE, principalmente la GE.

No obstante, es necesario evaluar el tercer objetivo, la **seguridad de suministro**. En el Capítulo 5 se muestra la metodología aplicada para llevar a cabo esta labor. Un breve resumen acerca de este tema se presenta a continuación.

- Primero, la seguridad de suministro del SG en relación con los Recursos Energéticos Primarios (REP) se analiza en el capítulo mencionado.
- Segundo, se lleva a cabo un repaso de la situación pasada y futura de los REP en el SG español.

En la última década, el modelo de crecimiento de este sistema ha dado lugar a un sustancial incremento en la dependencia del gas natural importado y de un recurso renovable con baja disponibilidad, el viento.

Por otro lado, las tecnologías que formarán el futuro SG español se basarán fundamentalmente en cinco REP: carbón, gas natural, uranio, agua y viento; y muy probablemente se agregará un nuevo recurso, el sol.

Con relación a los recursos renovables, su potencial de desarrollo es muy importante. El potencial total teórico de desarrollo de la generación con estos recursos alcanzaría los 390 GW. Un 60% de este potencial se debe a la generación solar y un 30% a la GE. El resto, un 10%, incluye la generación con biomasa, geotérmica, undimotriz, hidráulica, etc.

Por otro lado, la situación actual y futura de los tres recursos no-renovables es la que se detalla a continuación:

- o El carbón importado está gradualmente sustituyendo al nacional a pesar de las importantes reservas existentes en las minas norteñas, debido a sus altos costes de extracción y la baja calidad del producto.
- o No existen reservas de gas natural autóctono. El suministro de este recurso se lleva a cabo mediante dos gasoductos desde Argelia y mediante buques gaseros desde otros países (Libia, Egipto, Nigeria, Noruega...).
- o No existen reservas nacionales rentables de uranio. Las importaciones de este mineral provienen de muchos países (Rusia, Australia, Canada...).

Resumiendo, el grado de dependencia de las importaciones puede ser muy elevado en el futuro y, a priori, esto puede poner en peligro la seguridad de suministro eléctrico.

- Tercero, un sistema puede ser altamente dependiente de las importaciones pero sin embargo no ser vulnerable ya que está suficientemente diversificado. Esto es, cuanto mayor es la diversidad, menor es la vulnerabilidad del sistema.

Muchos factores afectan a la vulnerabilidad del sistema. Además, existen un conjunto de indicadores que evalúan de manera independiente la influencia de esos factores sobre la vulnerabilidad.

Sin embargo, lo anterior es solo una manera de analizar el problema. Se podría también considerar la/s soluciones a este problema y analizar el grado de implementación de ésta/s en el sistema; una de ellas es la diversificación.

- Cuarto, la diversidad es una propiedad intrínseca de aquellos sistemas cuyos elementos pueden ser divididos en categorías. Además, es la combinación de sólo tres atributos básicos: variedad, balance y disparidad.

Por otro lado, muchas áreas de conocimiento (finanzas, teoría de la información, ecología, etc) utilizan esta propiedad para analizar este tipo de sistemas. Además, dentro de estos campos, se han desarrollado numerosos índices con la finalidad de evaluar los tres atributos anteriormente mencionados. Aún más, algunos índices específicos de determinadas áreas se han utilizado en otras. Por ejemplo, los índices de Shannon (H, índice de la teoría de la información) y de Herfindahl-Hirschman (HHI, índice de análisis económico) se han aplicado

en la evaluación de la diversidad del sistema generador inglés, o de la dependencia de los combustibles fósiles y de la vulnerabilidad de varios sistemas generadores europeos. No obstante, estos dos últimos índices solo valoran dos de los atributos de la diversidad, la variedad y el balance.

Sin embargo, hasta ahora, la evaluación conjunta de los tres atributos de la diversidad del SG no se ha llevado a cabo. Por ello, sabiendo que la evaluación de la biodiversidad ha evolucionado de manera significativa en las dos últimas décadas, se ha llevado a cabo una revisión de la literatura de ese campo buscando algún índice o método de evaluación que permita resolver el problema.

