



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

CENTRALES NUCLEARES EN MERCADOS ELÉCTRICOS DESREGULADOS DE AMÉRICA LATINA

SIMONE PUGLIESE GANDELLI

Proyecto de Final de Carrera
Ingeniero Industrial con Intensificación en Ingeniería
Nuclear

Profesor Supervisor:
HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

Santiago de Chile, 2003

“La imaginación es Energía creando forma, la Energía es la única vida, y es del Cuerpo, la Razón es el límite o circunferencia exterior de la Energía, y la Energía es Gozo Eterno”

Ginsberg

A voi, miei cari genitori, perché senza il vostro aiuto ed appoggio costante niente di tutto ciò sarebbe stato possibile. Grazie.

A todos mis amigos, por haberme aguantado estos años.

AGRADECIMIENTOS

Al Profesor Hugh Rudnick por su amabilidad y por haberme facilitado numerosos medios e información con los que realizar la investigación. A todo el personal del Departamento de Ingeniería Eléctrica por haber estado siempre disponible a ayudarme cuando lo he requerido. Y finalmente a mi compañero Josep Prat, por haberme aportado nuevos y diferentes puntos de vista con los que enriquecer el estudio.

INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
RESUMEN.....	vi
ABSTRACT	viii
I. PANORAMA ENERGÉTICO MUNDIAL	9
1.1 Situación en los países en Vía de Desarrollo	11
1.1.1 Seguridad en el suministro de energía	11
1.1.2 Inversiones en las infraestructuras del sector energético.....	14
1.1.3 Daños ambientales causados por la producción y uso de la energía	15
1.1.4 Acceso de la población a la energía.....	18
1.1.5 Perspectivas de Demanda y Consumo energéticos.....	21
1.2 Panorama energético en América Latina	24
1.2.1 Aspectos generales.....	24
1.2.2 Tendencias en la industria energética.....	28
1.2.3 Integración regional e infraestructuras	29
II. EL FUTURO DE LA ENERGÍA NUCLEAR	33
2.1 Situación actual	34
2.1.1 Parque Nuclear y características.....	34
2.1.2 Contribución a la producción de energía eléctrica.....	39
2.1.3 Impacto Ambiental de las Centrales Nucleares	42
2.2 Perspectivas de futuro para la energía nuclear.....	49
2.2.1 Análisis de los costes de inversión	49
2.2.2 Seguridad en la industria nuclear.....	59
2.2.3 Proliferación Nuclear.....	65
2.2.4 Tratamiento de Residuos	69
2.2.5 Opinión Pública y percepción social de la Energía Nuclear	73

III. LA ENERGÍA NUCLEAR EN CHILE Y EN LOS MERCADOS COMPETITIVOS	77
3.1 Competitividad de las centrales nucleares en mercados eléctricos desregulados.....	77
3.1.1 Objetivos de los Generadores de Energía Eléctrica.....	77
3.1.2 Objetivos concretos de las Plantas Nucleares.....	83
3.1.3 Seguridad y Regulación en mercados competitivos	87
3.1.4 Desarrollo de la Energía Nuclear en Mercados Competitivos	90
3.2 La energía nuclear en Chile	96
3.2.1 Retrospectiva de la economía Chilena.....	96
3.2.2 Características del Mercado Eléctrico Chileno	99
3.2.3 Perspectivas futuras para el Mercado Eléctrico.....	104
3.2.4 La apuesta por el Gas Natural.....	115
3.2.5 Implantación de Centrales Nucleares en Chile.....	124
BIBLIOGRAFIA.....	137
A N E X O S.....	141

RESUMEN

Las previsiones acerca del futuro panorama energético a nivel global indican que en los próximos dos decenios va a experimentarse un espectacular incremento de los consumos. Importantes indicadores como la expansión demográfica de los países en Vía de Desarrollo y sus crecientes economías corroboran esta hipótesis.

Los mercados eléctricos van a ser los protagonistas de este aumento. Para hacer frente a la demanda, no se podrá seguir contando con las centrales tradicionales basadas en la quema de combustibles fósiles, debido a los problemas que su uso acarrea, principalmente el grave impacto ambiental provocado por la emisión de gases que contribuyen a aumentar el efecto invernadero, y la dependencia energética entre países consumidores y productores.

En este estudio se pretende demostrar como la implantación de centrales nucleares podría optimizar los mercados eléctricos, haciéndolos más diversificados y por ende equilibrados. A través de una visión general de la industria nuclear, que abarca desde sus costes de inversión hasta la percepción social de dicha tecnología, pasando por su impacto ambiental y los riesgos de proliferación que acarrea su difusión, se pretende trazar un marco global en el que ubicar las centrales nucleares como competitivas *merchant plants* , que pueden operar en mercados eléctricos liberalizados en América Latina.

Particularizando el análisis para Chile y su creciente mercado eléctrico, se realiza una valoración de la futura estrategia energética que parece querer adoptarse en el país, y los riesgos que conlleva. Dadas las previsiones de expansión del mercado eléctrico, y la inseguridad asociada a depender masivamente del Gas Natural y los recursos hídricos para la generación eléctrica, las Centrales Nucleares

podrían ser, dadas unas condiciones de colaboración entre Gobierno e Industria, una conveniente alternativa de futuro para diversificar la matriz energética chilena.

ABSTRACT

The latest energy projections to the next thirty years, show a future in which energy use continues to grow inexorably, and the developing countries reach the most industrialized ones as the largest consumers of commercial energy.

Electricity will grow faster than any other source of energy, and the world electricity demand is expected to double through 2030.

To meet the rising demand, Governments will have to take strenuous actions in many areas of energy use and supply. The deployment of more efficient and cleaner generation technologies would help with energy savings, and the reduction of the energy-related emissions of carbon dioxide. The mutual dependence between nations, based on the fossil fuels consumptions, will be another important issue on the energy policy agenda.

The purpose of this study is to demonstrate that the deployment of nuclear power plants should increase the efficiency of the electricity markets, through an overview of the nuclear industry and the most important aspects that involve the use of this kind of generation.

The Chilean electricity market analysis pretends to show which are the future energy policies that the country seems to consider, and which are the dangers related to this choice.

Given the right conditions for the cooperation between Government and Private Industries, the nuclear power plants should become a very interesting way to increase efficiency and diversifications in the Chilean generation grid.

I. PANORAMA ENERGÉTICO MUNDIAL

A lo largo de este siglo, las problemáticas relacionadas con la energía, van a cobrar una importancia y un protagonismo mayores de lo que han tenido hasta el momento.

Nadie duda de la estrecha relación existente entre energía, economía, política y sociología, y es por ello que en nuestro estudio procuraremos dar una visión lo más amplia posible del problema, abarcando cada uno de los ámbitos anteriormente citados.

Se puede afirmar que en la actualidad el 20% de la población mundial, consume el 80% de todos los recursos energéticos.

Según la proyecciones realizadas por la Organización de la Naciones Unidas (ONU), y la Agencia Internacional de la Energía (IEA), en el año 2030 se habrá producido un aumento del 25% en la población mundial, y un aumento del 50% en la demanda de energía. Teniendo en cuenta que estos incrementos se van a manifestar principalmente en países en Vía de Desarrollo y Tercer Mundo, parece evidente que el modelo de distribución energética actualmente empleado va a ser difícilmente sostenible en un futuro próximo.

Para hacer frente a esta situación, se necesitará sin duda una participación activa de todas las partes, y se deberán tomar unas medidas a escala global.

Una posible estrategia común sería la que se centrara en el desarrollo de los siguientes aspectos:

- Seguridad en el suministro de la energía

- Inversiones en las infraestructuras del sector energético
- Daños ambientales causados por la producción y uso de la energía
- Acceso de la población a la energía

Queda patente que para poder actuar sobre cada una de las cuatro cuestiones expuestas, habrá que intervenir en todos y cada uno de los aspectos que conciernen a la energía: desde su producción, hasta su consumo y efectos secundarios.

1.1 Situación en los países en Vía de Desarrollo

1.1.1 Seguridad en el suministro de energía

El espectacular incremento de la demanda energética, conllevará un inexorable aumento de las transacciones e intercambios de materias primas y combustibles.

Hay que tener también en cuenta que en la actualidad, al existir un sistema basado en el consumo de combustibles fósiles, se tienen dos ubicaciones geográficas bien diferenciadas por lo que a reservas y consumos se refiere.

Queda patente que la inestabilidad geopolítica de las zonas en las que están ubicadas las principales reservas, puede llegar a poner en grave peligro el suministro hacia los principales puntos de consumo.

Un incremento de la demanda, no hará más que agravar el problema, ya que ello supondrá una todavía mayor interdependencia entre regiones.

En este escenario, se plantean dos posibles políticas a seguir. Por un lado se puede perpetuar la dependencia en los combustibles fósiles, y con ello la dependencia de los países productores. Para asegurar entonces el suministro, es probable que aumenten las injerencias político-económicas de los países más desarrollados en zonas ya de por sí poco estables, lo cual a nuestro parecer no haría más que agravar los problemas y tensiones existentes.

Algunos países, entre los que se encuentran los principales consumidores, parecen querer seguir optando por esta política, ya que prefieren

asumir un cierto grado de riesgo político, con tal de mantener unos precios competitivos en sus suministros.

Por otro lado, los mayores consumidores pueden tratar de diversificar su fuentes de energía, para lograr así disminuir su dependencia de las reservas ubicadas en el exterior.

Para zonas como Europa, donde según las previsiones realizadas por la Comunidad Europea la dependencia energética del exterior podría llegar a un 75% para el año 2030, esta segunda opción parece la más adecuada.

Los países en Vía de Desarrollo, van a jugar un papel fundamental en la toma de decisiones por lo que respecta al modelo de suministro a seguir. Según estimaciones de organismos internacionales, habrá seis países que tienen todas las posibilidades de convertirse en los principales demandantes de energía en los próximos cincuenta años. Estos países serían China, India, Brasil, Indonesia, Filipinas y México.

En estas regiones van concurrir dos fenómenos, que si no se anticipan adecuadamente pueden llevar situaciones críticas; estos son un importantísimo aumento tanto demográfico como de los índices de producción industrial.

Por primera vez en la historia, van a darse concentraciones de población que superan ampliamente el billón de personas tanto en la India como en China.

Parece pues evidente que la toma de decisiones, por lo que a políticas globales energéticas se refiere, deberá desplazar su eje de occidente a oriente ya que es probable que los países anteriormente citados se conviertan en interlocutores privilegiados de los productores de materias primas.

Según los últimos datos recogidos por la ONU, en el último año, China ha incrementado sus importaciones de crudo en cerca de un 60%, lo cual, teniendo en cuenta la magnitud del país, es un dato más que alarmante.

Por la misma senda, India lleva casi dos años seguidos batiendo mensualmente su récord de importación de crudo.

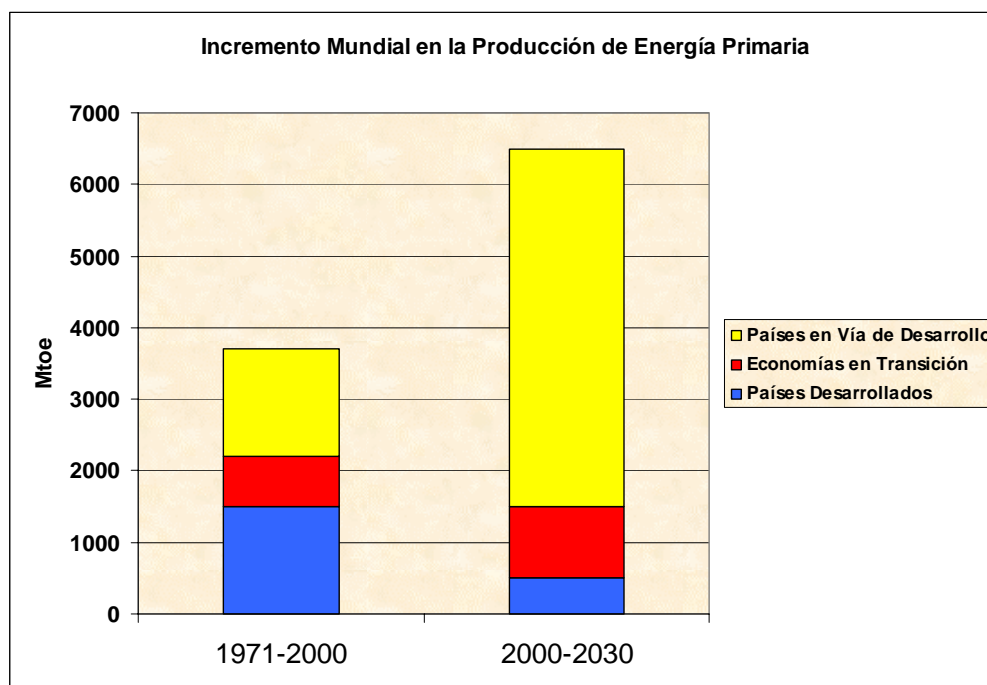


Figura 1.1: Incremento mundial en la producción de energía primaria

En este gráfico queda pues patente cuales son las estimaciones referentes a la tendencia anteriormente citada.

1.1.2 Inversiones en las infraestructuras del sector energético

Al aplicar políticas y estrategias a gran escala, habrá que actuar sobre todos y cada uno de los procesos de producción, distribución y consumo de energía.

La *International Energy Agency (IEA)* estima que será necesaria una inversión de aproximadamente 4.2 trillones de US\$ para aumentar la generación, hasta un nivel que pueda hacer frente a la demanda estimada para el año 2030.

La mayor parte de estas mejoras se deberán implantar en países en Vía de Desarrollo, y es evidente que sin la aportación de capitales por parte de los países más desarrollados, dicha inversión es inalcanzable.

Por otro lado, deberán darse las condiciones para que estos flujos de capital lleguen hasta sus destinatarios. Las empresas o entidades inversoras, querrán obtener unos beneficios generados por sus aportaciones, y es en parte tarea de los países receptores hacer apetecibles la participación de éstas en los diferentes proyectos.

En muchos lugares hace falta todavía la creación de unos mercados realmente competitivos, y una legislación vigente que garantice el marco de la legalidad en todos los aspectos.

En los países en Vía de Desarrollo, se han dado en demasiadas ocasiones circunstancias en las que se han actuado planes de liberalización y privatización demasiado agresivos, o por lo contrario los gobiernos han mantenido posiciones demasiado coercitivas en mercados supuestamente liberalizados.

Es por esto que habría que redefinir las “reglas de juego”, para favorecer las necesidades energéticas emergentes por un lado, y los objetivos de beneficio de los inversores por otro.

1.1.3 Daños ambientales causados por la producción y uso de la energía

En la actualidad la principal causa de la contaminación a nivel global son las emisiones de CO₂.

La producción de energía y el transporte son responsables del 75% de dichas emisiones, por lo que cualquier medida que se tome en estos ámbitos contribuirá enormemente en la mejora de las condiciones ambientales.

Según los cálculos realizados por la ONU y la IEA, las emisiones de CO₂, podrían alcanzar los 38 billones de toneladas en el año 2030, lo que supondría un aumento del 70% respecto a los niveles registrados en el año 2000. Además, estas crecerán en un porcentaje superior al de la demanda de energía, lo cual implica que se van a seguir usando procesos de bajo rendimiento tanto energético como ambiental.

El peso de las emisiones se verá geográficamente desplazado hacia los países en Vía de Desarrollo, donde es probable que ante el enorme aumento de demanda de energía que van a experimentar, se opte por tipos de generación más “sucias” con los que salir adelante.

Cabe decir que se espera que para el año 2030, China contribuya por sí sola en el 25% del aumento de las emisiones, lo que supone unas 6.7 billones de toneladas.

La firma del Protocolo de Kyoto no ha parecido mejorar la situación, ya que se estima que para el año 2010, los países industrializados estarán un 15% por encima de los objetivos marcados.

Si los EE.UU, decidieran finalmente participar en los acuerdos del Protocolo, dicho desfase con los objetivos se vería reducido drásticamente, hasta un 2%.

A continuación se muestra como podría variar el nivel de emisiones de CO₂ en los países más industrializados si se cumpliera el protocolo.

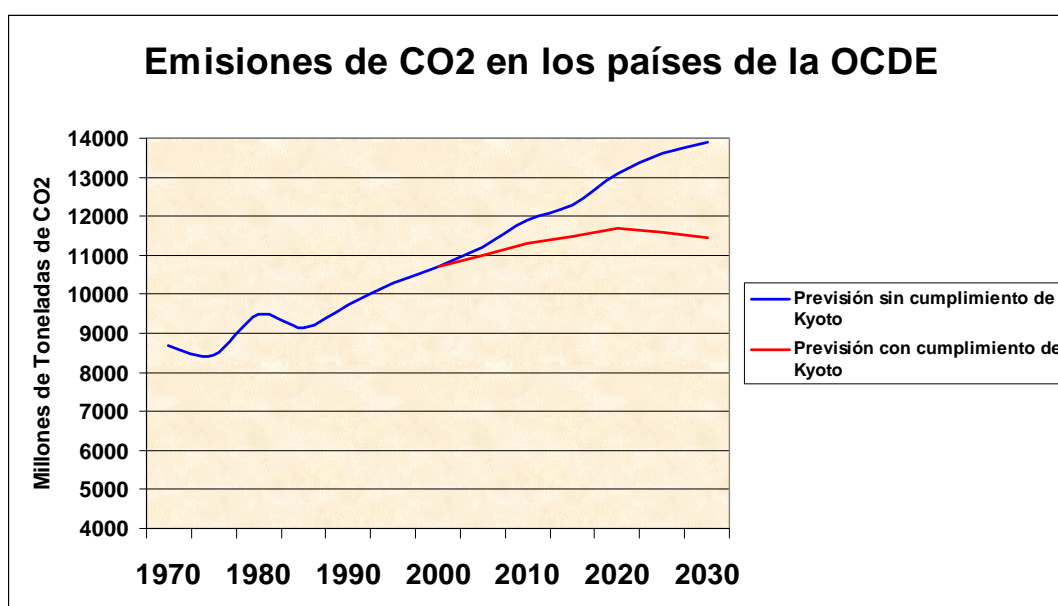


Figura 1.2 : Niveles de emisión de CO₂ en los países de la OCDE según se cumpla el protocolo de Kyoto

Es de fundamental importancia para el bien común el desarrollo de tecnologías alternativas que permitan reducir las emisiones de CO₂.

Hasta que no se pudieran implantar masivamente nuevas técnicas de generación y transporte (cosa poco realista en un horizonte que abarca hasta el 2030), se deberán fomentar otras medidas como el ahorro energético, la implantación de un impuesto sobre las emisiones de gases o el fomento de la energía nuclear, cuyo impacto ambiental a nivel de emisiones es prácticamente nulo.

Contrariamente a lo que se piensa en el seno de muchas organizaciones ecologistas, somos de la opinión que en el ámbito de las relaciones ente medio ambiente y energía, habría que trazar dos estrategias de actuación paralelas : una a corto y mediano plazo, y otra a largo plazo.

La estrategia a corto plazo, implicaría la implantación inmediata de tecnologías que aseguren una reducción en las emisiones de CO₂, mejorando y optimizando procesos altamente contaminantes de uso masivo. Según las organizaciones previamente citadas, este tipo de soluciones son inútiles, porque no hacen más que perpetuar un modelo energético insostenible.

Desde nuestro punto de vista es cualitativa y cuantitativamente imposible cambiar tecnologías y modos de consumo ampliamente extendido en un plazo breve de años. Por lo tanto, mientras se sigue actuando una estrategia a largo plazo (educación ambiental y de consumo energético, investigación y desarrollo de nuevas tecnologías y tipo de combustible), no podemos dejar de lado los problemas actuales en pos de soluciones futuras que parecen solucionar todas las necesidades.

La estrategia a corto plazo debería implantarse inmediatamente en los países más pobres, ya que es imposible que allí se puedan implantar tecnologías avanzadas y alternativas, debido a la enorme inversión que ello conllevaría.

1.1.4 Acceso de la población a la energía

El acceso a fuentes de energía, principalmente eléctrica, es un elemento fundamental para el desarrollo económico, y por lo tanto social de cualquier país.

La falta de suministro eléctrico, conlleva a la falta de un desarrollo industrial, lo cual va seguido de falta de empleo. Esto no hace más que realimentar situaciones de extrema pobreza.

En un informe del Banco Mundial, se vaticina que para el año 2030, de los 8.3 billones de habitantes que poblarán la Tierra, 1.4 billones seguirán sin acceso a la electricidad. Esto supone que un 16.8% de la población mundial seguirá condenado a vivir en condiciones de extrema pobreza.

Las proyecciones de expansión demográfica hablan muy claro, y mientras en los países occidentales el nivel de población va a estabilizarse o incluso descender, en las zonas de menos recursos esta va a seguir disparándose. En los países emergentes por lo menos se dará una convergencia entre aumento demográfico y desarrollo económico, que debería garantizar unas mejores condiciones de vida para la población.

Pero para aquellas zonas como África o algunas regiones asiáticas donde no se prevén futuras mejoras en el ámbito económico, la situación puede llegar a ser catastrófica.

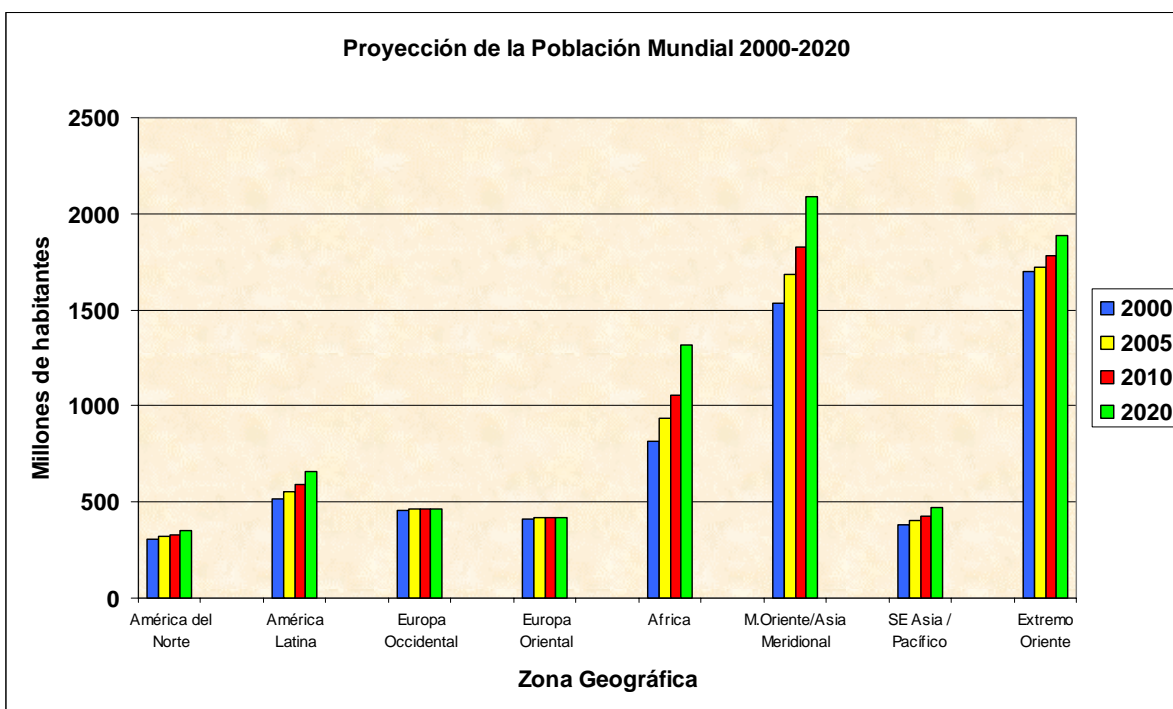


Figura 1.3 : Proyección de la población mundial hasta el año 2020

En los países menos desarrollados es muy probable que siga la tendencia de emigración hacia los grandes centros urbanos, los cuales no tendrán la suficiente capacidad para asegurar a sus nuevos inquilinos ni los servicios sociales básicos (sanidad, educación, trabajo), ni tanto menos la energía necesaria para llevar una vida digna y confortable.