- Quinto, un índice de biodiversidad basado en una clasificación jerárquica (estructura de árbol) ha sido adaptado para la medición de la diversidad del SG mediante el uso de analogías entre este sistema y un ecosistema. Este índice (Δ , índice de diversidad taxonómica) permite cuantificar la diversidad del SG dada su variedad (número de REP), balance (distribución porcentual de los REP) y disparidad (grado de relación entre los REP).

Por otro lado, el método SHE de análisis de la biodiversidad se ha utilizado para determinar los valores máximos y mínimos de H . De esta manera, los diferentes valores de H pueden ser comparados de forma sencilla dentro de estos dos valores-límite.

- Finalmente, ambos índices, H y Δ , pueden ser comparados entre sí sin ambigüedad utilizando para ello sus variaciones porcentuales.

H y Δ han sido aplicados a los resultados anuales de potencia, agrupadas estas últimas por recurso, de las tecnologías consideradas en el modelo agrupadas. Un breve resumen de los **resultados de diversidad** -mostrados también en el Capítulo 6 de esta tesis- se presenta a continuación.

- Primero, de la comparación entre H and Δ se puede concluir que el uso del primer índice en estudios de la diversidad de sistemas de potencia puede conducir a resultados demasiado optimistas. Otros índices más complejos -en este caso, adaptado del área de biodiversidad- pueden llevar a cabo este trabajo de forma más precisa.

- Segundo, algunas conclusiones pueden ser extractadas del análisis de los resultados de los índices:

o Independientemente del índice considerado y en todos los escenarios, *el SG español se volverá más vulnerable* a lo largo de la década actual debido a la masiva puesta en marcha de las tecnologías basadas en el gas natural y el viento. Este problema se agravará en la década de los 20 si se produce la retirada simultánea de las centrales nucleares y las basadas en el carbón: la vulnerabilidad se incrementará incluso más ya que será necesario una contribución extra de las tecnologías basadas en el gas natural y el carbón limpio.

o Existe una tendencia clara: *cuanto menor es el precio del gas natural, mayor es la potencia instalada de las tecnologías basadas en este recurso, decrementándose de esta manera la diversidad del SG*. Así pues, un escenario de bajas emisiones de CO₂ conduciría a un SG más vulnerable mientras no existan tecnologías que puedan sustituir competitivamente a las basadas en el gas natural.

o No obstante, *la tendencia negativa de la vulnerabilidad del sistema podría cambiar si se produjese el desarrollo de tecnologías alternativas*. De hecho, si las tecnologías solares se desarrollasen de ahora en adelante, conjuntamente con las TCL, esta tendencia se vería atenuada.

Aún mas, si las actuales centrales nucleares no fuesen desmanteladas, la puesta en servicio de las tecnologías anteriormente mencionadas, conjuntamente con las basadas en el gas natural y el viento, permitiría incrementar la diversidad del sistema en la tercera década del siglo.

Algunas **conclusiones generales** se pueden extraer de todo lo anterior (Ver Capítulo 7 de la tesis):

- El desarrollo de un sistema generador similar al propuesto en los párrafos anteriores implica añadir nuevas incertidumbres. Por ejemplo, es necesario elegir las tecnologías basadas en recursos renovables en las cuales centrar los esfuerzos para su desarrollo.

Teniendo en cuenta los criterios de seguridad de suministro y bajas emisiones de CO₂, el desarrollo de tecnologías de generación gestionables basadas en REP con alta disponibilidad ha de ser una prioridad. Por ejemplo, entre todas las posibilidades, *la Electricidad Solar Térmica (EST), especialmente con almacenamiento y/o con hibridación con combustibles fósiles o biomasa*, es una buena candidata, ya que España posee todo los factores necesarios para su desarrollo: el recurso, la tecnología y el interes de todos los agentes involucrados.

- No obstante, la EST no es la solución en el norte de España debido a su baja radiación solar directa. Además, la mayoría de las centrales térmicas de carbón que serán retiradas en los años 20 están situadas en esta área, cerca de las cuencas mineras. Así, será necesario sustituirlas por otro tipo de centrales. *Las TCL podrían ser parte de la solución*.

Una de las consecuencias negativas de su desarrollo sería la dependencia del carbón importado. *El desarrollo de tecnologías híbridas, que sean capaces de quemar diferentes combustibles, podría ayudar a reducir esta dependencia* (por ejemplo, GICC c/CAC).

- Por otro lado, otras tecnologías, intensivas en capital, deberían considerarse como opciones del mix de generación; entre ellas, la generación nuclear. Sin embargo, su largo periodo de amortización conjuntamente con su baja aceptación pública son los dos máximos inconvenientes para su desarrollo. Así, si las CN –u otras tecnologías similares como aquellas basadas en el carbón- fuesen elegidas por los inversores, estos -y los

financiadores- deberían tener la certeza de que la amortización de las centrales no se vería perjudicada o impedida por los cambios repentinos en la política energética debido a cambios en el gobierno. Por lo tanto, es *necesario un marco regulatorio energético estable a largo plazo y sin dependencia del partido político gobernante.*

En resumen, el mix de generación sugerido implica *el desarrollo de tecnologías híbridas que promuevan la diversificación de combustibles y generen bajas emisiones de CO₂, y la elaboración de una política energética clara y duradera para dar confianza al mercado.*

Para llevar a cabo lo anterior, algunas medidas económicas y políticas son necesarias.

Así, es necesario la implementación de **medidas económicas** que promuevan las tecnologías híbridas ya que su desarrollo puede verse impedido por sus elevados costes de I+D. Además, estas ayudas deberían calcularse en función de su contribución a la seguridad de suministro. En esta tesis se sugieren dos sistemas de ayudas:

- Un sistema de remuneración análogo al actual REE. De hecho, *dos sistemas de remuneración* deberían ser elaborados:
 - o Las ayudas económicas recibidas por las tecnologías híbridas renovables pertenecientes al REE deberían ser complementadas por el primer sistema de remuneración de acuerdo con su contribución a la seguridad de suministro.
 - o La expansión de las tecnologías híbridas basadas en los combustibles fósiles, capaces de quemar recursos autóctonos e importados, sería promovida por el segundo sistema en base a la cantidad de la biomasa que se quema.
- *Un plan nacional de soporte financiero, análogo al europeo (SET-Plan).*

Este plan financiero se necesita como complemento a las dos medidas económicas previas, con la finalidad última de reducir los costes mediante I+D de las actuales tecnologías híbridas, y el desarrollo de nuevos conceptos, principalmente de aquellos basados en los combustibles fósiles.

En relación con las **medidas políticas**, se sugieren algunas:

Marco regulatorio español

- *Los partidos políticos deberían alcanzar un acuerdo-marco -similar al alcanzado en Francia- sobre política energética.* Este acuerdo debería establecer las líneas básicas de desarrollo a medio-largo plazo del sector eléctrico basándose en los tres objetivos de la ley.
- *En relación con las tecnologías híbridas, el establecimiento, tanto en la planificación energética como en la regulación eléctrica, de un objetivo porcentual mínimo de estas tecnologías en relación con las tecnologías de generación no-gestionables basadas en recursos renovables en cada nudo de la red* promocionaría el desarrollo conjunto de ambos tipos de generación.

- Obviamente, el elevado coste del sistema aquí promovido es uno de sus grandes inconvenientes. Esto ha de ser aceptado por los consumidores. *Una clara información acerca de la distribución de las ayudas económicas así como de sus efectos positivos es esencial para su aceptación.*
- Algunas medidas pueden ser implementadas con el proposito de reducir parte de este sobrecoste. Por ejemplo, *las tecnologías renovables maduras –GE onshore, principalmente- deberían ser, gradualmente y a corto plazo, excluidas del sistema de primas REE.*

Marco regulatorio europeo

- Se debería desarrollar un *marco legal a nivel europeo sobre energía nuclear* con el proposito de dar seguridad jurídica a los agentes y promover indirectamente esta tecnología tanto en Europa como en España.

Como corolario, esta tesis busca contribuir a la resolución un problema muy complejo, la expansión futura del mix de generación español. El desarrollo de un modelo matemático que considera mucho de los factores con influencia en este problema y de dos herramientas de análisis de diversidad son las dos contribuciones principales a su solución.