Es por ello que se estima que para el horizonte del 2030, cerca de 2.6 billones de personas (31% de la población mundial), seguirán utilizando biomasa para hacer frente a las demandas de energía en el ámbito residencial.

Es ampliamente sabido que el uso intensivo de la biomasa provoca graves problemas de salud debido a su combustión en ambientes domésticos, además

del grave impacto ambiental causado tanto por los productos de combustiones poco eficaces. Las áreas geográficas donde se darán principalmente estos problemas serán el sur-este asiático y el África subsahariana.

A pesar de que hay que buscar soluciones de raíz para este tipo de problemas, no hay que perder de vista la realidad, y aunque pueda parecer contraproducente, se podrían intentar implementar mejores tecnologías para la combustión de la biomasa.

Gracias a ellas, se podrían tal vez intentar mejorar momentáneamente las condiciones de vida de millones de personas, ya que es difícil que en una o dos generaciones se consigan implantar otras formas de producción de energía en un porcentaje tan elevado de la población mundial.

Hemos querido darle especial importancia a la cuestión del acceso a gran escala de la población a la energía eléctrica por dos motivos. El primero y más importante es que obviamente todo ser humano debe tener derecho a vivir en un entorno que le permita realizarse como persona, y en unas condiciones dignas. El segundo es que la pobreza y la falta de medios suelen crear esas fracturas sociales que no permiten el establecimiento de un equilibrio político y económico en los países donde se dan. Esto, provoca el que no se den esas condiciones que permitan atraer las inversiones extranjeras, necesarias para colaborar en el desarrollo del país, lo cual no hará más que alimentar el círculo de la pobreza.

1.1.5 Perspectivas de Demanda y Consumo energéticos

Para el horizonte de estudio que abarca desde el año 2001 hasta el 2030, se espera un incremento de la demanda de energía primaria del 1.7% anual. Esta es una cifra inferior a la tasa del 2.1% con la que se ha estado creciendo en las últimas décadas. Como ya se ha comentado los principales protagonistas de este aumento constante de la demanda serán los países en Vía de Desarrollo.

Aunque a nivel porcentual sea allí donde se van a registrar los aumentos más espectaculares, vale la pena remarcar que los niveles de consumo siguen siendo muy dispares a nivel global. En el siguiente gráfico queda patente que a pesar del desarrollo de los años venideros, los consumos energéticos de los países occidentales siguen estando completamente fuera del alcance del resto del mundo.

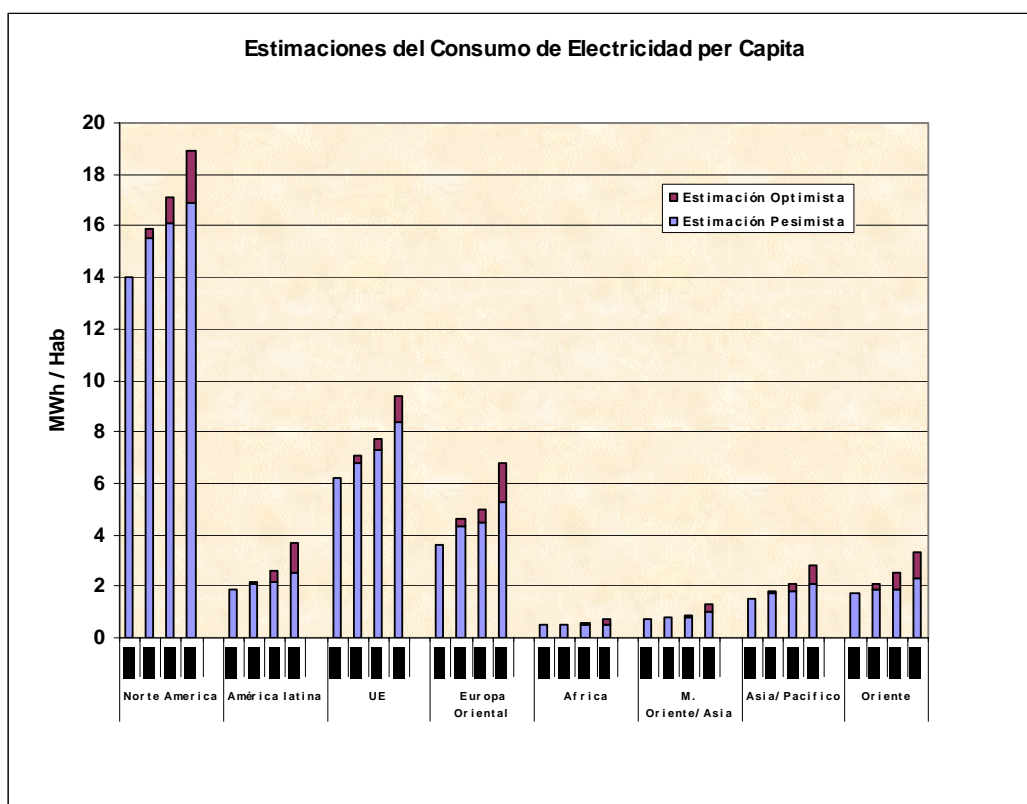


Figura 1.4 : Estimaciones del consumo de electricidad per capita según zonas geográficas

Este dato tan elocuente es el que nos induce a dudar de la sostenibilidad del sistema actual de uso de la energía, aunque el desarrollo de sistemas alternativos es tan complejo que requeriría un estudio completamente independiente.

Los combustibles fósiles se mantendrán como la principal fuente de energía, y para el caso del petróleo, se pasará de una demanda de 75 millones de barriles al día (mb/d) en el año 2000, a una de 120 mb/d para el 2030, lo que corresponde a un incremento del 1.6% anual. Prácticamente un 75% de este incremento en la demanda, será imputable al sector de los transportes.

El combustible fósil que experimentará un mayor aumento del uso a nivel global, será el gas natural. Es probable que su consumo se vea duplicado en los próximos 30 años, y que su contribución a la demanda de energía global pase de 23% al 28-30%. Ya se ha hecho patente que muchos de los gobiernos de los países más industrializados han optado por esta forma de energía, promoviendo fuertes inversiones en plantas de ciclo combinado, y tecnologías que favorezcan un transporte más eficiente para el gas natural licuado. Además el gas natural está bien visto tanto por la buena eficiencia y reducido coste de capital de las plantas de ciclo combinado, como por su reducido (pero no despreciable) contenido en carbono.

A pesar de ello, somos de la opinión que la apuesta por el gas natural no soluciona sino que perpetua dos problemas tratados anteriormente: la dependencia energética de los principales consumidores, y las emisiones de CO₂.

El carbón seguirá manteniendo una tendencia de demanda creciente, aunque menos sostenida que la del gas natural y la del petróleo. Las principales tasas de crecimiento se darán en la India y China, que entre las dos abarcarán cerca del 75% de dicho incremento.

Las energías renovables van a cobrar cada vez más importancia en el panorama energético. Se ha estimado un crecimiento del 3.3% anual hasta el 2030.

A pesar de ello, seguirán suponiendo una pequeña fracción de la demanda global de energía, ya que por sus limitaciones tecnológicas no obtienen todavía las tasas de volumen de producción necesarias para optar a un papel más importante.

1.2 Panorama energético en América Latina

1.2.1 Aspectos generales

América Latina, está compuesta por 13 países que abarcan unos 17 millones de km² aproximadamente.

La región está habitada por 340 millones de habitantes, y se espera que para el año 2020 se alcance una población total que superará los 650 millones de personas.

A lo largo de todo el continente existen realidades políticas, económicas y sociales muy distintas: desde países con una probada estabilidad y economías emergentes y sólidas como Chile y Brasil, países extremadamente pobres como Bolivia, o países muy ricos en recursos pero con situaciones políticas muy complejas e inestables como Colombia, Venezuela y Argentina.

Las principales fuentes de energía presentes en América Latina son el petróleo y el gas natural. Venezuela es el 10º productor mundial de petróleo, y es además el único país en todo el continente americano en formar parte de la OPEP.

Su producción alcanza, en condiciones normales de funcionamiento, los 3,5 millones de barriles por día, de los cuales exporta cerca de 2,5. Sus reservas están estimadas en unos 77 billones de barriles.

Brasil cuenta con las segundas reservas de petróleo del continente, y es, en términos de cifras el gigante energético de la zona, tanto por demanda interna, como por capacidad de generación eléctrica instalada.

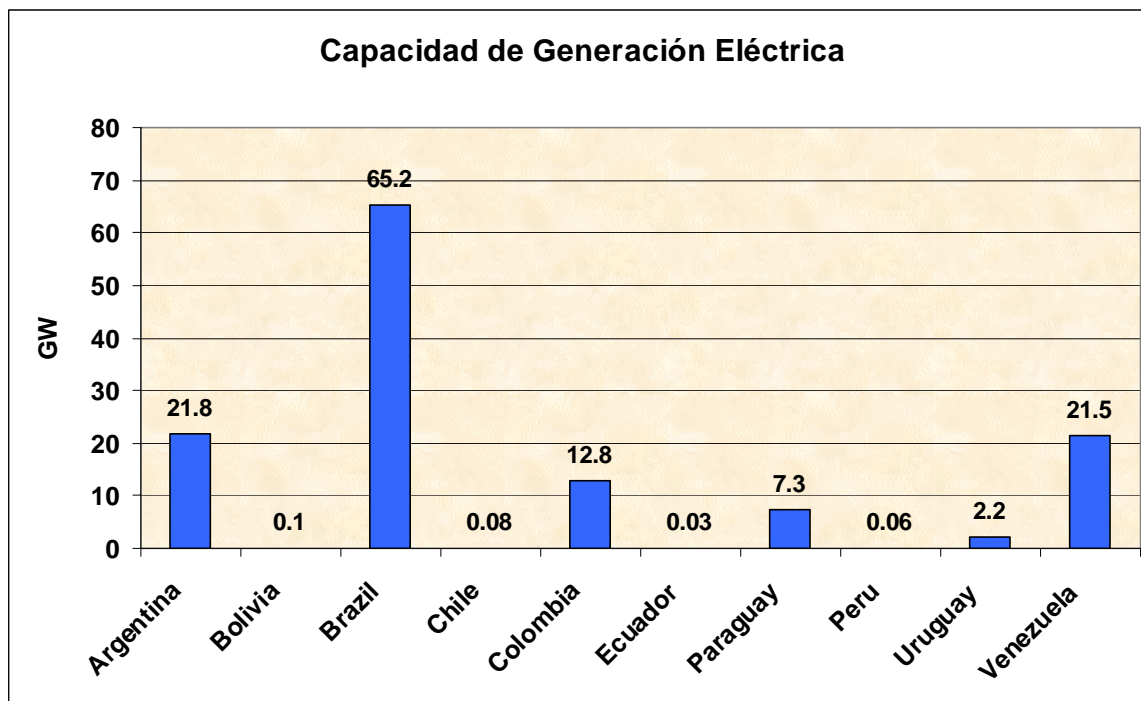


Figura 1.5 : Capacidad de generación eléctrica por países en América Latina

Argentina tiene las segundas reservas de gas natural, y contaba con unas industrias de generación y petroquímicas muy avanzadas, aunque tras la grave crisis sufrida es muy complejo ahora mismo poder hablar de sus consumos o índices de productividad.

Perú tiene unas buenas reservas tanto de gas natural como de petróleo, y cuenta con yacimientos en tierra y off-shore que no han sido todavía explotados.

Bolivia por su parte posee grandes reservas de gas natural, y una posición estratégica privilegiada, ya que se encuentra a caballo de lo que podrían llegar a ser las principales economías del continente: Brasil, Argentina y Chile. Pero su delicada situación política y económica hacen que no sea todavía posible expresar juicios exactos acerca de cual podría ser su rol en el desarrollo energético de la región.

Chile cuenta con la economía más sólida, y las administraciones más fiables ante los inversores extranjeros, pero tiene una gran dependencia energética con el exterior, ya que apenas cuenta con recursos propios. El tema de Chile y su mercado energético serán tratados más en profundidad en otra sección de este estudio.

La disparidad de situación energética entre los diferentes países, queda patente al analizar en conjunto sus reservas tanto de crudo, como de Gas Natural.

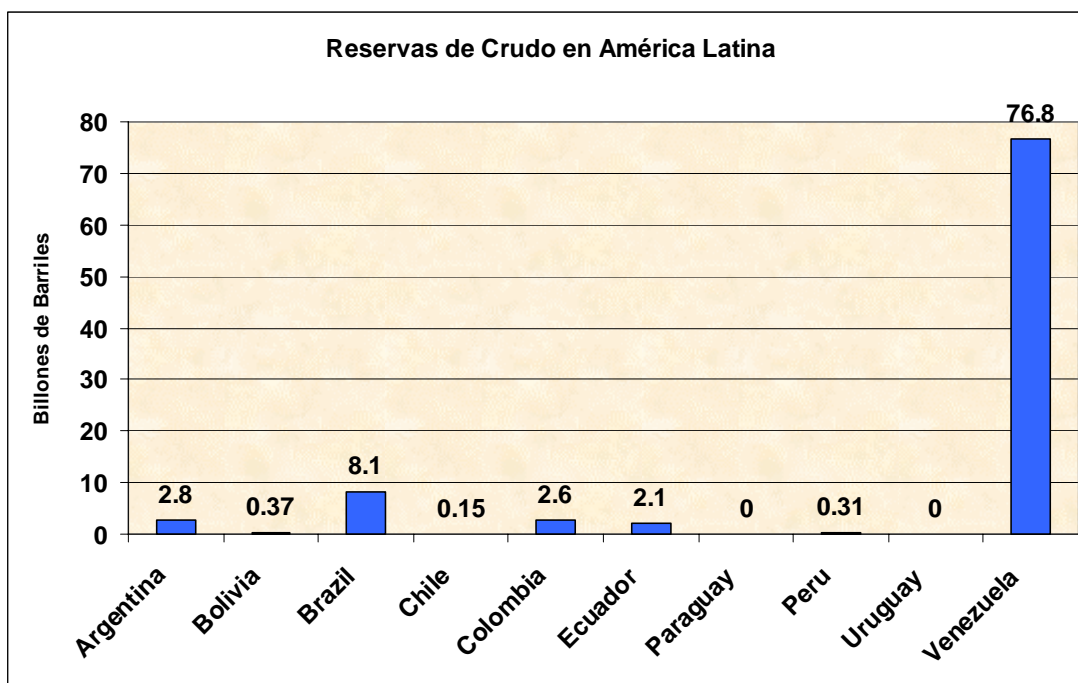


Figura 1.6: reservas de crudo por países en el año 2002

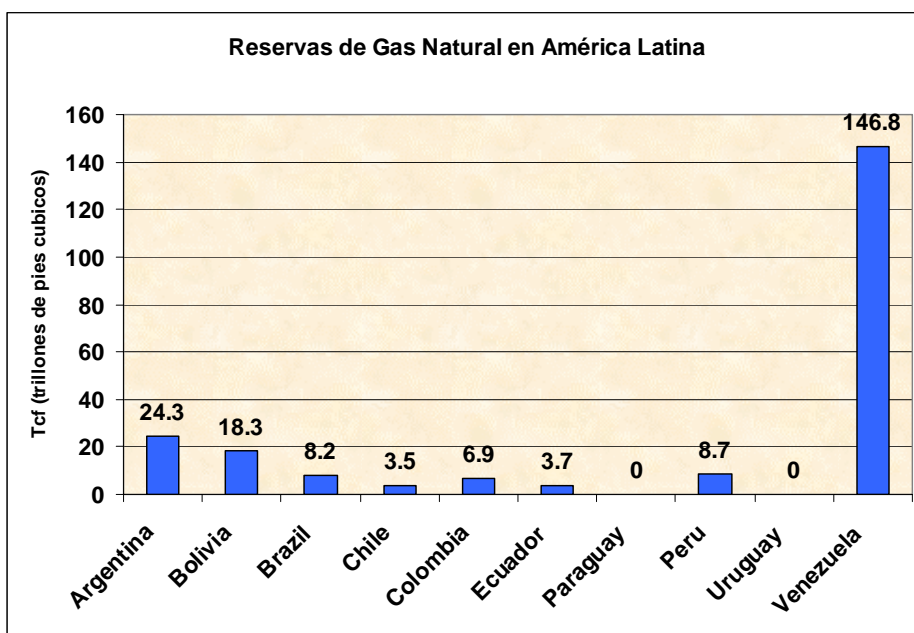


Figura 1.7 : reservas de Gas Natural por países en el año 2002

Otro aspecto interesante a tener en cuenta es ver como se distribuye la generación en cada uno de los países. Tal y como se muestra en el siguiente gráfico, la mayor parte de la generación en el continente se debe a centrales hidroeléctricas.

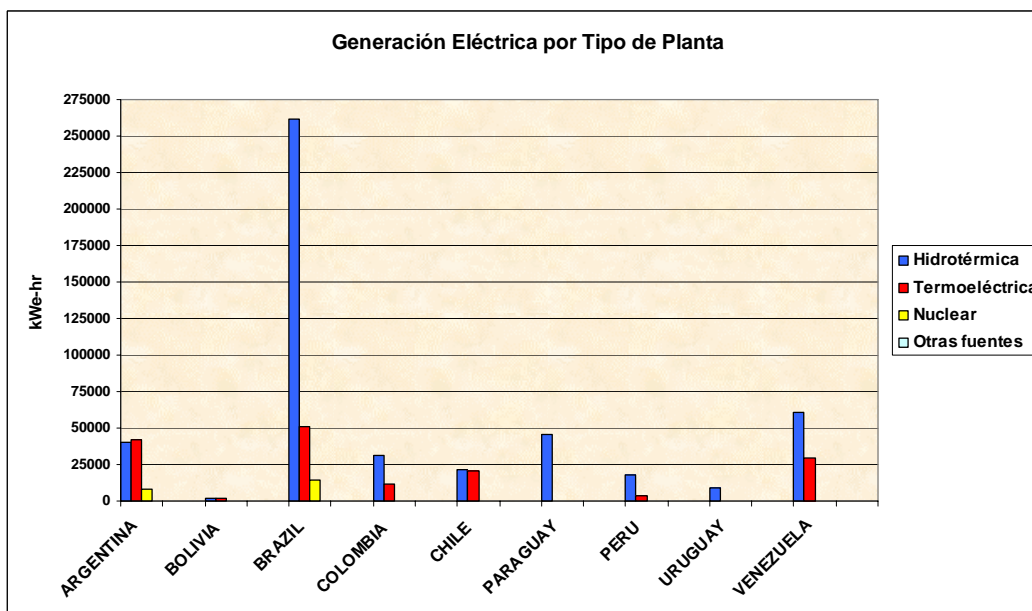


Figura 1.8 : Generación eléctrica por tipo de planta en los países de América Latina

Es bien sabido que la generación hidroeléctrica depende en gran medida de variables estocásticas, que están completamente fuera del control humano.

Unos años seguidos de sequía, vaticinados por fenómenos asociados a los cambios climáticos como el Niño o la Niña, podrían comprometer seriamente el abastecimiento energético de toda la región. Una de las tareas a llevar a cabo en la zona, sería pues, en nuestra opinión, diversificar las fuentes de producción energética.

1.2.2 Tendencias en la industria energética

En la década de los 90, se han vivido numerosas privatizaciones a lo largo de todo el continente, con el fin de hacer los mercados energéticos más competitivos y eficientes, a la vez que más atractivos para los inversores extranjeros.

Esto ha conllevado a un espectacular aumento de las adquisiciones y fusiones en los mercados latinoamericanos entre 1998 y 2000, y cabe esperar que estas tendencias puedan perpetuarse en los próximos años, dependiendo obviamente de las condiciones políticas y económicas de los países involucrados.

Entre los años 1989 y 2000, se ha experimentado un crecimiento del consumo energético de un 38%, frente a un 10% calculado a nivel mundial. Esto hace de la región un escenario sumamente atractivo para muchas empresas ubicadas en países más desarrollados, y cuyos capitales podrían ayudar en el desarrollo del sector en Latinoamérica.

A pesar de ello, las inversiones siguen viéndose frenadas principalmente por cuatro causas presentes en la zona: inestabilidad política, inestabilidad monetaria, inestabilidad económica y excesivo intervencionismo de los gobiernos.

Aunque las compañías energéticas están acostumbradas a operar en países sumamente inestables, siempre buscan unos indicadores favorables para iniciar inversiones en mercados que no presentan beneficios inmediatos.

Según las publicaciones más recientes, los inversores extranjeros buscan estabilidad macroeconómica, jurídica y cooperación público-privada antes que incentivos gubernamentales para atraer flujos de capital. Allí donde se presenten unas situaciones con índices de riesgo-país elevados, es importante que los beneficios alcanzables sean acordes a los riesgos asumidos por las empresas.

Estos temas son sumamente importantes para poder garantizar el desarrollo en la región, ya que a 10 años vista podría esperarse una inversión global de entre 180 y 240 billones de US\$ para el sector energético de América del Sur. El perder estas posibilidades de inversión podría suponer un verdadero desastre para toda la región.

1.2.3 Integración regional e infraestructuras

Una de las características del mercado energético latinoamericano, es que los países con unas grandes reservas y los que tienen unos grandes consumos se hallan a unas distancias geográficas razonables reducidas.

Por un lado se tiene a Perú, Bolivia, Venezuela, Colombia y Argentina, los cuales disponen de holgadas reservas de hidrocarburos; mientras que por el otro Brasil, Chile y Uruguay o no disponen de reservas, o no tienen suficientes para hacer frente a la demanda interna.