Summary

Acronyms of the Summary

CCS	CO ₂ Capture and Storage
CCT	Clean Coal Technologies
GEP	Generation Expansion Planning
GT	Gas Turbines
HG	Hydroelectric Generation
IGCC w/CCS	Integrated Gasification Combined Cycle with CCS
NGCC	Natural Gas Combined Cycle
NP	Nuclear Power
PCC	Pulverized Coal Combustion
PER	Primary Energy Resources
PGS	Power Generation System
PPP	Peaking Power Plants
SRE	Special Regime of Energies
STE	Solar Thermal Electricity
USC w/CCS	UltraSuperCritical PCC with CCS
WG	Wind Generation

SUMMARY

The ideal Spanish generation mix and how to get it are the problems analyzed in this thesis. This task has to be done in the midst of a process of liberalisation, with a world full of uncertainties, and compliance with the three objectives of minimum cost, supply security and maximum respect for the environment that are fixed in the Law 54/97 of the Electricity Sector.

First, with the aim of explaining the current Spanish electrical system, a ***brief overview of its structural, legal and business evolution*** from its beginning until today is carried out in the first two chapters of this thesis.

In these chapters, two different stages have been considered in the evolution of the electrical system: before and after the economic liberalization of the sector. This latter occurred in January 1, 1998.

- Regarding the first period, a continuous process of structural and business concentration occurs: at the beginning, there are numerous independent electrical systems with their respective electric companies; at the end, the system is composed for a sole fully meshed network and few utilities.

This process of concentration was accelerated by the Oil Crisis of 1973. As a result of this crisis, the survival of many companies was jeopardized. In fact, many small utilities disappeared in the fifteen years prior to the sector liberalization as a result of mergers and acquisitions by other bigger companies. This way, there were only four main electrical companies at the end of the first period.

A second consequence of the aforementioned crisis was the evolution of the generation mix from petroleum products to coal and uranium. In fact, the current PGS is partly based on that of the 80's.

- In the early years of the deregulation process, the complete privatization of ENDESA (main utility of the electrical system at that time) and of the Market Operator were the two main facts. Then, in the first decade of this century, numerous merger and acquisition attempts between companies have occurred in order to enter the free market or to strengthen their position.

The foregoing has occurred under the regulatory framework established by the Law 54/1997 of the Electricity Sector. The basic rules governing the organization and operation of the Spanish electricity sector are in this law.

The new regulatory framework fixes several activities that are needed to carry out the supply of the electricity: generation, commercialization, international and intracommunity power exchanges, transmission, distribution, and economic and technical management of the electricity system.

This new economic model is based on the implementation of competition in the three first activities with the aim of increasing the quality of the service and at the same time, ensuring the energy supply at the lowest cost and with the maximum respect of the environment.

So, it is necessary to evaluate the influence of the liberalized activities on this threefold objective. Nonetheless, the economic importance of the generation activity is much larger than that of the other two. This is the reason why a ***stochastic linear model of minimum cost of the Power Generation System*** (PGS) is developed for the period 2013-2032. This model has been performed by using the programming language specific to the GAMS application and the CPLEX optimiser that also belongs to this programme. A brief explanation of this model is shown in next paragraphs (More details in Chapter 3).

- First, the model calculates the optimal composition of new generation investments considering the withdrawal of obsolete power plants and future electricity demand. That is, *GEP is to determine WHAT generating units should be constructed and WHEN these units should come on line over a long-time horizon* with the purpose to meet the electric demand minimizing the investment and operation costs of the generation system - that is, a perfect competition model.

This type of model has been chosen due to it makes possible to find a unique and optimal solution which can be used as a reference. In fact, its results are used to analyze the costs, the CO₂ emissions and the supply security of the Spanish system in next decades.

- Second, the current situation of the Spanish PGS is shown in order to know the starting point: Hydroelectric Generation (HG), oil/gas turbines (Peaking Power Plants, PPP) and two types of thermal power plants (Pulverised Coal Combustion (PCC) and Nuclear Power (NP)) have provided the load base generation and the coverage of the peaking power. The development of HG and NP has now stagnated, and the other two technologies, PCC and PPP, are in decline. Also, the Natural Gas Combined Cycle (NGCC) and the technologies that are in the Special Regime of Energies¹ (SRE), mainly Wind Generation (WG), have undergone considerable development. This has made it possible to meet the substantial growth in demand of the last decade, in conjunction with the four previously mentioned technologies.

Regarding the future generation system, its development must be continued since the demand will grow, but a lower rate. Among the above six technologies, HG is the only one whose development possibility is practically zero due to the almost total exhaustion of the resource. The rest of the technologies could be installed if certain restrictions and uncertainties are eliminated or mitigated.