Esto implica que las futuras inversiones, no se deberían realizar teniendo en cuenta áreas geográficas muy reducidas, ya que el lograr un nivel importante de conexión e integración regional podría potenciar enormemente el sector ya que las exportaciones energéticas fuera del continente se ven gravemente penalizadas por el elevado coste de los transportes.

Debido a la posición geográfica de los países del cono sur, estos han quedado desplazados de lo que son las principales vías de comercio y abastecimiento energéticos. Los grandes consumidores como los EE.UU, la UE y Japón siguen abasteciéndose de otras regiones principalmente. Una salida lógica y beneficiosa para esta situación sería por lo tanto potenciar el *trading* interamericano, ya que las condiciones de aumento de demanda previstas harían el mercado más que atractivo.

Si llegaran a producirse las condiciones óptimas de infraestructura, América Latina podría llegar a la total independencia regional en términos energéticos.

Si a esto le sumamos la posible implantación de un mercado común al estilo de la Unión Europea (aunque hoy en día las condiciones para que se de parecen muy lejanas), en un plazo de 30 años todo el continente podría sufrir enormes transformaciones.

Una parte de las inversiones, deberían pues ir destinadas a mejorar y ampliar las infraestructuras que permitan el transporte de energía entre países. Para países con enormes reservas por explotar, como Bolivia y Perú, la exportación de Gas Natural o Petróleo podrían significar enormes ingresos, que, bien gestionados

por los respectivos gobiernos, ayudarían a mejorar las condiciones de vida de sus habitantes.

En la actualidad se cuenta con conexiones entre Argentina , Brasil y Chile para el transporte de gas natural y electricidad, Bolivia y Brasil para el gas, y Argentina y Uruguay para la exportación de electricidad.

Ante el enorme aumento de demanda energética que van a experimentar países como Chile y Brasil, es evidente que estas conexiones van a ser insuficientes.

II. EL FUTURO DE LA ENERGÍA NUCLEAR

Tras haber analizado cuales son los retos globales a asumir en el panorama energético mundial y de América Latina, pasaremos a realizar un estudio más detallado de lo que podría ser una de las opciones energéticas para el futuro: la energía nuclear.

Está ampliamente demostrado que las fuentes de generación de energía tradicionales, son las principales causantes de emisiones de CO₂ en la atmósfera. Para hacer frente a la situación se pueden plantear diferentes alternativas: mejorar la eficiencia de los procesos existentes, potenciar las energías alternativas, implementar políticas de ahorro energético, o fomentar el uso de la energía nuclear.

Desde nuestro punto de vista, no se debe excluir ninguna de estas opciones, y se debería más bien tratar de combinar todas y cada una de ellas, con el fin de encontrar los resultados requeridos.

En este apartado se tratará desde un punto de vista global cuales son las posibilidades de futuro para la industria nuclear en un horizonte de 50 años.

Actualmente, los impedimentos para la expansión de la generación nuclear pueden resumirse en cinco grandes puntos:

- Costes elevados de inversión
- Seguridad
- Proliferación nuclear
- Tratamiento de residuos
- Opinión Pública

2.1 Situación actual

2.1.1 Parque Nuclear y características

En la actualidad están operando en el mundo 441 reactores nucleares, distribuidos en 31 países por los cinco continentes.

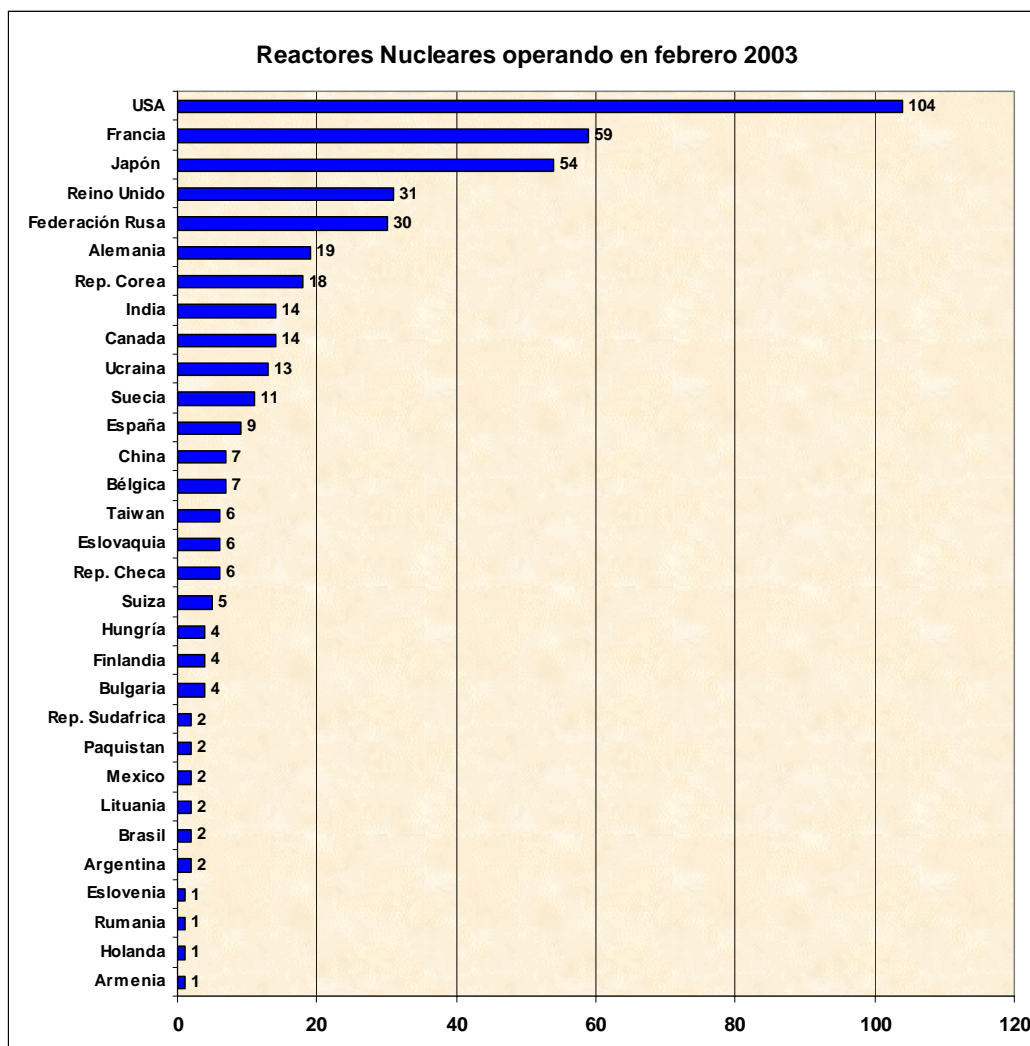


Figura 2.1 : reactores nucleares comerciales operando en el mundo en febrero 2003

La mayoría de los reactores son de tipo PWR, ya que con los años se ha ido imponiendo su tecnología por ser considerada la más fiable y competitiva.

La tipología de la implantación ha sido muy diferente en cada uno de los países que cuentan con generación nuclear. Así por ejemplo se tienen países como Francia, Estados Unidos o Japón, que cuentan con un gran parque de reactores, u otros que cuentan con ellos en un número inferior a los diez.

Tal vez el caso en que se pueda apreciar ,a nuestro parecer ,una mayor eficiencia en el uso y desarrollo de la tecnología nuclear sea el de Francia. A la hora de gestionar los 59 reactores que conforman su parque, se ha tomado la opción de la estandarización de las tecnologías con el fin de reducir los costes de operación y mantenimiento.

Está claro que este modelo de gestión de los reactores se ha visto facilitado por el hecho de pertenecer todos ellos a la empresa estatal Electricité de France (EdF), pero puede servir como ejemplo para países que quieran empezar a operar plantas nucleares, ya que el uso de tecnologías homogéneas minimiza además otros costes como la formación del personal.

Los primeros reactores empezaron a operarse en Inglaterra y Estados Unidos hacia finales de los años 50, aunque su implantación masiva tuvo lugar a lo largo de la década de los 70 y 80. Esto queda patente en el siguiente gráfico, en el que se puede apreciar una clasificación por años de operación en las centrales ubicadas en los países de la OCDE.

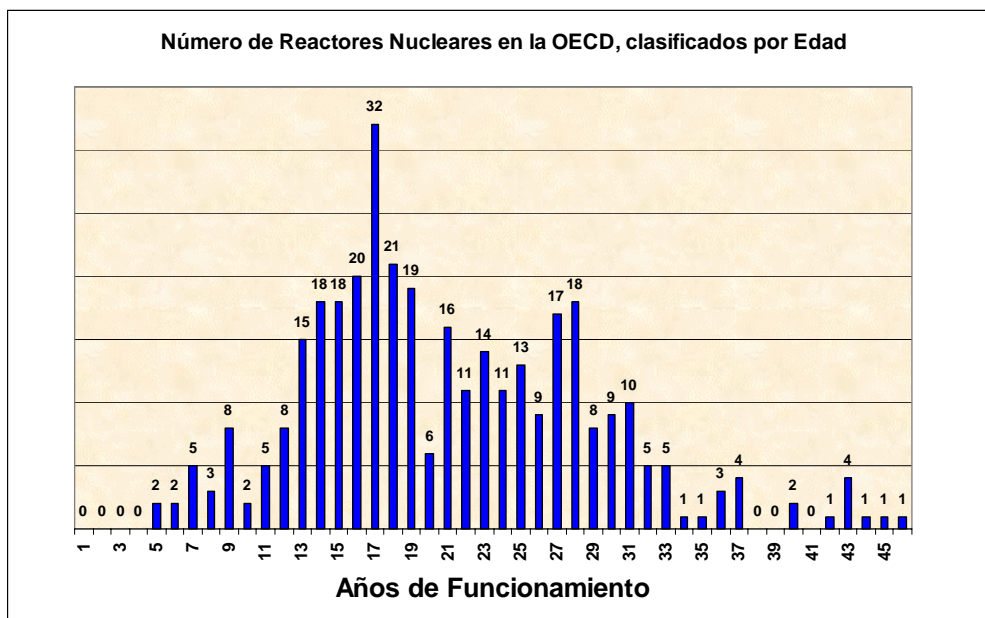


Figura 2.2 : años de funcionamiento de los reactores nucleares en países de la OCDE

Como se puede observar, existen dos picos, que corresponden a dos períodos diferentes: por un lado reactores que llevan en funcionamiento entre 15 y 20 años, y por el otro alrededor de 30 años.

La evaluación de la edad del parque nuclear es extremadamente importante, ya que la mayoría de las plantas fueron construidas con certificaciones para operar 30 o 40 años. Esto quiere decir que la mayoría de ellas está a punto de llegar a su edad de retiro a lo largo de la próxima década, lo que supondría una gran falta de capacidad de generación de energía eléctrica aquí muy pocos años.

En la mayoría de los países está permitido extender el ciclo de vida de los reactores tras un exhaustivo examen técnico (que en muchas ocasiones no se supera), pero teniendo en cuenta lo estricto de la regulación en materia nuclear y los largos períodos requeridos para certificar una planta de estas características, las decisiones acerca del futuro del parque nuclear deberá tomarse irremediamente en los próximos cinco o diez años.

Debido a las enormes problemáticas socio-económicas que van asociadas a la tecnología nuclear, muchos gobiernos parecen estar demorándose en la toma de sus decisiones.

Así si se analiza el número de reactores actualmente en construcción, la situación es bastante evidente.

La totalidad de los proyectos en marcha, están ubicados en países en vía de desarrollo, los cuales deberán en breve hacer frente a un espectacular aumento de la demanda de energía eléctrica.

En los países más industrializados, en cambio, parece que la tendencia será la de intentar prolongar lo máximo posible el ciclo de vida de las plantas existentes, mientras por el momento no existe ni siquiera un plan para nuevos reactores.

Puede servir como ejemplo el hecho de que el último contrato para la construcción de un reactor en Estados Unidos fue firmado en el año 1979.

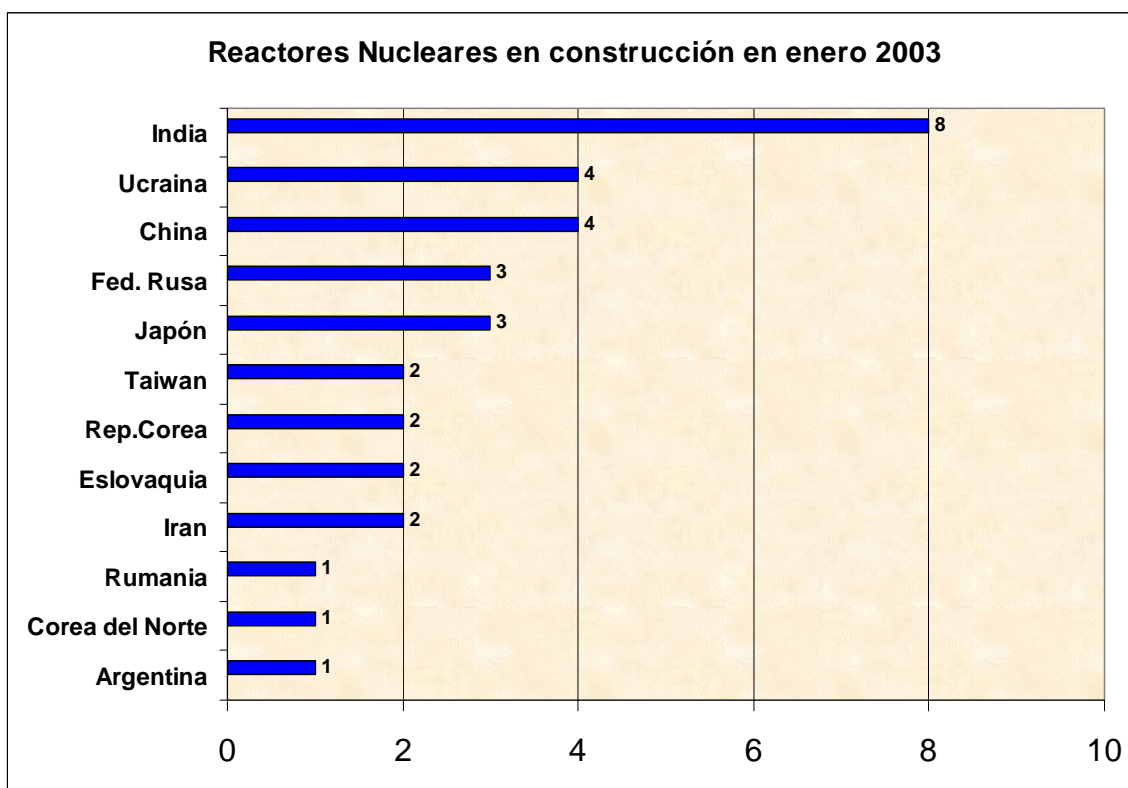


Figura 2.3: reactores nucleares en construcción a febrero 2003

2.1.2 Contribución a la producción de energía eléctrica

Los 441 reactores nucleares que están operando en la actualidad, generan una potencia de más de 350000 MW_e en su conjunto.

Esta cifra corresponde a cerca del 17% de la potencia instalada en todo el mundo, y con ella se satisface aproximadamente el 8% del consumo mundial de energía.

Como hemos comentado en el capítulo anterior, vuelve a quedar patente la importancia del parque nuclear para la generación de electricidad, y su envejecimiento y futura reducción conllevarán graves problemas de suministro si no se toman medidas al respecto. La dependencia de las centrales nucleares para producir electricidad varía mucho según los países, tal y como se aprecia en el siguiente gráfico.

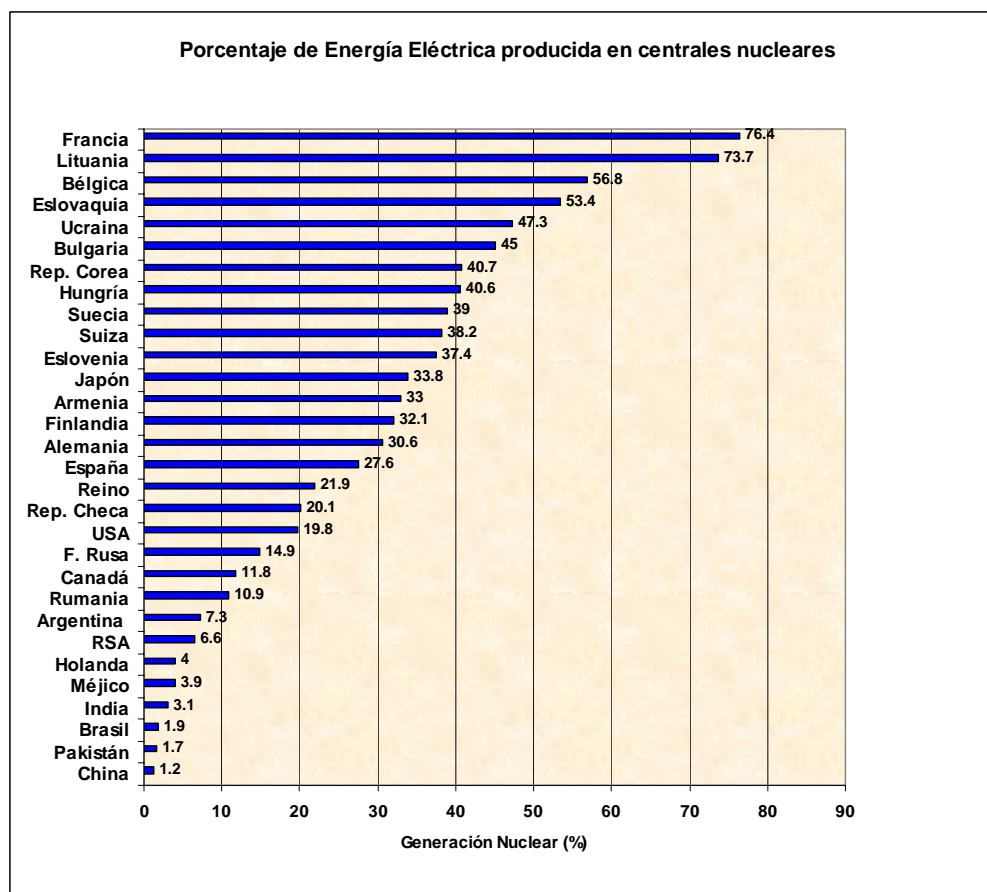


Figura 2.4 : porcentaje de energía eléctrica producida por centrales nucleares según países

Países como Francia o Lituania, efectuaron en su momento una apuesta clarísima por este tipo de generación de energía eléctrica, que ocupa cerca del 75% del total.

Después podríamos destacar tres diferentes familias: naciones con un porcentaje importante, entre el 20 y el 40% , que son la mayoría, naciones con un porcentaje reducido, comprendido entre el 10 y el 20%, y por último aquellas con un porcentaje inferior al 10%.

Es interesante notar que a esta última familia pertenecen justamente aquellos países que en el futuro más próximo (horizonte 2030), van a convertirse en los protagonistas de la demanda energética global: China, India, Brasil y México.

Algunas proyecciones realizadas por organismos internacionales como la ONU y la IEA, prevén un aumento de la demanda de energía eléctrica del 75% de ahora hasta el 2020. Una de las formas para hacer frente a esta situación es incrementar el parque nuclear, y su participación en la generación eléctrica. Desde que los primeros reactores fueron instalados, las centrales nucleares han ido incrementando su aportación a la generación de electricidad hasta alcanzar el nivel actual.

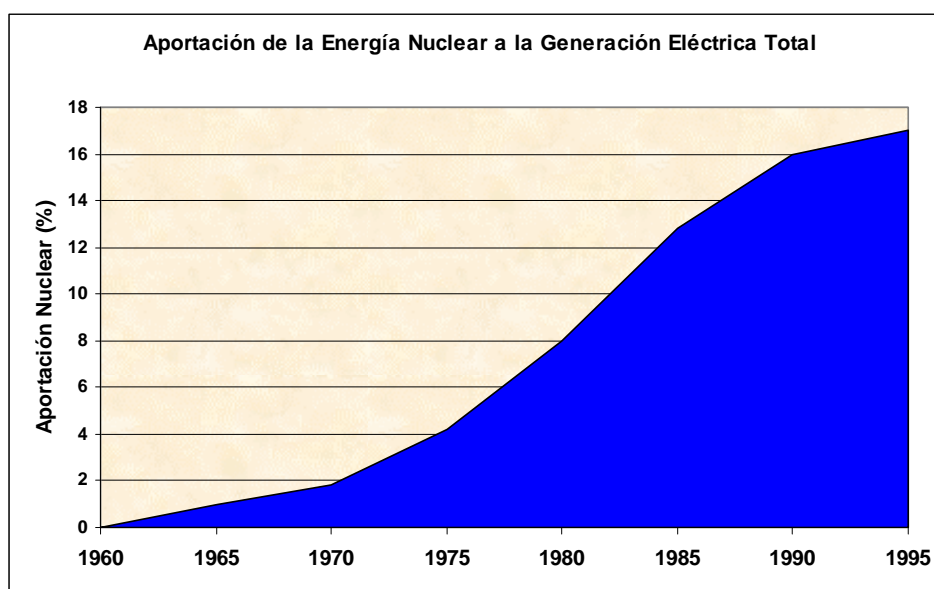


Figura 2.5 : aportación de la energía nuclear a la generación eléctrica total en el mundo

Este incremento demuestra la viabilidad de la opción nuclear, no como única fuente de energía, sino como una más dentro de una matriz de generación diversificada y equilibrada.

En mercados eléctricos de dimensiones considerables, las plantas nucleoelectricas son una garantía de seguridad en el suministro. Debido a sus características, estas deben operar siempre de base del sistema, ya que es imposible efectuar con ellas regulación por frecuencia o tomas de carga. Además pueden funcionar durante casi 8000 horas seguidas sin necesidad de mantenimiento, por lo que a lo largo del año, miles de MW_e quedarían asegurados a un bajo coste de generación.

2.1.3 Impacto Ambiental de las Centrales Nucleares

El principal problema ambiental al que la población mundial va a estar expuesta en los próximos decenios, es el del calentamiento global, y está ampliamente demostrado que las emisiones de CO₂ y otros gases son las principales responsables de dicho calentamiento y sus daños colaterales.

A la hora de planificar futuras estrategias de producción energética, habría por lo tanto que tener en cuenta cual es la aportación de emisiones de CO₂ en cada caso.

Las centrales nucleares son una fuente de producción de energía extremadamente limpia, a pesar de la opinión generalizada al respecto, pero tiene dos aspectos extremadamente críticos que pudieran dañar el medio ambiente: su seguridad y la gestión de sus residuos. Debido a la importancia de ambos problemas, hemos decidido dedicarles capítulos independientes en nuestro estudio. Es cierto que el daño ambiental provocado por una fuga radioactiva a gran escala es de dimensiones catastróficas y casi irreversibles, pero en condiciones normales de funcionamiento, las plantas nucleares no producen ninguna emisión de CO₂ u otros gases de efecto invernadero.

En este apartado, por lo tanto, nos limitaremos a evaluar el impacto ambiental causado por una central nuclear en régimen de producción.

Con la conferencia de Kyoto, y la firma de su protocolo en 1997, la comunidad internacional intentó llegar a una serie de acuerdos a través de los cuales fuera posible establecer unas directrices comunes para reducir las emisiones

contaminantes responsables del cambio climático. Los puntos principales de este protocolo, pueden resumirse de la siguiente forma:

- Establecimiento de límites legales para las emisiones de gases responsables del efecto invernadero en los países más industrializados, entre los años 2008-2012, para obtener una reducción del 5% respecto a las emisiones registradas en el año 1990.
- Los gases sujetos a dicha restricción, son el dióxido de carbono, el óxido nítrico y hidrofluorocarburos .
- Limitación de las actividades de deforestación y manipulación del terreno para construir plantas contaminantes.
- Gestación de proyectos comunes entre países más y menos avanzados para reducir el nivel de las emisiones.

Estas ambiciosas propuestas, no se están llevando a cabo de momento debido principalmente a la abstención unilateral de los EE.UU a cumplirlas, a pesar de haber firmado el protocolo. Pero aunque la principal economía del mundo, tanto en términos monetarios como de emisiones contaminantes, decidiera adherir al protocolo, los objetivos seguirían siendo difícilmente alcanzables teniendo un parque generador tan dependiente de los combustibles fósiles a nivel mundial.

Las energía nuclear y la hidráulica, son las únicas fuentes de electricidad a gran escala, exentas de emisiones y además económicas. A pesar de ello, el impacto ambiental provocado por una central hidráulica es bastante mayor, ya que para su construcción es muchas veces necesario manipular los cauces de los ríos o crear embalses, lo cual repercute gravemente en el entorno y sus ecosistemas.

Pero comparten, junto con las plantas nucleares, la virtud de no participar en las emisiones de CO₂, y a lo largo de los años han contribuido a reducirlas ostensiblemente tal y como se demuestra en el siguiente gráfico.

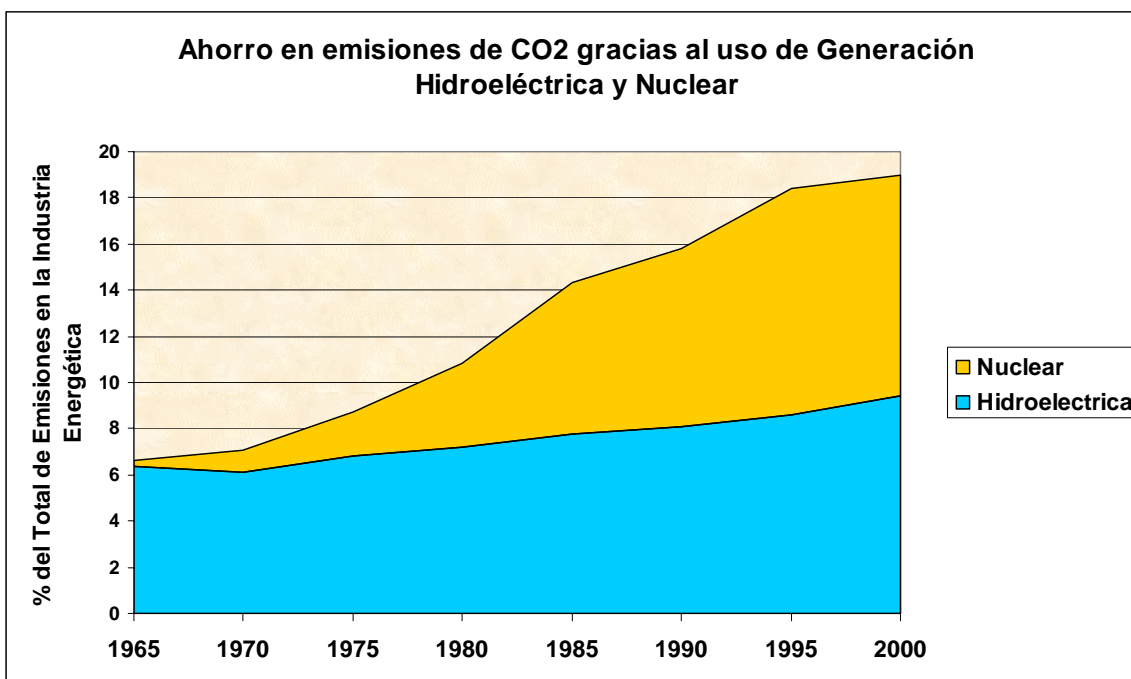


Figura 2.6: ahorro en emisiones de CO₂ gracias al uso de generación hidroeléctrica y nuclear

Los únicos elementos de una central nuclear que interaccionan con el medio ambiente son sus desagües provenientes del circuito de enfriamiento principal y auxiliar del reactor.

Dichos vertidos se realizan en el mar abierto, en ríos o embalses. Para asegurarse de que estos no repercutan gravemente en el medio receptor, las centrales (al igual que todas las plantas térmicas), están sujetas a severas restricciones. Así,

por ejemplo, se realizan mediciones periódicas de las temperaturas en las zonas de vertido, para asegurar que estas estén siempre dentro de unos rangos determinados.

Si se diera el caso de que estas cotas fueran superadas, las centrales deberían bloquear inmediatamente sus vertidos.

Estas cotas dependen de las características de cada medio, pero en general podría decirse que para el mar abierto no se pueden registrar calentamientos superiores a los 3 °C, mientras que para los ríos se suele trabajar con valores comprendidos entre los 1,5 y 2 °C, dependiendo del caudal y sus variaciones estacionales.

El uso del uranio como combustible, contribuye también a minimizar el impacto ambiental de las centrales nucleares. Una tonelada de uranio, produce tanta energía como 17.000 toneladas de carbón, por lo que se ven reducidos enormemente los procesos de extracción y transporte.

Una central nuclear de 1000 MW de potencia, consume 25 toneladas de combustible nuclear al año. Para obtener estas 25 toneladas, es necesario extraer 125 toneladas de Uranio. Una central a carbón, necesitaría de 4 millones de toneladas al año de combustible para desarrollar la misma potencia. Los daños ambientales provocados por la industria de extracción de minerales, se ven por lo tanto reducidos con el uso de centrales nucleares. La elevada intensidad energética de este tipo de plantas es también beneficiosa desde el punto de vista ambiental

Normalmente se presentan la energías alternativas como la solución a todos los problemas que nos acechan. Esta postura puede resultar seguramente muy popular y fácil de defender, pero un análisis más detallado nos demuestra que incluso para estas nobles tecnologías existen limitaciones a tener en cuenta: su escasa disponibilidad actual para producir electricidad a gran escala, y su impacto ambiental.

Aunque parece que no se suele informar de ello, una instalación solar fotovoltaica o eólica, requiere de muchísimo terreno para llegar a niveles de generación útiles.

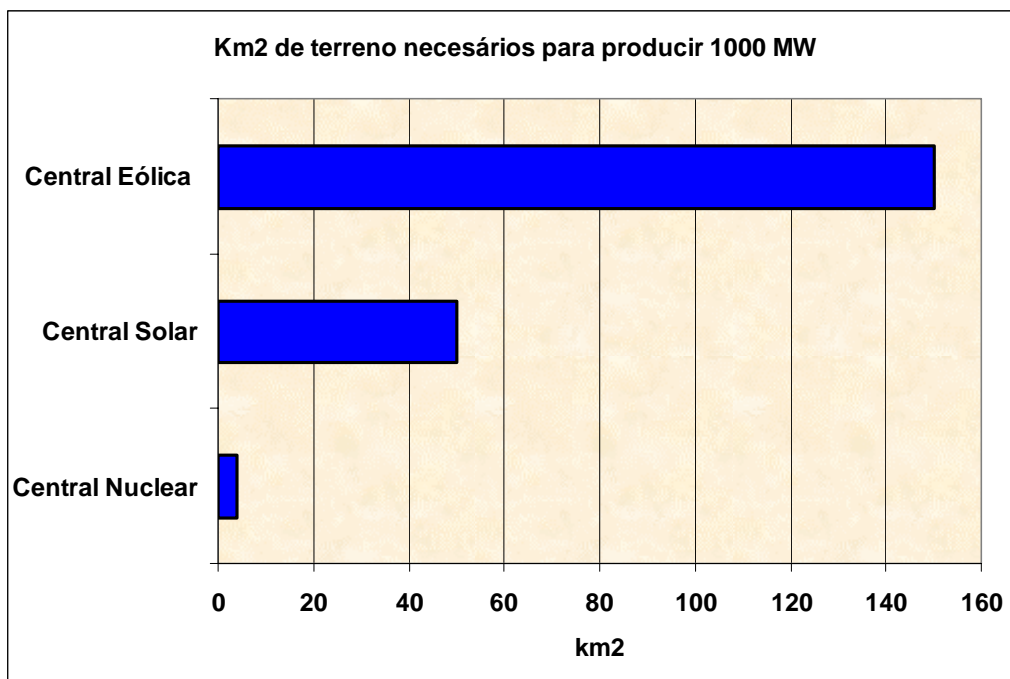


Figura 2.7 : km² necesarios para producir 1000 MW según la tecnología empleada

Por lo que cabría también tener en cuenta el daño provocado por la instalación de molinos o células fotovoltaicas a lo largo de muchos kilómetros cuadrados. Mientras que una central nuclear es capaz de entregar enormes cantidades de energía eléctrica desde instalaciones razonablemente reducidas.

La Dirección General de Energía y Transporte de la Unión Europea, ha realizado un informe en el que se han calculado las externalidades en la generación eléctrica según el tipo de fuente.

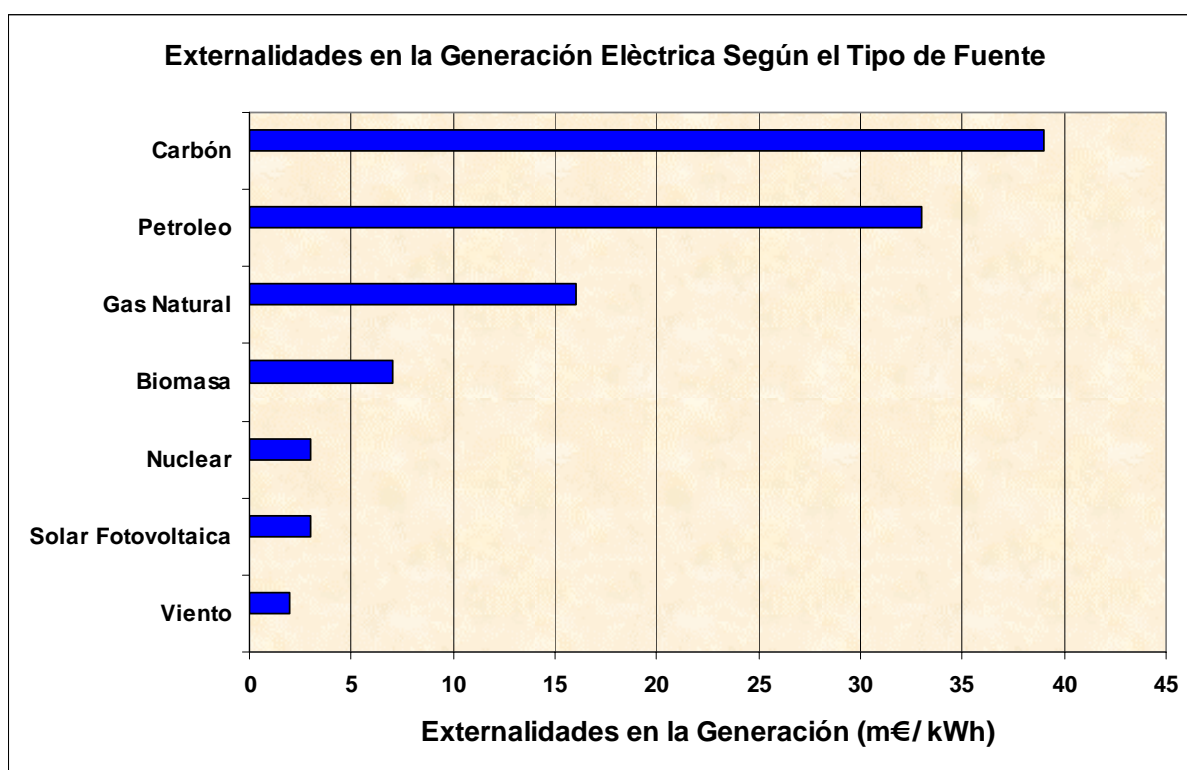


Figura 2.8 : externalidades en la generación según el tipo de fuente

Se puede apreciar que la energía nuclear es sumamente competitiva, incluso comparándola con fuentes de energía alternativa.

Los combustibles fósiles tradicionales, son obviamente los que presentan los peores registros, y habría que constatar que el Gas Natural, a pesar de ofrecer una fuerte mejora, sigue bastante alejado de las fuentes más económicas en este aspecto.

Una alternativa energética para el futuro, podría ser la de lograr parques energéticos en los que se combinaran centrales nucleares con generadores basados en las fuentes alternativas. Las centrales nucleares, juntamente con las hidroeléctricas (donde fuera posible), se encargarían de entregar la potencia de base, mientras que centros de distribución distribuida podrían hacerse cargo en gran medida de los consumos domésticos usando energías renovables.

Para que estas medidas tengan efecto en la reducción de la contaminación atmosférica a escala global, hay que realizar una importante labor también a nivel educativo, ya que un uso concienciado de los recursos por parte de la población, contribuiría a disminuir el consumo y por consiguiente las necesidades de generación.

2.2 Perspectivas de futuro para la energía nuclear

2.2.1 Análisis de los costes de inversión

En este apartado analizaremos uno de los aspectos que puede perjudicar mayoritariamente la implantación de nuevas plantas nucleares para la generación eléctrica: sus elevados costes de inversión.

La casi totalidad de las centrales nucleares que operan hoy en día, fueron construidas por empresas participadas por los gobiernos, y han operado durante la mayoría de su vida útil en mercados eléctricos regulados y con estructura vertical, en los cuales los monopolios aglutinaban la generación , transmisión y distribución de la energía.

En las décadas de los años 70 y 80, cuando se construyeron el mayor número de los reactores, los respectivos gobiernos estaban más preocupados por encontrar fuentes de energía independientes de los combustibles fósiles que de optimizar los costes de generación, ya que tenían todavía muy fresca en la memoria los gravísimos problemas derivados de la crisis del petróleo en la primera mitad de los 70.

Además es bien sabido que en los mercados eléctricos regulados, los costes de construcción, mantenimiento y combustible de las plantas generadoras de energía repercuten más sobre los consumidores que sobre los proveedores. Por ello, aunque el proyecto de puesta en marcha de una planta nuclear ha resultado siempre caro, en aquella época los factores económicos no ocupaban las primeras posiciones en la lista de prioridades a la hora de evaluarlos.

El problema es que en el futuro las centrales nucleares deberán operar en mercados eléctricos abiertos y competitivos, donde funcionarán como *merchant plants* que compiten con otras plantas de generación a la hora de ofrecer su energía eléctrica.

Actualmente la construcción de una central nuclear llevaría unos 5 años, con un coste aproximado de 2000 US\$₍₂₀₀₁₎ por kW_e producido. Esto significa que una central de 600 MW tendría un coste de construcción y puesta en marcha de alrededor 1200 millones de dólares americanos.

Por lo tanto, si se consiguieran crear mercados energéticos sumamente competitivos, los inversores podrían llegar a correr riesgos, pero lo más lógico es que se inclinaran por invertir en plantas que requirieran de un menor tiempo de construcción y un menor empeño de capitales. La enorme cantidad a desembolsar para poner en marcha una central nuclear, conlleva el hecho de que el capital invertido está muy ligado a la variación de los tipos de interés y otras variables macroeconómicas, lo que , en un escenario adverso, podría llegar a disparar los costes de inversión.

Otros aspectos que ha contribuido a hacer de la tecnología nuclear algo casi inaccesible, son los retrasos regulatorios, los requerimientos de rediseño y los problemas derivados de la gestión de los proyectos de construcción.

La industria nuclear sigue recibiendo un trato especial por parte de los gobiernos, ya que el miedo a un accidente a gran escala y sus catastróficas consecuencias, hacen que las regulaciones para este tipo de centrales sean casi asfixiantes. Los parámetros de seguridad exigidos son altísimos, y aún cuando se cumplen, existe un sin fin de condiciones a tener en cuenta. Esto hace que sin duda la gestación de un proyecto de este tipo sea larga y penosa.

Por otro lado, la gran diversidad existente en métodos empleados por los grandes constructores de plantas de este tipo, hace que muchas veces hayan aparecido requerimientos de rediseño para adaptarse a las legislaciones de los países de implantación.

Como ya hemos comentado en el apartado 2.1.1 , Francia es el único país que ha logrado reducir los costes derivados de este tipo de problemas, al disponer de un parque nuclear muy homogéneo, y de unos procedimientos de construcción y gestión altamente estandarizados.

La excesiva carga económica, y la actitud negativa de la opinión pública, hacen que las estrategias a medio plazo (20 años) de los gobiernos de los países más industrializados apunten claramente hacia el gas natural y las plantas de ciclo combinado. Si para el año 2020 entraran en vigor las restricciones impuestas por el protocolo de Kyoto, probablemente llegaría a darse el caso en que las plantas de gas natural no llegaran a satisfacer la demanda energética, por lo que habría que introducir plantas generadoras sin emisiones de CO₂. Solamente en este escenario las centrales nucleares serían tomadas en cuenta seriamente.

Cabe recordar que según nuestro parecer la apuesta por el gas natural, que parece tener un buen impacto mediático y un alto nivel de aceptación, no elimina si no que reduce en cierta medida las emisiones de CO₂, y además no soluciona el grave problema de la dependencia de los grandes consumidores. Como es bien sabido, las mayores reservas de gas natural se hallan en Rusia, Asia central y Norte de África, por lo que se repetirían los problemas derivados de la actual dependencia energética del petróleo.

Se puede realizar un estudio comparativo entre los costes de construcción y operación de las centrales nucleares, centrales de ciclo combinado y centrales de carbón.

Para que esta comparación tenga sentido, hay que suponer que todas las centrales trabajan como base en los sistemas eléctricos, ya que la central nuclear, debido a sus características, es únicamente competitiva trabajando en este tipo de régimen. En primer lugar se presenta un desglose actual de la carga económica derivada de la puesta en marcha de una planta de generación eléctrica. Tabla 2.1 : Análisis de los costes de una Central Nuclear

Central Nuclear	
Tiempo de construcción	5 años
Coste de construcción	2000 US\$/ kW _w
Operación y Mantenimiento	1.5 centavosUS\$/ kWe (incluido combustible)
<i>Aumento en costes de OyM</i>	1% anual
<i>Factor de carga</i>	75 / 85 %
<i>Ciclo de vida</i>	25 / 40 años

Tabla 2.2 : Análisis de los costes de una central de carbón

Central de carbón	
Tiempo de construcción	4 años
<i>Coste de construcción</i>	1300 US\$ / kWe
<i>Coste de combustible</i>	1.2 US\$ / MMBtu
<i>Incremento en el coste de combustible</i>	0.5 % anual
<i>Factor de carga</i>	75 / 85 %
<i>Ciclo de vida</i>	25 / 40 años

Tabla 2.3 : Análisis de los costes de una central de Ciclo Combinado

Central de ciclo combinado	
<i>Tiempo de construcción</i>	2 años
<i>Coste de construcción</i>	500 US\$ / kWe
<i>Factor de carga</i>	75 / 85 %
<i>Ciclo de vida</i>	25 / 40 años

Ante estos datos, parece evidente que las centrales nucleares no tienen ningún atractivo frente a sus competidores : tienen tiempos de construcción más largos, son más caras, y plantean muchos más problemas tecnológicos.

Ahora bien, en un futuro escenario a 30 años vista, podrían entrar en juego nuevas variables que contribuyan a hacer más atractiva desde el punto de vista económico la alternativa nuclear.

En primer lugar cabe pensar que se podría llegar a reducir el período de construcción de 5 a 4 años. Según un informe del MIT, estas mejoras tecnológicas no han sido todavía introducidas, pero es presumible que puedan llegar a darse en un plazo de dos decenios como máximo, siempre y cuando se destinen los fondos necesarios a la I+D. En el mismo informe, se vaticina también que los costes de Operación y Mantenimiento (O&M) puedan verse reducidos en cerca de un 25 %. Estos hechos reducirían notablemente los costes de inversión iniciales.

La siguiente gama de variables a introducir, hace referencia a las condiciones de las plantas de combustibles fósiles. Es bien sabido que estas son mucho más sensibles a las variaciones en los precios de los combustibles. El precio del carbón se espera que se mantenga más o menos constante en los próximos años, con subidas de pocas unidades porcentuales en los decenios venideros.

La gran incógnita, en cambio, la plantea el Gas Natural. Ante un masivo desplazamiento de las economías avanzadas hacia este tipo de combustible, los informes de los organismos internacionales consultados, como la *International Energy Agency (IEA)* y *Energy Information Agency* del *US Department of Energy (DOE)*, plantean tres posibles escenarios de precios futuros: subida anual baja, entorno al 0.5 % anual, moderada, del 1.5 %, y finalmente alta, que se situaría en torno al 2.5 % anual.

Esto quiere decir que en un panorama de diez años, la subida del precio del Gas Natural podría oscilar entre un 5 y un 25 %, lo cual plantea sin duda situaciones muy diferentes.

La siguiente variable a tener en cuenta, es la introducción de un impuesto que grave sobre las emisiones de CO₂. Este es un proyecto de ley que lleva muchos años planificándose, pero por ahora no se actuado a escala global.

Ante esta perspectiva, las centrales de carbón y ciclo combinado, verían empeorada su viabilidad económica.

Este impuesto podría tener diferentes valores, dependiendo de las fuentes consultadas. Según el DOE un impuesto de 50 US\$ por tonelada métrica de emisión, sería suficiente para reducir en un 1 billón de toneladas métricas las emisiones de la industria americana. Por lo tanto tomaremos éste como valor de base. Pero si se quisiera aplicar una política más agresiva con respecto a las emisiones contaminantes, se podrían llegar a introducir impuestos de 100 y hasta 200 US\$ por tonelada métrica de emisión.

En la siguiente tabla comparativa, por lo tanto, tendremos en cuenta todas estas variables para demostrar como ante un escenario en el que concurrieran altos precios del Gas Natural y una política agresiva de reducción de emisiones de carbono y CO₂, las centrales nucleares serían una opción más que conveniente.

Se supone que todas las plantas están funcionando con un factor de carga del 85%.

Los valores están expresados en US\$ centavos / kW_e-hr generado, y se han estimado dos períodos de funcionamiento, a 25 y 40 años. Los precios indican también las amortizaciones del capital a lo largo del período de funcionamiento.