¹ It is a feed-in tariff that includes several power generation activities using renewable resources (wind, sun, biomass, water, etc) and high performance technologies (CHP, etc.).

- Third, two basic aspects that influence the composition of the generation mix have been taken into account in the model: the *uncertainty in fossil fuels and CO₂ allowances prices* and the *commissioning or not of nuclear generation*.

- o The first factor has been considered by means of the scenarios technique: *High priority gas (H.p. gas)*, *High priority coal (H.p. coal)* and *Intermediate (Intermediate)* are the three scenarios analyzed. In the first two scenarios the price of coal is assumed constant and the price of gas varies from high values to low values. Also, the price of CO₂ allowances varies in a range that depends on the scenario considered. These price variations can affect the order of merit of the coal and gas technologies. Finally, intermediate costs are considered in the third scenario.

- o Nuclear energy has been considered as option in the mentioned scenarios. In the *nuclear case*, it is supposed that the operational life of the current NP plants is extended to 60 years and it is possible to put other ones into service. In contrast, in the *non-nuclear case*, it is assumed that the current state of affairs continues: new NP plants are not being installed and the existing plants will have to be decommissioned when they reach 40 years of operation.

- Fourth, other technologies have been considered in the model: Clean Coal Technologies (CCT) as the UltraSuperCritical Pulverised Coal Combustion with CO₂ Capture and Storage (USC w/CCS) and Integrated Gasification Combined Cycle w/CCS (IGCC w/CCS)); NGCC and Gas Turbines (GT); renewable energies, mainly WG.

These technologies are probably those that would be more likely to comply with the three objectives that are mentioned above.

- Fifth, commissioning plans have been fixed for NP (in *nuclear case*, obviously), CCT and WG in order to limit the maximum grade of penetration of these technologies. These commissioning plans set the maximum annual and total capacity that can be installed.

For the remaining technologies, NGCC and GT plants, it has been supposed that their maximum penetration is limited by the cost of the natural gas and its relationship with the cost of the coal and by the price of CO₂ allowances, i.e. by means of the resolution of the model.

- Finally, restrictions, both technical (on production and capacity for each technology and system reliability constraints) and economic (investment constraints) have been imposed so that the future generation system may be modelled as accurately as possible.

Among other results, the ***installed capacity of the different technologies, the system costs and CO₂ emissions in the period 2013-2032*** are obtained from the model defined above. They are showed in Chapter 4 of the thesis.

Several comments need to be made in relation to the *total installed capacity*:

- d) In both cases, *nuclear* and *non-nuclear*, NP is the only technology that is not developed.

- e) A larger total installed capacity is needed in the *non-nuclear case*.
- f) CCT would render an important contribution in the 20's and in both cases.

On the other hand, a few points on the *evolution of the total capacity* of the system in the analysed period and for both cases should be made:

- a) The total capacity of the renewable energies is maintained above 50% throughout the studied period.
- b) In the *non-nuclear case*, the proportional contribution of fossil fuel-fired technologies is increased in the second five-year period of the 20's to cover demand and to perform the replacement of NP plants.

In relation to the system costs, it can be seen that the *non-nuclear case* would incur a total cost that is greater than the *nuclear case* in all the scenarios.

In relation to the CO₂ emissions, during the first decade these emissions would be similar in both cases. However, in the last decade, these cases would show contrasting tendencies, the tendency being to decrease in the *nuclear case* and slightly increase in the *non-nuclear case*.

As a main conclusion of the above, two of the three objectives of the liberalisation, maximum respect for the environment with the best possible competitive price, seem to be better met if, at least, the current NP plants continue working in the future, and were they to be complemented with the development of CCT, NGCC and SRE, mainly WG.

Nonetheless, it is necessary to evaluate the third objective, the **supply security**. The methodology applied is shown in Chapter 5 of the thesis. Brief review of this subject is presented below.

- First, the supply security of the PGS in relation to the Primary Energy Resources (PER) is analyzed.
- Second, a review of the past and future situation of these PER in the Spanish system is necessary.

In last decade, the growth pattern of this system has resulted in a substantial increase in dependence on imported natural gas and on a renewable resource with low availability, the wind.