Tabla 2.4 : Costes de la generación eléctrica en US\$ cents por kW_e-hr producido según centrales

Coste de la generación eléctrica en US\$ centavos kW _e -hr producido		
Situación Inicial	25 Años	40 Años
Central Nuclear	7.0	6.7
Carbón	4.4	4.2
Gas Natural (precio bajo)	3.8	3.8
Gas Natural (precio moderado)	4.1	4.1
Gas Natural (precio alto)	5.3	5.6

En la situación inicial, la central nuclear sigue siendo bastante más cara y por lo tanto menos competitiva respecto a sus rivales.

Veamos ahora como influyen en el precio de generación las mejoras tecnológicas en la industria nuclear.

Tabla 2.5 : Impacto de las mejoras tecnológicas en la reducción de costes en las centrales nucleares, expresados en US\$cents por kW_e-hr producido

Reducción de costes en las Centrales Nucleares	25 Años	40 Años
Reducción de los costes de Construcción en un 25%	5.8	5.5
Reducción de los tiempos de construcción en 12 meses	5.6	5.3
Reducción de los costes de capital (hasta igualarlos a los de las plantas de carbón y Gas Natural)	4.7	4.4

Queda patente como con estas mejoras, se alcanzarían unos costes de producción capaces de competir con las otras plantas en un escenario en el que se dieran unos incrementos del 2.5% anuales en los precios del Gas Natural.

Pero si se simula la aplicación de las tasas sobre las emisiones, las centrales nucleares resultan todavía más convenientes, ya que se disparan los precios de generación de las plantas tradicionales.

Cabe recordar que la proyección se ha realizado suponiendo tres niveles de impuesto por emisión: 50, 100 y 200 US\$ por tonelada emitida de carbono.

Tabla 2.6 : Variación de los costes de Generación en US\$cents por kW_e-hr producido, al introducir impuestos sobre las emisiones contaminantes

Costes de Generación Introduciendo impuestos sobre las emisiones (25 / 40 Años)			
	US\$ 50/ tC	US\$ 100/ tC	US\$ 200/ tC
Carbón	5.6 / 5.4	6.8 / 6.6	9.2 / 9.0
Gas Natural (precio bajo)	4.3 / 4.3	4.9 / 4.8	5.9 / 5.9
Gas Natural (precio moderado)	4.6 / 4.7	5.1 / 5.2	6.2 / 6.2
Gas Natural (precio alto)	5.8 / 6.1	6.4 / 6.7	7.4 / 7.7

Por lo tanto la inversión en una planta de generación nucleoelectrica queda justificada siempre y cuando se den unas mejoras en los tiempos de construcción, una reducción de los costes de mantenimiento, y se apliquen unas políticas que graven las emisiones de CO₂.

Para lograr una reducción en los costes, no son necesarias solamente las mejoras tecnológicas, ya que habría que introducir también nuevos modelos de gestión a nivel de la industria nuclear en general.

Ante la posibilidad de operar en mercados competitivos, las compañías que implantan tecnología nuclear deberían tomar el camino de la integración, buscando sinergias que permitan optimizar los costes. Siguiendo esta estrategia, se repartirían los riesgos derivados de la nuevas inversiones, pero también los beneficios obtenidos de operar en economías de escala.

Quizás el aspecto en que sería más importante buscar dicha integración sería el de la investigación y desarrollo, a través de los cuales mejorar las respuestas a las peticiones de nuevos clientes.

Lo más probable es que ante un aumento de las centrales nucleares en los próximos decenios, estas sean construidas por unas pocas compañías que interaccionando entre ellas logren tener un alcance global, tanto desde el punto de vista geográfico como tecnológico.

2.2.2 Seguridad en la industria nuclear

En el ámbito de la industria nuclear, la seguridad es el factor más importante.

En primer lugar, porque un accidente nuclear grave a gran escala puede conllevar daños incalculables tanto para la población humana, como para el entorno ecológico. En segundo lugar porque la opinión pública es muy sensible a los accidentes de esta índole, y las centrales nucleares están constantemente sometidas a un monitoreo y a una presión constante, de la que no gozan otro tipo de industrias cuyo impacto ambiental es mucho más grave. A lo largo de los cerca de cincuenta años que llevamos de experiencia en la operación de reactores nucleares para fines comerciales, solamente se han registrado dos accidentes graves: el de Three Miles Island, en 1979, y el de Chernobyl en 1986.

En el accidente que involucró la central americana, se presentó una fusión parcial del núcleo del reactor, pero no se llegó a detectar ningún escape radioactivo.

En el tristemente famoso accidente de Chernobyl en cambio si existió una fuga radioactiva, cuyos efectos sobre la población (a nivel de problemas de salud congénitos en los hijos de personas que quedaron expuestas a altos niveles de radiación), y el medio ambiente (contaminación del subsuelo), van a ser persistentes durante muchas décadas. No vamos a entrar en razonamientos que suenen a

justificación acerca de los accidentes ocurridos. Objetivamente hay que admitir que los efectos causados por las fugas radioactivas son temibles y de gran escala, tanto espacial como temporal.

Sea cual sea la razón por la que se produjeron (y existe una extensísima bibliografía acerca de ellos), estos debieran evitarse a toda costa.

Pero por otro lado es también cierto que ambos fueron muy bien explotados por corrientes de opinión contrarias a la energía nuclear, que contribuyeron a crear una psicosis al respecto. Este tema lo trataremos con más profundidad en el capítulo titulado “*Opinión Pública y percepción social de la energía nuclear*”.

En los últimos años se han llevado a cabo estudios estadísticos para determinar la “peligrosidad” de las centrales nucleares. Por un lado se ha creado una tabla para la evaluación rápida de cualquier tipo de accidente producido, para poder actuar en consecuencia, y también para poder catalogarlo. En los anexos se adjuntan dos interesantes documentos al respecto: el sistema OIEA (Organismo Internacional para la Energía Atómica) de respuesta a emergencias, que incluye la Escala Internacional de Sucesos Nucleares, y los estándares de seguridad de la *International Atomic Energy Agency (IAEA)* por lo que a radiaciones y desechos se refiere.

Otra vertiente de dicho estudio ha sido el análisis de la experiencia histórica en la industria nuclear. El resultado es la creación del *Probabilistic Risk Assessment*, en el cual se recogen las estadísticas de los accidentes. Si se toma en cuenta la industria nuclear americana se pueden deducir unas cifras muy rápidamente.

En los EE.UU, se iniciaron las operaciones en 1957; si se acumulan los años de experiencia acumulados en los más de 100 reactores construidos y operados, vemos que se puede concluir que se dispone de 2679 años de experiencia.

A lo largo de estos años, el único accidente que pueda catalogarse como grave fue el de Three Miles Island, por lo que se obtiene una frecuencia de 1 accidente cada 2679 años de operación.

El número es espectacularmente bajo, pero si tenemos en cuenta un escenario futuro proyectado por el *Massachusetts Institute of Technology (MIT)* en el que durante los próximos 50 años el parque nuclear mundial podría llegar a triplicarse, vemos que la estadística nos dice que deberíamos estar preparados para presenciar (o sufrir) cerca de 4 accidentes considerados graves (o sea que implican fusión del núcleo del reactor o escape masivo de sustancias radioactivas). Evidentemente este número es inaceptablemente alto, ya que los daños causados son demasiado elevados.

Actualmente, se está trabajando con coeficientes de seguridad de 10^{-4} accidentes por reactor y año de operación, pero se espera introducir mejoras tecnológicas para llevar este coeficiente a un valor más próximo a 10^{-5} .

Para mejorar los índices de seguridad, no cabe duda de que habría que realizar esfuerzos comunes a nivel internacional, con el fin de aumentar tanto el monitoreo como un mayor transvase de *know how* en materia de seguridad entre países. Además se debería cambiar el tipo de estrategia adoptada a la hora de estudiar problemas de seguridad en la industria nuclear.

Normalmente se concede un gran protagonismo al núcleo donde se ubica el reactor, pero no hay que olvidar que existen gran parte de etapas altamente peligrosas como el reprocesado de combustible o la gestión de residuos, a los que hay que aplicar normativas igualmente estrictas.

Hoy en día hay que destinar una atención especial a los niveles de protección de las centrales nucleares ante ataques terroristas a gran escala. Después de los temerarios ataques del 11-S, mucha gente (y muchos medios de

comunicación), se han preguntado por lo que pasaría si alguna organización llegara a atacar una central de este tipo. Por lo que a la estructura de contención del núcleo se refiere, esta ha sido diseñada para resistir vientos huracanados, terremotos más violentos de lo que jamás se haya registrada, inundaciones y un largo excétera de catástrofes naturales.

Además se ha calculado que su elevada resistencia estructural, les permitiría salir indemnes de cualquier intento de ataque con bombas, explosivos e incluso aviones comerciales.

De todas formas los proyectos más avanzados están encaminándose hacia el diseño de plantas cuyo edificio de contención (donde reside el núcleo) está semi o completamente enterrado, con el fin de aumentar su resistencia, y su accesibilidad como blanco. Desde el punto de vista de posibles ataques, habría que extender el círculo de seguridad física a todas aquellas maniobras que impliquen el manejo del combustible nuclear, desde la extracción, hasta la gestión de los desechos pasando evidentemente por su transporte.

Como en casi todos los ámbitos de la industria, uno de los aspectos clave a la hora de hablar de riesgos y accidentes es el factor humano. No en vano, tanto Three Miles Island como Chernobyl podrían haberse evitado si los operadores de las centrales hubieran tomado las decisiones correctas, al encontrarse ante situaciones extraordinarias. Por lo tanto para poder aumentar el nivel de seguridad de las centrales nucleares habrá que hacer especial hincapié en la formación de personal.

En los países más desarrollados, que poseen una amplia experiencia nuclear, deberá hacerse frente a la falta de un recambio generacional por lo que a operadores se refiere. La opinión generalizada es que la industria nuclear está destinada a desaparecer, por lo que pocos técnicos jóvenes están emprendiendo el camino necesario para formarse como operador de centrales nucleares.

En los países en Vía de Desarrollo en cambio, el principal problema es la falta de personal cualificado. A la hora de implantar tecnologías en países menos avanzados, normalmente se siguen dos caminos.

El primero es el denominado *Do it yourself* , a través del cual el país receptor de la tecnología asume casi todos los procesos de formación de personal con el fin de asegurar un buen asentamiento de la tecnología, minimizando las injerencias extranjeras.

Desde muchos puntos de vista, este sería el proceso ideal a seguir, aunque su punto débil es que requiere de un largo período de tiempo, y mientras no se llegue a un nivel de conocimiento óptimo pueden registrarse numerosos errores, que en el caso de las plantas nucleares hay que evitar a toda costa. El segundo proceso a aplicar en estos casos es el de la importación comercial de bienes, servicios y *know how*, de aquellos países que ya posean la tecnología deseada. Este presenta el inconveniente de tener un coste elevadísimo, además de no favorecer la mejora de las habilidades del personal autóctono.

Algunos países, como India, China o Pakistán, han sido capaces a lo largo de los últimos decenios de crear una industria nuclear propia con un mínimo de importación de tecnología y asesoramiento extranjeros (ruso en la mayoría de los casos). Pero para países que no han tenido ni el tiempo ni los medios para crear dicha industria, y deban hacer frente urgentemente a la creciente demanda de energía, es muy probable que ante la decisión de crear un *pool* nuclear, se vean forzados a recurrir a los medios provenientes del exterior.

Evidentemente no se puede asegurar que exista una solución óptima, ya que cada caso será diferente, pero lo más lógico podría ser el aplicar un método que resultara de la combinación de los dos procesos previamente descritos.

Por último hay que hacer un análisis de la seguridad desde el punto de vista económico. Es bien sabido que en cualquier proyecto u obra de ingeniería, la seguridad es uno de los aspectos que suele disparar los costes de realización y operación. En el caso de que las centrales nucleares logaran consolidarse como *merchant plants* en mercados totalmente competitivos, se verían expuestas a dos graves inconvenientes que les restarían atractivo frente a sus competidoras.

Por un lado hasta que no surja un cambio en el marco regulatorio, las plantas nucleares están discriminadas desde el punto jurídico, ya que están sometidas a controles y cláusulas totalmente desproporcionados.

Por el otro, no cabe duda en que los costes a soportar por los dueños de una central que se viera involucrada en un accidente grave serían demasiado altos como para poder asumirlos (véase el caso de la empresa dueña de Three Miles Island, General Public Utilities, GPU). Ya que uno de los axiomas sobre los que descansa la liberalización los mercados energéticos es que toda la responsabilidad ante posibles accidentes deberá recaer sobre los dueños las plantas.

2.2.3 Proliferación Nuclear

Uno de los aspectos que han estado siempre ligados al desarrollo de la tecnología nuclear ha sido el del riesgo de su uso para fines militares.

El armamento nuclear ha sido un tema recurrente en la agenda política global desde el fin de la Segunda Guerra Mundial, ya que su incomparable poder destructivo, animó las principales potencias a emprender unas acciones a través de las cuales intentar impedir su proliferación.

La principal medida al respecto, fue la firma del Tratado de No Proliferación (TNP) de las armas nucleares, cuyo texto fue redactado a principios del año 1965, para entrar definitivamente en vigor a partir de 1970. Según este documento, el mundo quedaba dividido en dos partes bien diferenciadas: por un lado estaban aquellos estados que poseían armas atómicas desde antes de 1968, y por el otro los que no. A los miembros del selecto club nuclear (Estados Unidos, ex Unión Soviética, China, Francia y Reino Unido), les estaba permitido mantener su arsenal militar, mientras que para el resto del mundo quedaba determinadamente prohibido emprender cualquier tipo de iniciativa para desarrollar armamento nuclear. Al Tratado han adherido desde los inicios hasta ahora 187 países, incluyendo las 5 potencias nucleares.

Cuando un país no nuclear decide firmar el Tratado de No Proliferación, debe atenerse a dos reglas fundamentales: comprometerse a aceptar inspecciones por parte de la *International Atomic Energy Agency (IAEA)*, y limitar sus investigaciones al ámbito del uso civil de la energía atómica. La IAEA, se compromete además a ejercer de mediador a la hora de establecer lazos de colaboración para el intercambio de tecnologías civiles y comerciales.

Los resultados del Tratado no pueden analizarse desde un único punto de vista. Por un lado, su firma ha contribuido a limitar el desarrollo de tecnologías nucleares con fines militares, a través de intercambios comerciales y otros incentivos políticos.

Pero por otro lado, su más que discutible “asimetría” jurídica, fue considerada como discriminatoria por ciertos países, que se lanzaron hacia su propia carrera nuclear.

India, fue el primer estado en iniciar un programa nuclear militar al margen del Tratado de No Proliferación. Dicho programa fue justificado como un acto de defensa propia por parte de la autoridades indias, ya que según éstas, al estar India rodeada por dos potencias nucleares, China y la ex Unión Soviética, debía dotarse de un arsenal disuasivo. Esta decisión no tardó en romper los equilibrios geopolíticos en la zona. De esta forma, Pakistán emprendió sus propias investigaciones para hacerse con armamento nuclear con el que disuadir a su eterno enemigo, la India, que a su vez quería disuadir a China y la ex Unión Soviética.

Hoy en día nadie cuestiona el hecho de que las cinco potencias nucleares que dieron forma al Tratado, se han visto involucradas en numerosos programas militares de terceros países. Normalmente se ha tildado de intervencionista en este aspecto a la ex Unión Soviética, lo cual es cierto, pero tampoco se pueden eludir las responsabilidades de los países occidentales en este ámbito.

Los Estados Unidos, han estado prestando apoyo directo e indirecto al programa nuclear israelí desde los años 70. Al no haber firmado Israel el TNP, se desconoce oficialmente cual es el estado de su arsenal, o incluso si lo posee. Pero extraoficialmente es bien sabido que lleva desarrollando un programa militar conjunto con la ayuda de Sudáfrica, el cual culminó en los ensayos nucleares de este último país realizados en el Océano Índico.

La posibilidad de que Israel lograra hacerse con una bomba atómica, desestabilizó los débiles equilibrios geopolíticos de Oriente Medio, con el resultado de que algunos estados árabes decidieron emprender también el camino para convertirse en potencias nucleares. Así, Irak construyó un reactor nuclear con la ayuda de los franceses a finales de los años 70, que fue finalmente destruido por la aviación israelí en 1982, e Irán, con el asesoramiento de alemanes y rusos, emprendió también un programa supuestamente civil, que está siendo investigado hoy en día por la IAEA. Ante estos hechos quedan claros los límites de la forma en que fue concebido el Tratado, y los pésimos resultados obtenidos en muchos aspectos.

En la actualidad, los principales esfuerzos para impedir la proliferación nuclear, van encaminados a minimizar los riesgos de que estados o organizaciones terroristas puedan hacerse con el material necesario para fabricar cabezas nucleares.

A lo largo de todas las fases y operaciones en las que están involucradas las centrales nucleares civiles, existen dos puntos que merecen de especial atención: el reprocesado y el enriquecimiento del material nuclear. El combustible descargado de los reactores nucleares que están operando actualmente en el mundo, puede llegar a contener más de mil toneladas de Plutonio. Con una infraestructura y tecnología relativamente modesta, cualquier estado que consiguiera hacerse con una parte de estos desechos, podría disponer de la materia prima necesaria con la que armar sus cabezas nucleares. El proceso de enriquecimiento está hoy en día limitado a muy pocos países, ya que requiere un enorme grado de madurez técnica y gran disponibilidad de recursos.

De todas formas cualquier trasvase de información respecto a esta tecnología, debería estar también ampliamente limitado, ya que supone otra forma de alcanzar Uranio y Plutonio para fines militares.

Ante un escenario futuro en el que se multiplicaran las instalaciones nucleares civiles, incluso en zonas de precaria estabilidad política, se multiplicarían también las posibilidades de que muchos estados decidieran dar inicio a programas nucleares militares.

Para hacer frente a estos hechos, existen diferentes medidas a tomar con el fin de evitar una futura proliferación:

- Dotar a la IAEA y a las otras agencias y organismos internacionales de mayor autoridad para poder realizar inspecciones y ejecutar sanciones en cualquier país.
- Promulgar leyes internacionales para ejercer un mayor control sobre los stocks, compraventa y transporte de materiales sensibles ser reconvertidos para fines militares. Tras la caída de la Unión Soviética, se ha detectado un gran tráfico de material nuclear proveniente de ex repúblicas con instalaciones de este tipo, principalmente Bielorrusia y Ucrania.
- Realizar un estudio analítico de los riesgos que conlleva la proliferación, y definición de una estrategia común para prevenirla.
- Incentivar la creación de “Sarcófagos Internacionales” a través de los cuales aumentar el control de los materiales radioactivos.

Queda claro que ninguno de estos objetivos es alcanzables sin un amplio grado de cooperación internacional. En nuestra opinión es de fundamental importancia el reestablecer la confianza en los organismos internacionales, para demostrar que están al servicio del bien común, y no de unas pocas potencias.

Si las políticas adecuadas son llevadas a cabo, la implantación de nuevos reactores a lo largo de los cinco continentes no debería representar ningún riesgo de proliferación nuclear.

2.2.4 Tratamiento de Residuos

La gestión de los residuos radioactivos, sigue representando el mayor reto al que debe enfrentarse la industria nuclear.

Tras casi 50 años de uso de reactores nucleares para la producción de energía, ningún país ha implementado todavía una estrategia convincente y exitosa en este aspecto. En la mayoría de los países, la opción más extendida es la de depositar los desechos en depósitos subterráneos situados en formaciones rocosas naturales, a cientos de metros bajo la superficie.

Aunque se han construido numerosas instalaciones experimentales diseñadas para albergar los productos más peligrosos, ninguna de estas funciona todavía a pleno régimen. No cabe duda que la falta de progresos registrada en este campo, el de la gestión de residuos, es uno de los obstáculos fundamentales para la expansión de la energía nuclear en el mundo.

El combustible nuclear que se extrae de los reactores tras su uso, seguirá siendo radioactivo durante miles de años. Por lo tanto el objetivo principal, debe ser el asegurar que dicha radiación no afecte la salud del medio o las personas circundantes.

Debido al extendido período de emisión radioactiva de el combustible gastado, la primera acción que debe tomarse es la de proceder a aislarlo, con el fin de garantizar la seguridad a largo plazo. Pero antes de llegar al confinamiento definitivo, existe una fase crítica, durante la cual los desechos son sometidos a

tratamientos intermedios, como por ejemplo la separación de ciertos radionucleidos útiles para el reciclaje de parte del combustible.

Por lo tanto a lo largo de toda la cadena de procesos que conciernen el combustible (extracción, procesado y confinamiento), deben actuarse medidas de prevención extremas con el fin de evitar cualquier tipo de fuga.

Según la normativa americana promulgada por la *Environment Protection Agency* (*EPA*), la dosis de radiación registrada en las proximidades de instalaciones para el almacenamiento de residuos nucleares, no puede superar los 15 millirems al año, durante los primeros 10,000 años de confinamiento. Cabe decir que dicha dosis es inferior a la dosis natural de radiación que se recibe normalmente.

Tal y como se ha citado anteriormente, la solución más extendida para el confinamiento de residuos, es el almacenamiento en depósitos subterráneos de origen geológico. Esta tecnología goza de largos años de experiencia, y hasta el momento parece ser la más fiable para garantizar la imposibilidad de un contacto entre los residuos altamente tóxicos y la biosfera.

Existe una extensa bibliografía acerca de los modelos matemáticos empleados para determinar la perfecta ubicación de dichos “sarcófagos”, y los estudios geológicos concernientes, que demuestran el grado de sofisticación y eficacia alcanzados a la hora de abordar este problema. A pesar de ello, se sigue investigando activamente para encontrar soluciones más avanzadas, y también más tolerables por parte de la opinión pública.

Según un reciente estudio del MIT, cualquier tipo de innovación en el ámbito de la gestión de residuos radioactivos, deberá satisfacer, en la mayor medida posible, los criterios evaluativos enumerados a continuación:

- Reducción de los riesgos para la salud pública y el medio ambiente, derivados de la gestión de residuos a corto y largo plazo.
- Optimizar los procesos con el fin de reducir los costes derivados de la gestión de desechos radioactivos, sin por ello influir en el nivel de seguridad.
- Incrementar la información del público, con el fin de mejorar los niveles de confianza en este tipo de procesos.

Los principales proyectos de innovación, son aquellos que abordan los temas concernientes el diseño de los depósitos geológicos.

Como ya se ha comentado, la función de estos depósitos debe ser el impedir que cualquier tipo de radioactividad llegue a tener contacto con la biosfera. De todas las posibles formas en que este contacto pudiera llegar a tener lugar, las que más preocupa a los investigadores y diseñadores es la corrosión de los contenedores de combustible, que podría implicar la llegada de radionucleidos a aguas subterráneas.

Para hacer frente a este escenario, se usan y diseñan continuamente técnicas de “defensa en profundidad”, las cuales combinan componentes de ingeniería con barreras geoquímicas, geológicas e hidrológicas.