On the other hand, the technologies that will form the future Spanish generation mix will be based, mainly, on five PER, coal, natural gas, uranium, water and wind; and very probably on a new one, the sun.

As regards renewable energy, its potential development is very important. The total theoretical potential of electric power development with renewable energy resources would reach up to 390 GW. Six-tenths of this potential is due to solar generation and three-tenths to WG. The remaining ten per cent includes the biomass, wave energy, geothermal energy, hydro, etc.

On the other hand, the situation, both current and future, of the three non-renewable energy resources is as follows:

- o Imported coal is gradually substituting national coal in spite of its important reserves, due to the high operating costs of the northern Spanish mines and the low quality of the product.
- o There is no domestic natural gas. The available supply is imported by means of two pipelines from Algeria and through Liquefied Natural Gas shipments from other producer countries (Libya, Egypt, Nigeria, Norway...).
- o There is no domestic uranium. The imports of this mineral come from many countries (Russia, Australia, Canada...).

In short, the degree of dependence on imports may be very high in the future and, a priori, this may jeopardise the security of the electricity supply.

- Third, a system can, however, be highly dependent on imports but not very vulnerable because it possesses significant diversity. That is, the higher the diversity is, the lower the system vulnerability.

Several factors affect the system vulnerability. Also, there are a set of indicators to independently evaluate the influence of these factors on vulnerability.

However, the above is only one way to analyse the problem. We could also consider the solution/s to this problem and analyze the degree of implementation of this/these solution/s in the system, one of which is diversification.

- Fourth, diversity is an intrinsic property of those systems whose elements may be apportioned into categories and furthermore, it is the combination of just three basic attributes: variety, balance and disparity.

On the other hand, many areas of knowledge use this property to analyze this kind of systems. For instance, finance theory, information theory and ecology are three of them. Also, numerous indices have been developed to measure some of its three basic attributes in these fields. Even more, some of these indices developed in some specific field have been used in other areas of knowledge. For instance, Shannon Index (H, information theory index) and Herfindahl-Hirschman Index (HHI, economy analysis index) have been applied to determine the diversity in the UK generation system, or the fossil-fuel dependence and vulnerability of several European generating systems. Nonetheless, these indices only consider two diversity properties, variety and balance.

However, a diversity analysis of the PGS considering its three basic properties jointly has not been carried out until now. Therefore, knowing that biodiversity assessment has evolved significantly over the last two decades, a review of the ecological literature has been conducted, looking for some index or evaluation method to solve the problem.

- Fifth, a biodiversity index based on a hierarchical classification (tree structure) can be adapted to the measure of the PGS diversity by using analogies between ecosystem and PGS. This index (Δ , taxonomic diversity index) allows the diversity of a PGS to be determined quantitatively given its variety (number of PER), balance (percentage distribution of PER) and disparity (relationships' degree between PER). The details about application methodology of this index are presented in Chapter 5.

On the other hand, the SHE biodiversity analysis method is used to determine the maximum and minimum values of H . This way, different values of H can be compared easily within these two limit values.

- Finally, the percentage variations of both indexes have been carried out in order to compare their results without ambiguity.

Both indexes, H and Δ , have been applied to the annual capacity results, grouped by PER, for the technologies considered in the model. A brief review of the **diversity results**, shown in the Chapter 6 of the thesis, is presented below.

- First, it can be deduced from the *comparison between H and Δ* that the use of the first index in diversity studies of power systems may lead to too optimistic results. Other more complex indexes (in this case, adapted biodiversity index) can perform this work more accurately.
- Second, the analysis of the indexes results has led to the following considerations:
 - o Regardless of the indexes and in all the scenarios, *the Spanish generation system will become more vulnerable* throughout this decade due the massive commissioning of natural gas- and wind-based technologies. Moreover, this problem could become worse in the 20's if the simultaneous withdrawal of NP and coal-based thermal plants occurs: the vulnerability would be increased even more since an extra contribution of natural gas- and clean coal-based technologies would be required.
 - o There is a clear tendency: *the lower the natural gas price is, the higher the commissioning of natural gas-fired technologies, thus decreasing the PGS diversity*. So, a scenario of low-carbon emissions leads to a more vulnerable generation system whilst there are no technologies to competitively replace those based on natural gas.
 - o Nonetheless, *the development of alternative technologies could change the negative trend of the system vulnerability*. In fact, if the solar technologies were developed from now on, jointly with the CCT in the 20's, this tendency would be mitigated.

Even more, if the current NP plants are not dismantled, the roll out of the aforementioned technologies jointly with the other (natural gas-fired and wind-based technologies) would allow the system diversity to increase from the 20's onwards.

Some **general conclusions** can be obtained from all the above (See Chapter 7):

- The development of a generation system similar to that proposed in the previous paragraphs implies adding new uncertainties. For instance, it is necessary to choose the new renewable technologies on which development efforts should be focused throughout the current decade.

Following a supply security and near-zero CO₂ emissions criteria, the development of dispatchable generation technologies based on renewable PER with high availability has to be a priority. For instance, among all the possibilities, *Solar Thermal Electricity (STE), especially with energy storage and/or with hibridation with fossil fuels or biomass, is a good candidate*, since Spain has all the factors that are necessary to develop this technology: the resource, the technology and the interest of all the agents involved.

- Nonetheless, the STE is not the solution in the north of Spain because of the low direct radiation. In addition, most of the coal-fired power plants that will be withdrawn in the 20's are situated in this area, near the coalfields. So, it will be necessary to install other types of power plants to replace them. *CCT could be part of the solution*. Nonetheless, the dependence on imported coal could be one of the negative consequences of their development. Among other complementary solutions, *the development of hybrid technologies, which are able to burn different fuels, could help to reduce this dependence* (For instance, IGCC w/CCS).
- On the other hand, other capital-intensive technologies should be taken into account in the generation mix suggested – among them, NP. However, its long period of payback jointly with its low public acceptance are the two most serious drawbacks for its development. So, if NP (or other similar technologies such as those which are based on coal) was chosen by investors, they (and funders) must be confident that the amortization of the plants is not going to be impaired or impeded by the sudden shifts in the energy policy driven by changes in government. Therefore, *a stable energy regulatory framework over a long period and without dependence on the ruling party is needed*.

Summarizing, the generation mix suggested implies *the development of new hybrid technologies that foster fuel diversification and near-zero CO₂ emissions, and the elaboration of a clear and enduring energy policy to give confidence to the market*. To carry out the foregoing, some economic and political measures are needed.

Economic measures to encourage the hybrid technologies should be considered since their development is impeded by their very high R&D costs. Also, these aids should be calculated using their contribution to supply security as an assessment criterion. In this thesis, two support systems are suggested:

- A remuneration system analogous to current feed-in tariff (SRE). In fact, *two remuneration systems* have to be developed:

- o The economic aids received by renewable hybrid technologies from the SRE would be complemented by the first remuneration system according to their contribution to the supply security.
- o The roll out of the fossil-fuel hybrid technologies capable of burning autochthonous and imported resources would be promoted by the second remuneration system based on the amount of the biomass that is burned.
- A *national financial support plan, analogous to the European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan)*.

As a complement to the two previous economic measures, this national financial support is needed in order to reduce the costs, by means R&D, of current hybrid technologies and to develop new concepts, mainly in the case of fossil fuel-based ones.

Regards the **political measures**, there are several that could be carried out:

Spanish framework

- *Political parties should reach a framework agreement (similar to that achieved in France) on energy policy.* This agreement should establish basic medium/long-term development lines for the electric sector based on the threefold objective mentioned above.
- *In relation to the hybrid technologies, the establishing (both in the energy planning and as guidance) of a minimum percentage goal of these technologies in relation to renewable non-dispatchable generation at each knot of the grid* would foster the joint development of both types of generation.
- Obviously, the system here promoted has the great disadvantage of its high cost. This has to be accepted by consumers. *Clear information about the distribution of the economic aids as well as their positive effects is essential for it to be accepted.*
- Some measures can be implemented to reduce part of the overcost. For example, *renewable mature technologies (onshore WG, mainly) should be gradually excluded from the short-term feed-in tariff.*

European framework

- *A legal EU framework on nuclear energy* could be a way to give juridical security to the agents and to promote indirectly this type of technology not only in Europe but also in Spain.

As a corollary, this thesis aims to contribute to solving a very complex problem, the future expansion of the Spanish generation mix. The development of a mathematical model that considers many of the factors with influence on this problem and of two tools of diversity analysis are the two main contributions to its solution.