Una de las alternativas a los depósitos subterráneos que está cobrando mayor fuerza en los últimos años, es la posibilidad de enterrar los desechos radioactivos en cavidades perforadas en rocas cristalinas a varios kilómetros de profundidad. Tras depositar los contenedores en estos agujeros, se podrían recubrir con asfalto o gravas, con el fin de asegurar su total aislamiento.

Las principales ventajas de esta solución, serían el enorme aumento de la distancia existente entre el contenedor y la biosfera, la escasa posibilidad de contacto con flujos de agua subterráneos debido a la enorme capacidad de contención de las rocas cristalinas a muchos kilómetros de profundidad, y la facilidad de hallar lugares aptos para este tipo de instalaciones. Este último hecho es de gran importancia, ya que ante un aumento en el uso de la tecnología nuclear en diferentes países, podría asegurarse la capacidad de cada uno de ellos de gestionar con seguridad sus propios residuos.

Además, estos agujeros podrían llegar a perforarse bajo la superficie del mar, lo cual sería ventajoso para países insulares y peninsulares densamente poblados como Taiwán, Japón o Corea.

A pesar de ofrecer todas las ventajas anteriormente citadas, la perforación de estos depósitos sigue contando con el enorme inconveniente de impedir el acceso a los contenedores una vez que estos hayan sido enterrados, lo cual impide que esta solución sea aplicable por el momento.

Los avances tecnológicos con respecto al tratamiento de residuos nucleares son de vital importancia, pero no se debe olvidar que el desarrollo tecnológico debe ir acompañado de uno igual en las autoridades competentes. Mientras se siga optando por la tecnología de los depósitos subterráneos, la principal tarea de los gobiernos u organismos competentes, será la de hallar la ubicación idónea de dichas instalaciones.

Para mejorar la toma de decisiones en este aspecto, sería conveniente la creación de unos estándares internacionales para este tipo de operaciones, con el fin de mejorar la cooperación y con ella el flujo de información y la seguridad global.

A la larga podrían implementarse leyes y acuerdos con el fin de crear depósitos internacionales. Este tipo de actuaciones, repercutirían notablemente sobre

la reducción de precios en las operaciones en la gestión de residuos, y la prevención de los riesgos de proliferación nuclear.

2.2.5 Opinión Pública y percepción social de la Energía Nuclear

Es innegable que en todo el mundo la opinión pública es como mínimo escéptica por lo que a la energía nuclear se refiere. El porque de dicha aversión es poco claro, ya que tampoco existen hechos relevantes para justificarla.

El índice de accidentes a lo largo de la historia de la industria nuclear ha sido realmente muy bajo, siendo el de Chernobyl en 1986 el único en que se verificó una huida masiva de materiales radioactivos. Este hecho, de innegables consecuencias sobre el medioambiente y la población, contribuyó a crear un clima generalizado de paranoia nuclear en todo el continente europeo. Algunos países, como Italia y Austria decidieron por referéndum poner fin a su industria nuclear en los años siguientes a dicho accidente, teniendo incluso proyectos nucleares en construcción en el caso de Austria.

En los Estados Unidos, el incidente de Three Miles Island en 1979, fue también ampliamente explotado por los sectores antinucleares. Sin restar importancia a los hechos, este incidente debería suponer una prueba de los niveles de seguridad de las centrales nucleares americanas, ya que a pesar de ocurrir una fusión del núcleo, debido a una sucesión de negligencias por parte de los operarios, no se registró tipo alguno de fuga radioactiva.

Otras industrias, como la química o la petrolera, registran continuamente accidentes gravísimos desde el punto de vista ambiental y humano, pero parece que la masa social es más tolerante con estos acontecimientos. Son famosas las protestas

de los grupos ecologistas para detener los convoyes que transportan materiales o desechos radioactivos (cuyos niveles de seguridad son exhaustivos), mientras al parecer nadie se preocupa tan activamente por los vetustos petroleros que atraviesan cada día los océanos con sus cargas de millones de toneladas de crudo que más de una vez han terminado en el fondo marino.

Ante la falta de material e investigaciones acerca de la percepción social de la energía nuclear, el *Massachusetts Institute of Technology (MIT)*, realizó en el año 2001 una encuesta sobre una muestra de 1350 adultos norteamericanos, para conocer su opinión acerca de la energía nuclear.

Las conclusiones a las que se ha llegado pueden resumirse en los siguientes puntos:

- Poca gente es consciente de que las centrales nucleares son menos nocivas que las tradicionales por lo que a emisiones de gases se refiere.
- Existe una gran preocupación al respecto de los desechos radioactivos, y al parecer las soluciones adoptadas hoy en día no son convincentes.
- Se identifica la generación nuclear de electricidad como una tecnología extremadamente cara y compleja, demasiado incluso para hacerla competitiva.
- No se asocian los beneficios de disponer de plantas nucleares por lo que a los efectos del calentamiento global se refiere.
- No están bien definidos los límites entre las aplicaciones civiles o comerciales y las militares.

La desinformación al respecto del funcionamiento y características de las centrales nucleares parece ser la principal barrera para su aceptación social.

Durante los oscuros años de la guerra fría, la amenaza nuclear quedó muy arraigada en el imaginario colectivo, por lo que parece bastante lógico que la gente haga una asociación entre fines militares y civiles.

Otro dato alarmante es el constatar como las ventajas medioambientales de las plantas de fusión no sean conocidas ampliamente.

Toda la tecnología nuclear, ha permanecido muy alejada de la masa social, y los gobiernos e instituciones tengan quizás la culpa de no promover su conocimiento a través de la educación. Hoy en día, pocos políticos tienen el valor de defender públicamente la hipótesis de construir futuras plantas nucleares en cualquiera de los países occidentales.

Incluso la Dirección de Energía y Transportes de la Comunidad Europea no tiene una postura oficial al respecto, a pesar de haber publicado numerosos informes que critican el modelo energético basado en la dependencia de Europa de los combustibles fósiles. A la hora de abordar las estrategias comunes para el futuro energético, se limita a citar la generación en plantas nucleares como una de las posibles alternativas para el futuro, pero no propone ningún proyecto en firme.

La aceptación social de una tecnología, es una condición indispensable para poder implantarla masivamente en un futuro próximo.

Somos de la opinión que si se llevara a cabo una consistente tarea de educación e información, la opinión generalizada respecto a la energía nuclear puede cambiar. Quizás haya que empezar por potenciar sus cualidades medioambientales, concienciando a las personas respecto a los gravísimos problemas futuros que puede

conllevar el seguir dependiendo de fuentes de energía cuya combustión genera cada año millones de toneladas de gases que contribuyen a empeorar el efecto invernadero.

En segundo lugar, haciendo participe a la opinión pública de los modos de funcionamiento y características de los reactores de fisión, se conseguiría terminar con muchos miedos infundados, que derivan únicamente de la ignorancia existente al respecto.

Pero estas tareas de comunicación a gran escala, no pueden ser llevar a cabo sin la activa participación de los respectivos gobiernos, cuya postura en el ámbito de la generación nuclear es siempre indefinida.

III. LA ENERGÍA NUCLEAR EN CHILE Y EN LOS MERCADOS COMPETITIVOS

3.1 Competitividad de las centrales nucleares en mercados eléctricos desregulados

3.1.1 Objetivos de los Generadores de Energía Eléctrica

A lo largo de muchas décadas, los países han estado controlado su sector eléctrico como un monopolio regulado por el Estado.

Dichos monopolios suelen expresarse como mercados protegidos en zonas geográficas específicas. Por supuesto la naturaleza y leyes concernientes este proteccionismo se han expresado de forma diferente entre país y país, pero existen unos rasgos comunes que vale la pena evidenciar.

La regulación introducida por los gobiernos se ha centrado mayoritariamente en el precio de la electricidad, además de garantizar un suministro constante y seguro para toda la población, a través de complicados mecanismos. Hoy en día esta situación está cambiando, ya que se está procediendo a desregular y abrir a la competencia el mercado eléctrico.

A grandes rasgos, se puede afirmar que la liberalización del mercado eléctrico busca aumentar la eficiencia económica de los operadores que en él actúan. En un mercado competitivo, se deben fomentar la reducción de costes y el aumento de la productividad, ya que quien no cumple con estos parámetros corre el riesgo de tener que salir de él.

Según un informe de la *Nuclear Energy Agency (NEA)*, el sector eléctrico deberá enfrentarse a esta nueva situación aportando innovación y mejoras en sus técnicas de gestión. Se estima también que las compañías energéticas se enfocarán mayoritariamente hacia los servicios ofrecidos, mejorando sus aspectos de marketing para poder así atraer un mayor número de clientes. No cabe duda que la aplicación de estas nuevas estrategias implicará cambios en las políticas de inversiones, relaciones con el cliente (de cualquier tamaño), así como con los bancos e institutos de crédito, siempre con el fin de mejorar la competitividad.

Actualmente, la liberalización del mercado eléctrico está enfocada a mejorar la generación y las ventas, ya que por el momento los mecanismos a aplicar en la transmisión son más complejos, y a gran escala tienen todavía una implantación reducida.

Existen dos aspectos fundamentales a tener en cuenta para llegar a un estado de competencia real en el mercado eléctrico. El primero sería lograr las condiciones para que la transmisión asegurara oportunidades iguales entre los proveedores de energía, lo que equivale a ofrecer para los clientes una amplia variedad de oportunidades a escoger. El segundo, y más ambicioso, supondría el poder llevar la competitividad de los mercados más allá de las fronteras. Si consiguieran alcanzar estos objetivos, se aseguraría un acceso abierto y transparente a la red eléctrica.

Se han implementado una gran variedad de medidas en los diferentes países con el fin de liberalizar sus sectores eléctricos. Estas van desde empezar por los clientes de mayor tamaño hasta terminar en los particulares, abrir los mercados simultáneamente a todos los clientes, únicamente a los generadores o incluso la creación de unas bolsas energéticas.

Gracias a la desregulación , se obtienen unos precios más transparentes y flexibles a la hora de reflejar la realidad del mercado.

En un primer momento, dicha liberalización no asegura unos precios más bajos en cualquier situación, ya que estos vendrán determinados por las leyes de la oferta y la demanda. Así, en realidades donde exista un exceso de capacidad instalada, es más que probable que los precios bajen, pero en aquellos mercados que estén todavía expandiéndose ante un aumento continuo de la demanda, es probable que los precios suban.

El único aspecto en el que todavía no queda claro cual debería ser el papel de los organismos estatales, es el que atañe a la garantía del suministro. Deben asegurarse unas garantías para los entes generadores a la hora de estimar sus reservas de capacidad, ya que con el fin de mejorar su eficiencia muchas compañías podrían verse tentadas con reducir estas reservas. Queda claro que ante eventos inesperados que puedan afectar la red eléctrica (picos de carga del sistema o interrupciones accidentales), las reservas de los generadores deben ser suficientes para garantizar unos servicios mínimos a la población y a la industria.

Los generadores de energía eléctrica han operado siempre con un cierto grado de incertidumbre a la hora de estimar la demanda futura, pero en los mercados protegidos contaban con unos ingresos garantizados. Es una característica típica de los monopolios el hacer cargar a los clientes con el coste del riesgo en decisiones a tomar. Así por ejemplo, en el caso de que una empresa tuviera unos costes de operaciones demasiado elevados debido a un excedente de capacidad de generación o una mala estimación de la demanda futura, la penalización económica solía verse reducida gracias a un aumento de las tarifas. Es evidente que en un mercado realmente competitivo no pueden llegar a darse estas situaciones.

En la nueva situación, los suministradores de energía eléctrica pueden ganar o perder clientes con respecto a sus competidores, ya que ninguna ley o regulación les asegura una parte del mercado. Los nuevos contratos deberán negociarse en función de los precios que el mercado establezca, teniendo en cuenta que el cliente siempre contará con otra posibilidad de elección. Este escenario puede ser catastrófico para aquellas empresas que cuenten con un fuerte endeudamiento (típico en el sector), y que no sean lo suficientemente competitivas, ya que si sus costes marginales de generación fueran superiores a los de venta en el mercado, se verían a forzadas a retirarse de él.

Como ya hemos anticipado, uno de los problemas de mayor importancia será el de redefinir las capacidades de reserva con las que pueda contar cada uno de los suministradores de energía, ya que ahora, los costes derivados por un exceso de esta, no podrán ser traspasados a los consumidores.

Según los expertos, en un entorno liberalizado puede llegar a darse una gran variedad de formas de mercado eléctrico, y es probable que los grandes productores quieran participar en todas y cada una de ellas: desde bolsas de energía, hasta mercados de futuro (financieros y físicos). La mejor herramienta para evaluar si dichos mercados funcionarán correctamente, será ver en que medida los precios van a reflejar el balance entre la demanda y los costes marginales de generación y distribución.

Por primera vez, las empresas suministradoras de energía se verán obligadas a operar como cualquier otro tipo de negocio, cuya evaluación será llevada a cabo por el mercado. Esto implica que al no estar aisladas del mundo de la competencia, será necesario redefinir sus estrategias con el fin de mejorar la eficiencia, reducir costes, aumentar la flexibilidad, y sobre todo ser más sensibles a las leyes del mercado.

El plazo de los contratos es otro de los aspectos que pueden cambiar con la introducción de normas que fomenten la libre competencia. Al tener la opción de elegir, el cliente probablemente preferirá firmar contratos a un plazo razonablemente corto, con el fin de poder aprovechar de forma más conveniente las evoluciones de los precios y las ofertas. De todas formas, seguirá existiendo la posibilidad de firmar contratos a largo plazo, pero con la diferencia de que el cliente no cargará exclusivamente con los riesgos que presenta el mercado, ya que los inversores y las empresas deberán dividir equitativamente los costes derivados.

Por lo que hace referencia a los costes de capital, y los ratios que cuantifican los riesgos a la hora de construir nuevas plantas de generación, van a cobrar una importancia mucho mayor respecto a la que tenían en mercados regulados o en manos de monopolios. Ahora las empresas se verán obligadas a hacer frente a los riesgos financieros de la inversión inicial, con un comportamiento que genere beneficios.

Por estos motivos es lógico pensar que la tendencia será la de construir plantas que permitan períodos de *pay-back* y cantidades de inversión inicial lo más reducidos posible. Al consultar informes de Bancos de Inversión y empresas consultoras, es obvio constatar que sus estrategias van dirigidas a que los inversores en el sector energético evalúen en primer lugar cual es el riesgo de que sus beneficios no se materialicen.

Esta óptica vuelca los flujos de capital hacia plantas de probada tecnología, penalizando aquellas de tipo más experimental o de tiempos de construcción y costes de puesta en marcha más elevados.

En nuestra opinión, este es el único límite de los mercados eléctricos liberalizados. Por un lado, se mejora la eficiencia, los precios son más acordes a las realidades del mercado y en general se debería perpetuar una mejora en el servicio.

Pero dejando el negocio de la generación completamente en manos de entidades privadas, lo cual equivale a imponer la lógica del beneficio, pueden llegar a perjudicarse aspectos tan delicados e importantes como el de la Investigación y Desarrollo de nuevos productos y tecnologías. Es probable que en pos de aumentar su competitividad muchas empresas traten continuamente de mejorar sus servicios e instalaciones, pero siempre para aquellas cuyo buen comportamiento en términos de beneficio haya sido probado. Dudamos de que alguien se atreva a efectuar una apuesta por una tecnología cuyo éxito comercial no haya sido certificado anteriormente.

Ante esta situación, planteamos un aumento por parte de los gobiernos para los gastos de Investigación y Desarrollo, a través de agencias y organismos estatales u otro tipo de incentivo para las empresas particulares. De mantenerse el actual grado de participación estatal en el sector de la investigación, junto con la privatización del mercado eléctrico, podría llegarse al estancamiento casi completo de los desarrollos tecnológicos. El motivo es que un gasto en I+D no tiene ningún tipo de lógica según las leyes del mercado, en la medida en que no reporte beneficios en un plazo razonable. Y como bien saben aquellas personas que gozan de una formación técnica, el beneficio económico no debería ser el único incentivo a la hora de realizar ciertas investigaciones, por lo menos en sus primeras fases de desarrollo.

3.1.2 Objetivos concretos de las Plantas Nucleares

A la hora de enfrentarse con competidores en los mercados liberalizados, las plantas Nucleares deben todavía concretar algunas tareas con el fin de hacerse atractivas para los inversores.

En primer lugar habría que centrar los esfuerzos en optimizar y concretar los métodos para llevar a cabo la gestión de combustibles radioactivos, así como del futuro desmantelamiento de las plantas. No cabe duda de que estos costes deberán estar incluidos en el precio de la electricidad ofertada, por lo que cualquier mejora tecnológica tendrá una repercusión directa en el éxito comercial de la instalación.

La plantas nucleares no producen emisiones de gases invernadero, por lo que su competitividad se verá ulteriormente mejorada si se llegan a aplicar leyes que reflejen en los precios de generación los costes de impacto ambiental, aplicados a cada tipo de generador.

El futuro acerca de la aplicación de estos costes de externalidades o *coal taxes* es todavía incierto, pero cabe esperar que ante el enorme aumento de producción de energía eléctrica que va a tener lugar en los próximos decenios los organismos correspondientes tomen medidas que ayuden a acotar los niveles de emisión de CO₂.

En general, las instalaciones nucleares requieren de períodos de estudio y realización de proyecto muy superiores a los de las plantas tradicionales. Estudios

realizados en Francia, demuestran que en la actualidad el coste de una planta nuclear tiene una relación de dos a uno con respecto a una de Gas Natural.

Como ya se ha comentado en el apartado 2.2.1, existe una combinación de factores (reducción del tiempo de construcción, subida del precio del Gas Natural, introducción de *coal taxes* a gran escala), que podrían llegar a reducir este ratio hasta casi igualarlo.

A pesar de ello, en los mercados eléctricos liberalizados se introducen variables de incertidumbre con respecto a la previsión de la demanda, por lo que una demanda inferior a la esperada podría llegar a dificultar seriamente la amortización de una central nuclear. Es por ello que los inversores seguirán la tendencia de diversificar sus inversiones en lo que a fuentes de generación eléctrica se refiere, con el fin de disminuir sus riesgos.

El aspecto del precio del combustible, juega a favor de las plantas nucleares, ya que es mucho menor en comparación con cualquier planta de combustibles de tipo fósil, y hace que el coste de generación sea muy poco sensible a las variaciones en el precio de la materia prima. Evidentemente este hecho cobra todavía mayor importancia una vez que se haya amortizado la inversión inicial, ya que contribuye a tener unos costes de generación muy reducidos.

Las plantas nucleares deben ser utilizadas para generar grandes cantidades de energía, y como fuente de base, ya que no disponen de gran flexibilidad a la hora de regular la cantidad de potencia que entregan en función de la variación de la demanda.

Pero en un mercado competitivo, parece ser más importante el disponer de tipos de generación muy flexibles, capaces de adaptarse a las circunstancias del momento. En este contexto, las centrales nucleares podrían considerarse como un elemento indispensable para las grandes compañías generadoras, ya que al ser

utilizadas como base en grandes mercados debido a sus reducidos costes de producción, asegurarían un flujo continuo de ingresos para sus dueños.

Una posible estrategia a seguir por los grandes *holdings* que operan en el sector energético, sería la de reproducir a pequeña escala los modelos de planificación estatales.

De esta forma las centrales nucleares proporcionarían gran cantidad de energía con un bajo coste operacional, mientras que centrales de ciclo combinado o Gas Natural, se usarían para suplir picos de demanda y cubrir la parte más flexible de ésta. Por lo que refiere a la operabilidad de las centrales nucleares, los datos hablan claro. En los últimos tiempos, han ido convergiendo la reducción de los costes de generación, juntamente con un aumento del factor de carga. Tomando como referencia un estudio realizado por el DOE americano acerca de su parque nuclear, queda claro que la competitividad de este tipo de instalaciones a nivel operacional es altísima. Creemos que es lógico tomar como referencia el parque nuclear americano, al ser este el más grande, y al gozar los EE.UU de una mayor capacidad de exportación de sus tecnologías. Al analizar el coste de producción, vemos que este ha ido disminuyendo continuamente, reduciéndose en poco más de un 40% entre los años 1987 y 2000. Estos registros pueden seguir mejorando en los años venideros, siempre y cuando se destinen los fondos necesarios a incentivar la investigación en este sector, tal y como ya hemos comentado previamente.

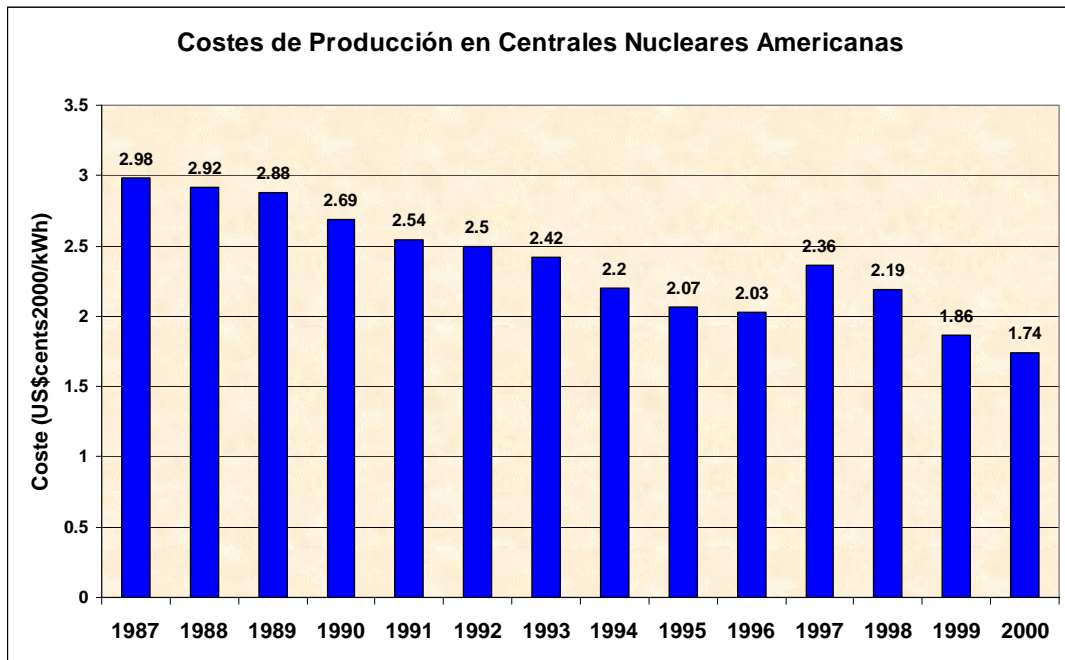


Figura 3.2: Evolución de los costes de producción en las centrales nucleares USA

Por lo que al factor de carga de las centrales se refiere, la IAEA proporciona datos a nivel mundial. Haciendo esta media (que incluye desde reactores de tecnología casi obsoleta con otros muy modernos), es fácil apreciar que los registros siguen siendo espectaculares.

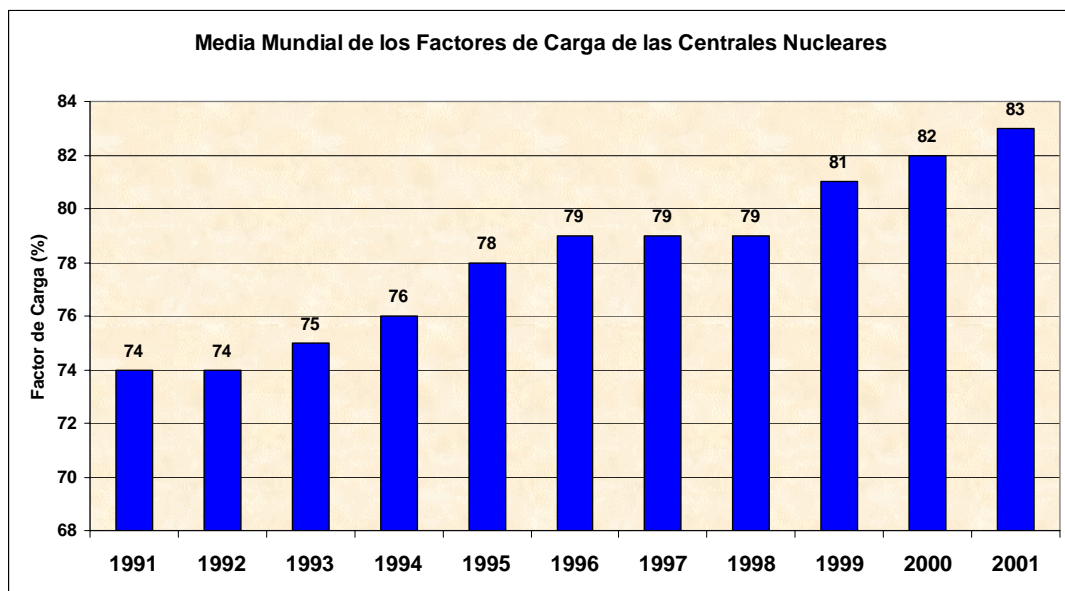


Figura 3.3 : Media mundial de los Factores de Carga de las Centrales Nucleares

En conclusión, se puede afirmar que la tecnología nuclear debe centrar sus esfuerzos en mejorar los costes de planificación inicial, ya que una vez amortizado el capital invertido, se convierten en instalaciones extremadamente competitivas al proporcionar grandes cantidades de energía a un bajo coste operacional, con un elevadísimo factor de carga, y una vida útil extremadamente larga.

3.1.3 Seguridad y Regulación en mercados competitivos

Todavía es demasiado pronto para exponer conclusiones acerca de cual es el impacto de los mercados eléctricos competitivos en la seguridad de las centrales nucleares.

De todas formas, aplicando a este tipo de instalaciones los mismos parámetros que para cualquier otro generador en mercados de estas características, parece lógico pensar que a medida que vaya aumentando la competitividad, la seguridad también lo haga. En algunos círculos, existe la opinión de que la seguridad y la competitividad son dos elementos incompatibles. El miedo generalizado es que al ser la seguridad un coste siempre elevado (y más cuando se trabaja con tecnologías potencialmente peligrosas como la nuclear), los equipos directivos de empresas dueñas de centrales nucleares, podrían llegar a reducir dichos costes con el fin de aumentar los beneficios a corto plazo.

Es por este motivo que se puede predecir que el día en que una planta nuclear entre a funcionar en el mercado como *merchant plant*, las autoridades van a

someterla a controles más rigurosos si cabe a los que existen en mercados regularizados, lo que afectaría sin duda negativamente en la competitividad.

Al examinar los informes del *Nuclear Energy Institute (NEI)*, parece claro que los altos niveles de seguridad pueden ser totalmente compatibles con un buen rendimiento económico. A pesar de que las centrales nucleares hayan reducido sus costes en un 40%, han ido mejorando año tras año sus registros de fiabilidad en el funcionamiento. A la vez que los factores de carga han seguido aumentando, las paradas involuntarias se han reducido en un 90% en el período que va de 1990 a 1996.

No es de extrañar, por lo tanto, que las centrales americanas que gozan de las mejores puntuaciones en seguridad otorgadas por la *US Nuclear Regulatory Commission (USNRC)*, son también las que ofrecen unos costes de operación y mantenimiento más contenidos.

A nuestro parecer queda claro que la seguridad es un aspecto que concierne más la tecnología empleada y no las condiciones de mercado. Una central nuclear insegura, no podría emplearse ni en un monopolio ni en un mercado totalmente competitivo.

La polémica existente respecto a la seguridad y los costes de operación reducidos, nos recuerda la vivida en Europa en el sector de la aviación comercial a principios del año 2000. Cuando aparecieron en el mercado las primeras compañías denominadas de bajo coste, que ofrecían billetes a precios irrisorios comparados con los de las aerolíneas de bandera tradicionales, gran parte de la opinión pública llegó a pensar que aquel modelo de gestión sería insostenible, y que de mantenerse, se presenciarían un gran número de accidentes debidos a la reducción de las medidas de seguridad en los aviones.

La experiencia demuestra lo contrario: las compañías *low cost* siguen floreciendo, mientras que compañías de gran tradición han quebrado. Las grandes aerolíneas tradicionales, han tenido además que redefinir sus estrategias comerciales para no perder gran cuota de mercado con respecto a las aerolíneas más pequeñas, baratas, y en definitiva competitivas. Por supuesto, por lo que a la aviación europea se refiere, el número de accidentes no ha aumentado, y los estándares de seguridad de las compañías se mantienen constante o incluso mejores respecto a unos pocos años atrás.

Somos de la opinión que esta comparación conceptual con el sector del transporte aéreo es bastante significativa, ya que como en el ámbito de la tecnología nuclear, en la aviación las medidas de seguridad y los procesos de mantenimiento son extremadamente severos.

Hechos como el anteriormente citados demuestran que seguridad y eficiencia no tienen porque ser aspectos yuxtapuestos en la gestión de una empresa.

Toda actividad industrial debe manejar una cantidad de riesgos financieros y comerciales, a través de múltiples instrumentos, que van desde los seguros hasta las regulaciones o indemnizaciones. Muchos de los riesgos no son cuantificables, pero los precios a pagar por un seguro, van en proporción al nivel de riesgo potencial y responsabilidades ante terceros. Las industrias catalogadas de alto riesgo tienen, por lo tanto, unas cuotas muy elevadas a la hora de contratar con las empresas aseguradoras. Este hecho plantea la cuestión de cómo integrar desde el punto de vista financiero los riesgos asociados a las centrales nucleares en un mercado liberalizado.

El coste del riesgo debe reflejarse en el precio de la electricidad ofertada, por lo que las empresas propietarias de centrales de generación catalogadas como potencialmente peligrosas, se enfrentará al reto de hacer frente a esta situación

intentando mantener una oferta competitiva. A medida que las instalaciones eléctricas vayan desplazando su propiedad desde el sector público hacia el privado, habrá que redefinir cuales son las responsabilidades asociadas a cada tipo de actividad.

En un principio, un mercado competitivo debería imponer los mismos riesgos financieros para una central nuclear y cualquier otro tipo de generación. El grado de riesgo, tendría que estar determinado únicamente por el tamaño de la inversión a realizar.

De todas formas las centrales nucleares tienen algunas responsabilidades no bien definidas, debido a la falta de un cálculo exacto de los costes de gestión de residuos o desmantelamiento en un entorno competitivo.

Las mayores agencias de *rating*, Moody's y Standard & Poor's, han empezado a proveer información acerca de estos costes, que han obtenido recogiendo y comparando los datos de numerosas empresas públicas y privadas.

3.1.4 Desarrollo de la Energía Nuclear en Mercados Competitivos

Analizar cual ha sido el efecto de la implantación de mercados eléctricos competitivos sobre la industria nuclear, es fundamental para realizar proyecciones acerca de su futuro.

Tal y como se ha explicado en el apartado 2.1.1 (Figura 2.2) de este estudio, observando las edades de los reactores que operan hoy en día, puede verse con claridad como la gran mayoría fueron construidos a mediados de las décadas de los 70 y de los 80. Las zonas más industrializadas del planeta, los Estados Unidos , Japón y la UE, donde reside la casi totalidad del parque nuclear, emprendieron la modernización de sus mercado eléctricos en la década de los 90, y desde entonces no

se han presentado nuevos proyectos para la construcción de instalaciones nucleares con fines comerciales en esos países.

La paulatina disminución de la inversión que la industria nuclear ha registrado en el último decenio, corresponde a varias circunstancias pertenecientes al ámbito político y económico. En primer lugar, los bajos precios de los combustibles fósiles a lo largo de toda la década de los 90, no contribuyó a atraer el interés de los inversores por la opción nuclear, que debía emprenderse sin ningún tipo de ayuda estatal debido al nuevo marco competitivo. No se debe olvidar que todas las centrales nucleares construidas antes de los 90, habían recibido gran apoyo económico y legal por parte de los respectivos gobiernos, tanto en las fases de desarrollo, construcción y puesta en marcha. En algunos casos, como Francia, las centrales siguen dependiendo de empresas participadas por el estado, mientras que en otros países, fueron construidas con la cooperación del capital público y privado. En el seno de la UE, se han dado casos en que tras la privatización de empresas eléctricas, algunas instalaciones nucleares han cambiado de dueños, para pasar a formar parte de *pools* de inversores privados, pero incluso en estos casos algunos Gobiernos han querido mantener un cierto tipo de control sobre estas, a través de regulaciones específicas o puestos con derechos a veto en los diferentes consejos de administración. Esta última medida (ampliamente aplicada en las diferentes privatizaciones llevadas a cabo en la industria europea), ha levantado grandes polémicas, y está permanentemente bajo el monitoreo del Tribunal Europeo de la Competencia, el cual vela por el cumplimiento de las normas de libre mercado en la UE.

La construcción de nuevas centrales nucleares, conlleva todavía una excesiva carga financiera, y para hacer frente a los incrementos en la demanda de la energía eléctrica, los generadores han debido enfrentarse en los últimos años a una importante disyuntiva.

Por un lado se ha planteado repetidamente la opción de retirar definitivamente las instalaciones termonucleares, e invertir en plantas tradicionales basadas en combustibles fósiles, o de ciclo combinado. Por el otro se ha tomado también en cuenta la opción de invertir en los reactores comerciales operativos con el fin de conseguir permisos para la extensión de su ciclo de vida, e incluso aplicar *upgradings* para aumentar su capacidad de generación.

La primera opción parece ser la que se impondrá a largo plazo: así lo certifican el creciente interés demostrado por tipos de generación basadas en el Gas Natural, y las propias limitaciones tecnológicas inherentes a las plantas nucleares, que en las circunstancias actuales no representan todavía una opción económicamente atractiva.

La segunda opción ha sido la más popular desde que se introdujera la liberalización de los mercados eléctricos, pero no deja de ser una estrategia a corto plazo, con la que ir ganando tiempo mientras se redefinen las futuras políticas energéticas. En los Estados Unidos, desde el año 1977 hasta hoy en día, se han registrado 96 *upgradings* en la capacidad instalada, algunos de los cuales han llevado a incrementarla en más de un 20%. Los cinco reactores que operan en Suiza, han aumentado su potencia instalada en un 10%, mientras que en España se ha llevado a cabo un proyecto con el fin de aumentar en 810 MW_e la potencia entregada por sus 9 reactores nucleares. El caso más emblemático lo representa Finlandia, donde su central de Olkiluoto ha alcanzado los 1680 MW_e de potencia instalada, los cuales casi triplican los 660 MW_e que otorgaba en 1980 cuando fue construida.

Un buen indicador de cuales son las perspectivas de desarrollo da la industria nuclear, lo representa el gasto en Investigación y Desarrollo con respecto a las tecnologías atómicas. Según datos consultados en la *IEA*, este gasto ha sufrido importantísimos recortes entre los países miembros de la organización, entre 1975 y ahora. En el año 1990, Japón representaba por sí solo el 60% de la inversión en I+D

en fisión nuclear. En el año 1999, pasó a representar el 80%, seguido de Francia con el 15%, lo cual deja un miserable 5% en manos del resto del mundo. La mayor parte de los fondos que se han desviado de la investigación en la fusión, han ido a parar a la fusión nuclear y a las energías renovables.

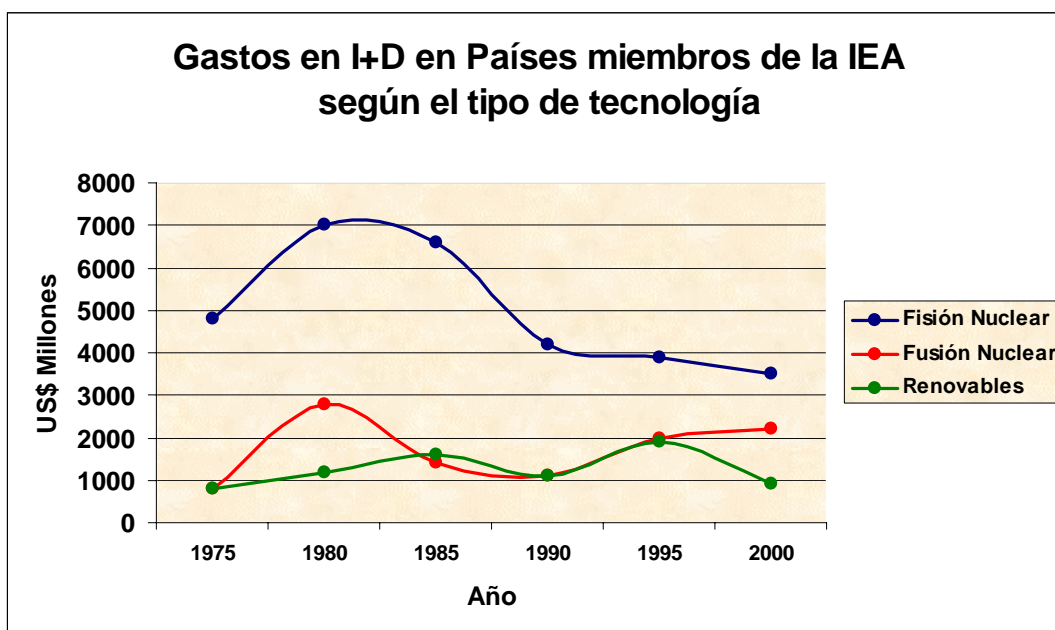


Figura 3.4 : Gasto en I+D en Países miembros de la IEA

Si se toma en consideración la situación en los Estados Unidos, esta tendencia parece repetirse. Según el *DOE* americano, hasta el año 1999, el gasto en I+D para la fusión nuclear ha representado cerca de 60 billones de Dólares americanos, mientras que para las energías renovables, este ha supuesto unos 20 billones. Lo curioso del caso, es que la energía eléctrica producida por fusión, ha aportado más o menos el 20% de la electricidad total producida, mientras que las energías renovables únicamente un 3%. Los datos anteriormente citados, no presentan un panorama muy optimista para la implantación de nuevas centrales

nucleares en mercados desregulados en el área occidental. La mayor parte de los futuros proyectos nucleares, se están llevando a cabo en Asia, y principalmente en países donde persisten mercados eléctricos regidos por monopolios estatales. China, está entrando en la segunda fase de desarrollo de su programa nuclear, con la construcción de cuatro nuevos reactores, que se añadirán a los siete ya existentes. Los trabajos para la construcción de las nuevas plantas empezaron en el 2002 con Qinshan-2 y 4 y Lingao-1 y 2. En el 2003, han iniciado las obras relacionadas con Qinshang-5, central que contará con un reactor CANDU de diseño canadiense, capaz de otorgar una potencia de 650 MW_e. Entre los años 2004 y 2006, el Gobierno Chino cuenta también con empezar la construcción de Jiangsu, central que irá instalada con dos reactores PWR rusos, de 950 MW_e cada uno. Corea del Sur, ha aprobado a su vez los proyectos correspondientes a 8 nuevos reactores de nueva generación, capaces de otorgar potencias comprendidas entre los 1000 y 1400 MW_e, y cuya puesta en marcha está prevista para el año 2015. India es el otro protagonista de la futura escena nuclear a escala mundial, ya que sus ocho reactores actualmente en construcción, deberían estar operativos para el año 2010.

A estos países, deberán sumarse en los próximos años Indonesia y Vietnam, los cuales han decidido apostar por la opción nuclear para hacer frente a la demanda de energía eléctrica.

De todas formas, se están presentando unos indicios de que las centrales nucleares no han sido totalmente desestimada en países que albergan mercados eléctricos desregulados. La administración Bush, ha prometido un aumento del gasto en I+D para la industria nuclear, con el fin de invertir la actual tendencia al respecto, aunque dicho aumento no parece vaya a concretarse antes de una futura próxima legislatura del gobierno republicano. Siempre en los Estados Unidos, la *National Regulatory Commission (NRC)*, ente encargado de emitir las certificaciones

necesarias para operar las plantas nucleares, ha introducido ciertas mejoras en sus actuaciones al respecto, que se reflejan en unas medidas de regulación más relajadas (acordes a las de las otras industrias relacionadas con la generación eléctrica), y en la implantación de inspecciones y exigencias personalizadas para cada central, basadas en el historial de funcionamiento de cada reactor. Las complejas exigencias legales a las que han estado sujetas hasta el momento este tipo de instalaciones han supuesto un importante freno para posibles inversiones, por lo que este tipo de medidas quitan trabas a la incorporación de flujos de capitales. De todas formas, existen todavía algunos puntos importantes que deberían ser redefinidos, ya que, por ejemplo, los costes ligados a las centrales nucleares incluyen su desmantelamiento y la gestión de los residuos, mientras que las centrales basadas en combustibles fósiles o energías renovables, cuentan con subsidios directos o indirectos para hacer frente a estas fases de sus ciclos de vida.

Un breve análisis de las tendencias a lo largo de los últimos diez años de la industria nuclear americana (la más importante del mundo) en un entorno de mercados eléctricos desregulados, puede ayudar a prever situaciones futuras en otros países, ante los retos que este tipo de mercados plantean.

En el año 1991, la propiedad de los 104 reactores nucleares norteamericanos estaba repartida entre 101 empresas de diferentes tamaños. En 1999, los dueños habían pasado a ser 87, teniendo las 12 empresas mayores el control del 54% de la potencia total instalada. En el año 2002, y como consecuencia de los últimos avances en materia de desregulación llevados a cabo en los Estados Unidos, este porcentaje pasó a ser del 68%. Estos hechos implican que durante el último decenio se han registrado numerosos cambios de propiedad y participación en el accionariado. El aspecto tal vez más interesante a tener en cuenta, es tal vez el que el mayor número de nuevas inversiones en el sector, se ha registrado en aquellos Estados Federales cuyas desregulaciones habían sido implantadas de manera más eficiente. Esto demuestra que centrales nucleares y mercados eléctricos liberalizados

no son incompatibles. La concentración en la propiedad parece ser por lo tanto el camino lógico a seguir para asegurar una competitividad elevada de las instalaciones nucleares en entornos desregulados. Una gran ola de fusiones entre los grandes operadores energéticos americanos han confirmado el apoyo del capital privado a esta tendencia. Así, en 1999, la fusión valorada en 32 billones de Dólares americanos entre Unicom y PECO Energy, dio lugar a Exelon, un gigante que cuenta en su haber con 17 reactores, contando los tres de su empresa subsidiaria AmerGen. Carolina Power & Light y Florida Progress Corporation, sellaron a su vez su unión en el año 2000 (valorada en 8.5 billones de Dólares), tras la que pasaron a gestionar conjuntamente cinco reactores distribuidos en 4 centrales. Al margen de las transacciones financieras, esta ola de fusiones ha dado lugar también a nuevas formas de gestión para la industria nuclear. La iniciativa más interesante, la llevaron a cabo cuatro empresas energéticas, que dieron lugar a *Nuclear Management Company (NMC)*, tras firmar una *joint venture* entre ellas. A través de NMC, se ha logrado optimizar la gestión de 8 reactores ubicados en 4 centrales para un total de 8500 MW_e, reduciendo costes en operación, gestión de residuos y futuros desmantelamientos. Cabe mencionar que en todas las compra-venta de centrales nucleares, en el precio final han sido incluidos tanto el combustible como los fondos para el futuro desmantelamiento de la instalación.

Mientras la construcción de nuevas plantas no resulte todavía económicamente atractiva en los mercados energéticos competitivos, la integración de la propiedad y la gestión integrada parecen ser los caminos a seguir por los dueños de las centrales.

3.2 La energía nuclear en Chile

3.2.1 Retrospectiva de la economía Chilena

La economía chilena depende fuertemente de las exportaciones, que en el año 2002 representaron cerca del 40% del Producto Interior Bruto (PIB) del país.

Aunque la industria chilena está sufriendo un fuerte proceso de transformación y apuesta por las nuevas tecnologías, la mayor parte de las exportaciones son todavía aquellas ligadas a la minería, representando el cobre de por sí el 34% de los flujos salientes del país.

Debido a estos hechos, se puede afirmar que la economía chilena depende fuertemente tanto de la demanda externa como de los precios de las materias primas.

Las recientes crisis sufridas por los países vecinos y la ralentización de la economía americana, han contribuido a frenar la economía chilena, que a pesar de seguir en expansión, ha rebajado sus índices de crecimiento, que a lo largo de la década de los 90 estuvieron entre los más altos del mundo.

En el año 2002, se registró un crecimiento del PIB del 2,1%, mientras que para el 2003 se espera que alcance el 3,1%. Cabe decir que en el primer cuarto del 2003, el PIB aumentó en un 3,5%, el porcentaje más alto desde el 2001, lo que hace suponer que se puedan cumplir las expectativas más optimistas.

Es reconocido internacionalmente el hecho de que Chile cuenta con una de las economías más abiertas y robustas de todo América Latina.

El país cuenta con muchos acuerdos bilaterales que fomentan el comercio, como por ejemplo el MERCOSUR.

En el 2002, Chile firmó un acuerdo con la Unión Europea, según el cual ambas partes se comprometen a eliminar las tarifas de importación en un plazo de nueve años.

Además en el transcurso del redactado de este estudio, el parlamento chileno aprobó la firma del *North American Free Trade Agreement (NAFTA)*, o Tratado de Libre Comercio (TLC), que asegura un lugar privilegiado a la hora de comerciar con la primera economía del mundo.

3.2.2 Características del Mercado Eléctrico Chileno

Chile cuenta con una superficie continental de 756.626 km², y está poblado por aproximadamente 15 millones de habitantes.

La generación y distribución de la energía eléctrica corre a cargo de cuatro sistemas principales, que están repartidos según su zona de influencia geográfica. Así, si recorremos el país de Norte a Sur, iremos encontrando sucesivamente el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Interconectado Central (SIC), el AISEN y finalmente el MAGALLANES. Se disponen además de cinco líneas de transmisión principales, que cuentan con 66, 110, 154, 220 y 500 kV cada una. La frecuencia utilizada en todo el sistema es de 50 Hz.

El mercado eléctrico chileno está ampliamente privatizado, como consecuencia del marco de desarrollo económico y social postulado desde 1973. Las primeras privatizaciones se llevaron a cabo en los primeros años de la década de los 80, para concluir por completo en los 90.

Desde un principio, la idea fue la de implantar un mercado competitivo desregulado, a través del cual se pudieran premiar las empresas más eficientes, y eliminar las menos competitivas, con el fin de otorgar un mejor servicio a los clientes. El concepto básico de las privatizaciones llevadas a cabo en Chile, es el de la subsidiariedad del Estado, según la cual el Gobierno no tiene porque actuar en tanto que existan personas u organismos sociales que puedan actuar a su mismo nivel. Con esto, se busca limitar la presencia del estado en términos de regulación e intervencionismo.

El modelo implantado para la gestión del mercado eléctrico, busca básicamente separar los roles normativos y empresarial del Estado, a través de entidades con diferentes competencias. Así, la CNE, coordina y planifica los grandes proyectos e inversiones futuras, con el fin de evitar un desequilibrio entre oferta y demanda eléctricas. De esta forma, el Estado se limita a evaluar los recursos energéticos según criterios estrictamente socio-económicos.

La inexistencia de economías de escala, llevó a optar por un modelo descentralizado, en el cual diferentes generadores compiten entre sí. La separación entre la generación, transmisión y distribución, que en los clásicos mercados regularizados estaban integradas verticalmente, ha favorecido la aparición de numerosos actores, que pueden permitirse el actuar en áreas muy específicas del sector eléctrico, fomentando una sana competencia.

A la hora de analizar las características del mercado eléctrico Chile, es suficiente centrarse en el estudio de SIC y SING, ya que tanto el AISEN como el MAGALLANES son de dimensiones muy reducidas, al contar cada uno con 15 y 35 MW respectivamente. Esto se debe al hecho que las zonas del extremo sur del país están escasamente pobladas, y cuentan con muy poca industria.

El SIC es el más importante de los cuatro sistemas, y representa el pilar de la configuración eléctrica de la región.

En el año 2002, su potencia instalada alcanzó los 6.733 MW, y a través de él se abastecen el 93% de la población y la industria presentes en Chile. Siempre según los datos del año 2002, el SIC otorgó una energía de 31.971 GWh, y registró una demanda máxima de 4.878 MW. Esto significa que ha estado operando con una holgura del 27%, lo cual es un coeficiente más que aceptable de sobredimensionado.

El sistema es mayoritariamente hidráulico, ya que depende en un 60,13% de este tipo de recursos, y la parte restante de generación se obtiene de centrales térmicas.

El hecho de depender en tan gran medida de los recursos hídricos, hace que las tareas de planificación y reservas sean extremadamente complejas, ya que la naturaleza de los recursos introducen una gran variedad de variables estocásticas. La generación hidráulica de energía eléctrica se obtiene a través de embalses y centrales de pasada, cuya potencia instalada es de 2490,4 y 1546,9 MW respectivamente.

Las centrales térmicas, en cambio, dependen de la combustión de Gas Natural, Carbón, y combustibles líquidos. El Gas Natural es el recurso al que se le ha asignado mayor protagonismo, al aportar 1359 MW a la generación; después de él viene el carbón con 937,7 MW, y finalmente los combustibles líquidos, gracias a los cuales se generan 732,1 MW.

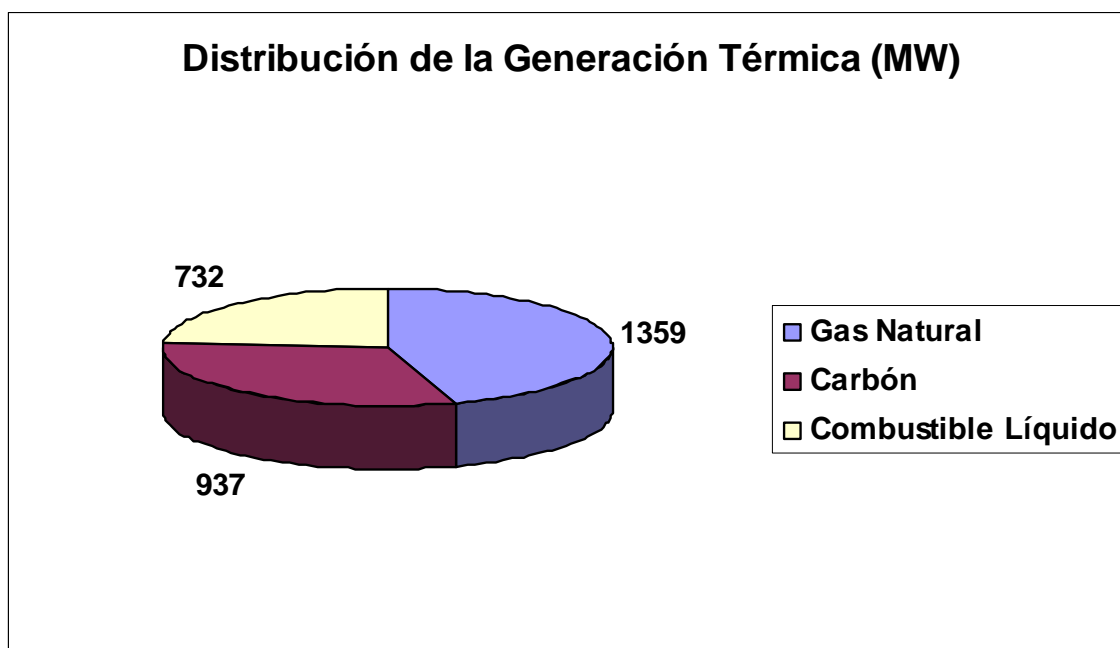


Figura 3.4 : Distribución de la Generación Térmica en el SIC

Las operaciones son planificadas por el Centro de Despacho Económico y de Carga (CDEC), un organismo privado en cuyo directorio figuran representantes de las compañías que operan en el sistema. La composición de este directorio es variopinta, ya que en él figuran desde grandes multinacionales como ENDESA (que cuenta con una cuota del 30% en el sistema), hasta generadores mucho más pequeños y de implantación local. El único requisito para formar parte voluntariamente en el directorio del CDEC, es el de disponer con una potencia instalada superior al 2% de la potencia del SIC el año en que fuera fundado el organismo, en 1985. El CDEC, es el encargado de mantener la seguridad de servicio, y una operación del sistema al mínimo costo. Sus tareas de vertiente más económica son las de facturar las transferencias de electricidad, y buscar la equidad para la comercialización de la energía. Esta entidad se limita a planificar las operaciones, pero no las conduce en tiempo real, ya que esta tarea sigue en manos de las empresas generadoras. Además no efectúa ningún tipo de compraventa de energía, ya que su rol en las transacciones es el de intermediario.

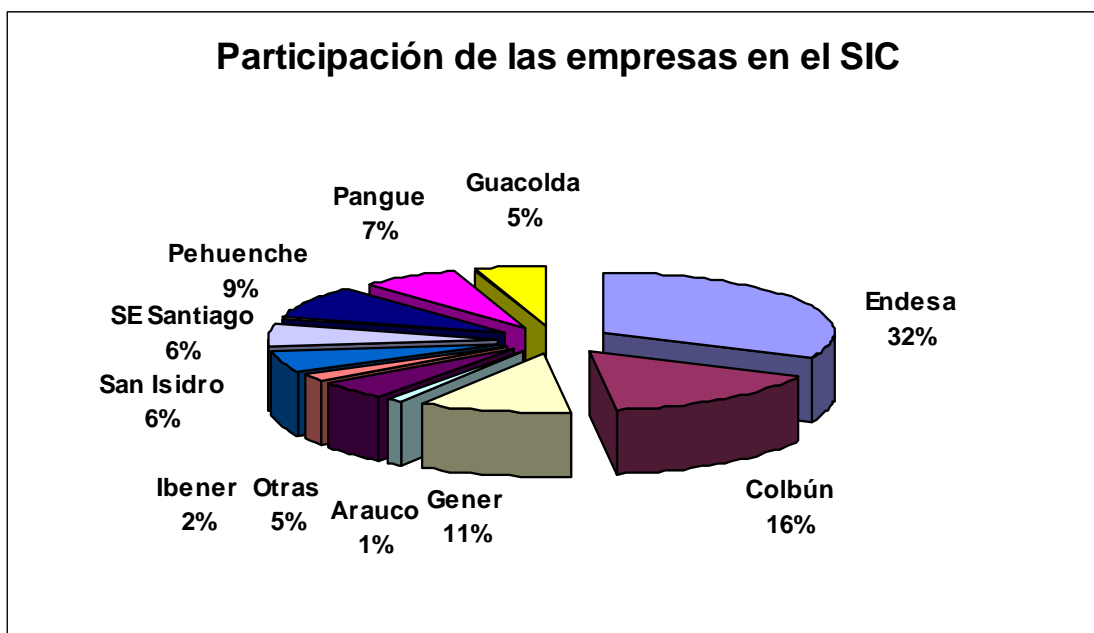


Figura 3.5 : Porcentaje de generación de las empresas que participan en el SIC

El SING, cuenta con unas dimensiones mucho más reducidas respecto al SIC. En el año 2002, contaba con una potencia instalada de generación de 3.645 MW, a través de la cual fue capaz de otorgar una energía de 10.399 GWh.

El SING es el encargado de llevar el flujo eléctrico a las grandes industrias mineras del norte de Chile, lo cual explica el hecho de que su mayor cliente libre, cuenta por sí solo con el 25% de la demanda total del sistema.

Además, los 10 principales grandes clientes aglutinan de por sí más del 75% de la demanda, lo cual se explica también por la baja densidad de población que presenta el país exceptuando la zona metropolitana y las regiones Metropolitana, IV y V. A lo largo del 2002, se alcanzó una demanda máxima de 1.420 MW, lo que implica el haber estado operando con un coeficiente de holgura del 61%.

El SING es principalmente un sistema térmico, al aportarse a través de este tipo de generación el 99,63% de la potencia instalada.

Como en el SIC, el Gas Natural es el principal combustible empleado para la generación de electricidad en plantas térmicas, seguido del carbón y los combustibles líquidos. En él operan menos compañías respecto al SIC, y las cuotas de mercado están un poco más repartidas entre los diferentes generadores.

Si se analiza a nivel en su conjunto en parque generador chileno en el año 2002 se puede apreciar como sus recursos fundamentales son los hídricos y el Gas Natural. Ambos conllevan unos problemas intrínsecos de cara al futuro, que habrá que encara de alguna forma.

Como ya se ha dicho, los recursos hídricos dependen en gran medida de variables estocásticas que hacen imposible el cuantificar de forma exacta cual será su disponibilidad en tiempos futuros.

Por otro lado, el Gas Natural no resuelve en absoluto el conflictivo aspecto de la dependencia energética de Chile con respecto a terceros países.

En el siguiente apartado se analizarán cuales son las perspectivas de futuro para el mercado eléctrico chileno, pero observando los datos de años anteriores parece fácil adivinar la tendencia. A lo largo de las décadas de los 80 y 90, Chile ha sufrido profundas transformaciones socioeconómicas, que lo han llevado a convertirse en el país más estable y con mejores perspectivas de crecimiento de la zona. En el siguiente gráfico se muestran los incrementos de potencia, energía y consumo experimentados en los últimos años, y que demuestran como el crecimiento energético del país ha sido apabullante.

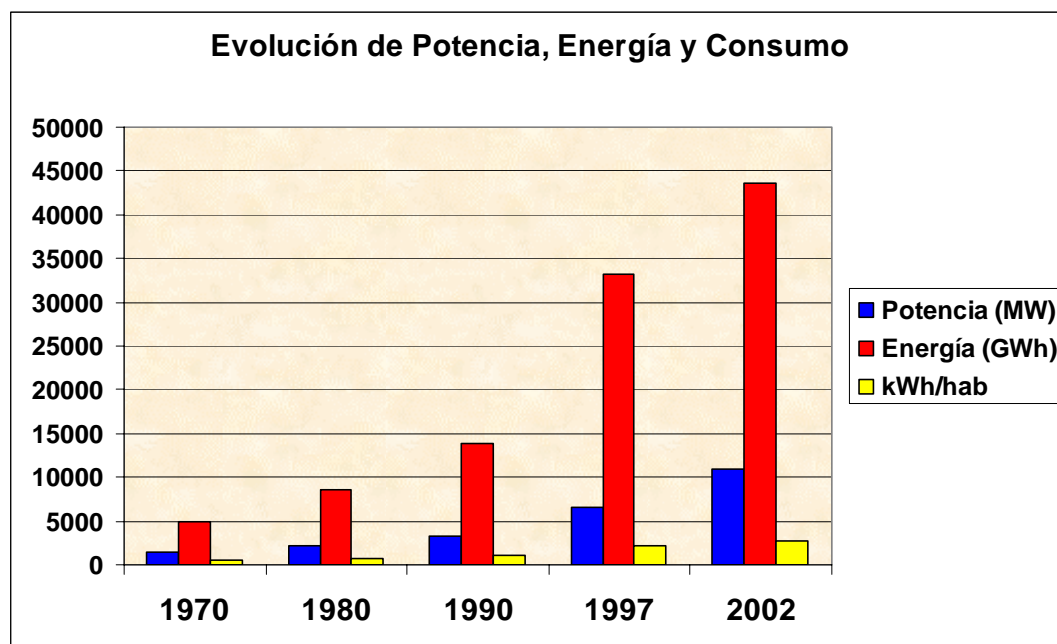


Figura 3.6 : Evolución de la Potencia, Energía y Consumo en Chile entre 1970 y 2002

3.2.3 Perspectivas futuras para el Mercado Eléctrico

En este apartado se mostrarán las tendencias que se han vaticinado para el mercado eléctrico en Chile en un horizonte que abarca hasta el año 2015.

Como se ha visto anteriormente, el país reúne las condiciones para asegurar la expansión del mercado energético, y por ende la del eléctrico. El factor demográfico, es siempre muy importante a la hora de proyectar la demanda futura de electricidad, debido al hecho de que el consumo residencial representa siempre gran parte de la demanda.

Por lo tanto, el aumento de la población y su calidad de vida, son dos aspectos a tener muy en cuenta. Según los datos consultados en los departamentos de estadística tanto de la ONU como del Banco Mundial, la población de Chile va a seguir creciendo, hasta casi alcanzar los 19 millones de habitantes en el año 2015.

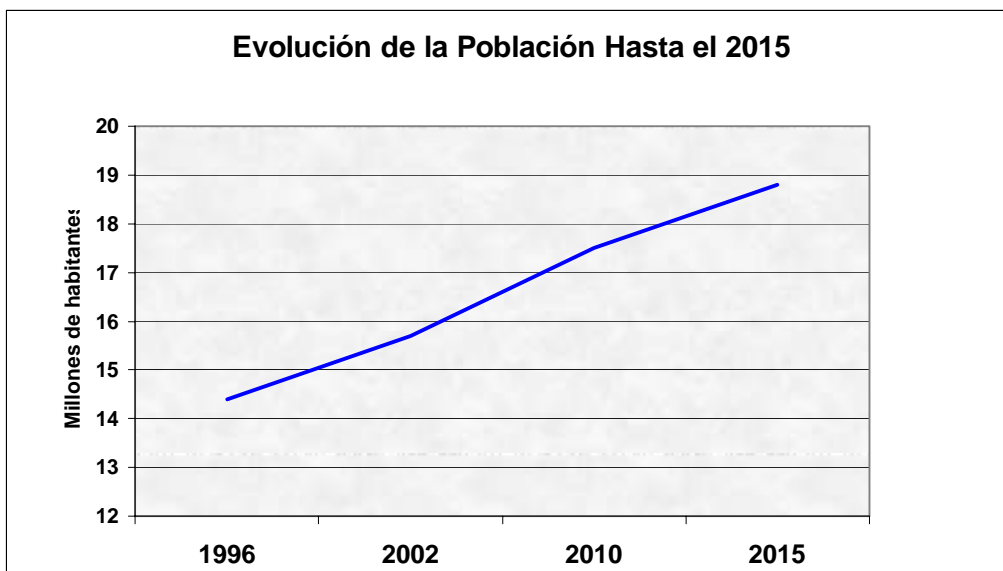


Figura 3.7 : Perspectiva de aumento de la población en Chile hasta el año 2015

El consumo per parece tener los mismos índices de crecimiento, lo cual es un buen reflejo de lo que cabe esperar de la economía chilena, y su impacto sobre

las condiciones de vida de la población. La ONU elabora cada año un informe para cada país, cuya conclusión es un parámetro llamado *Human Development Index (HDI)*, en base al cual se intentan cuantificar las condiciones de vida de la masa social. Para elaborar dicho parámetro, se toman como referencia diferentes indicadores, entre los cuales destaca por importancia el consumo de energía eléctrica per cápita de la población. Para los países más ricos, este consumo suele estar entorno a los 4000 kWh/hab. En la actualidad, Chile cuenta con un consumo per cápita de aproximadamente 3000 kWh/hab, pero se espera que este siga aumentando hasta alcanzar los valores de los países más ricos.

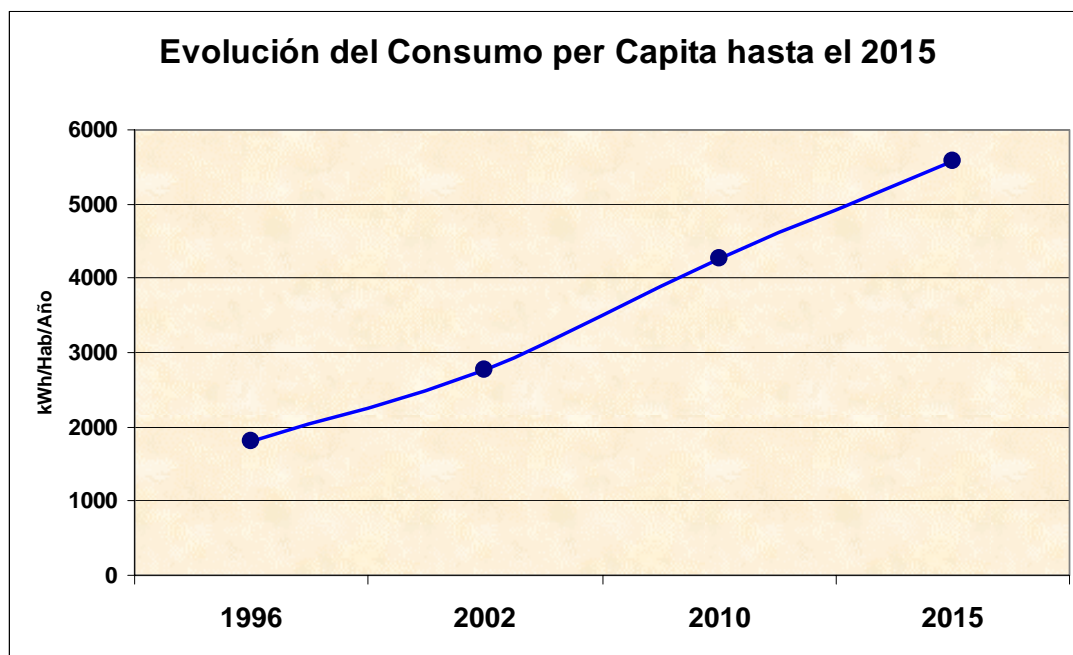


Figura 3.8 : Evolución del consumo per cápita de energía eléctrica hasta el año 2015

El crecimiento del PIB, de la población y del consumo per cápita, tendrán sin duda una repercusión alcista sobre la demanda de electricidad.

Consultando las estimaciones de la compañía ENDESA, principal generador del SIC, si la demanda creciera a un ritmo del 6% anual entre el 2003 y el 2015, para esa fecha se podrían alcanzar fácilmente cifras superiores a los 20.000 MW, tal y como aparece en la figura.

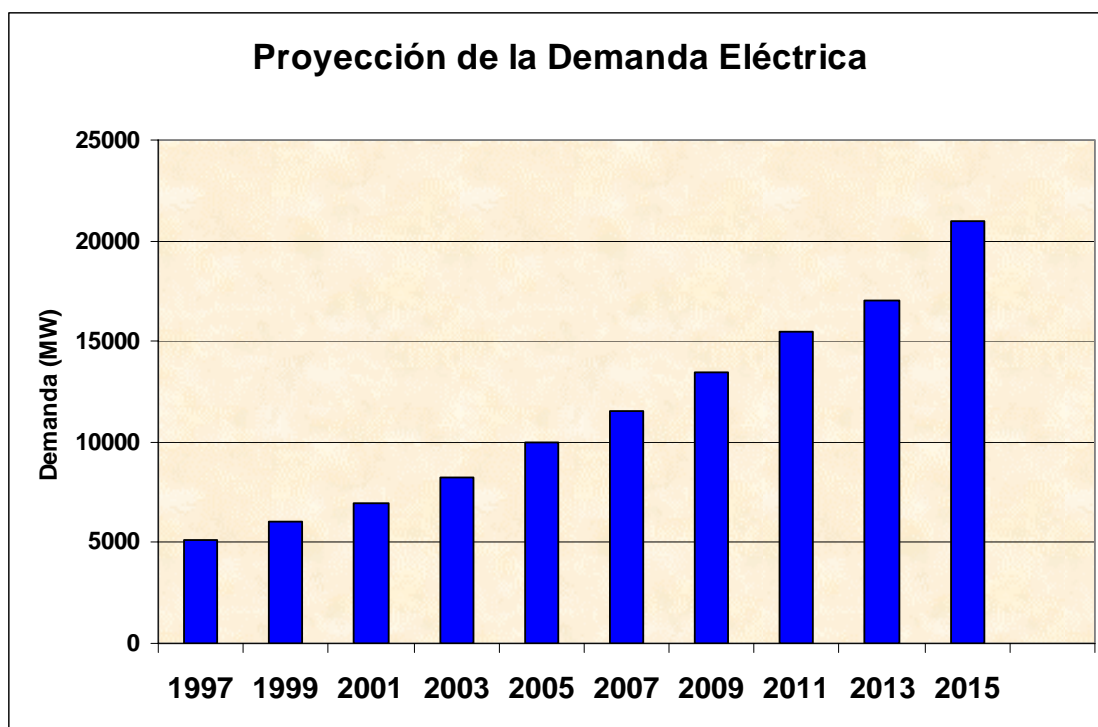


Figura 3.9 : Proyección de la demanda eléctrica en Chile hasta el año 2015

Para hacer frente a esta demanda, se necesitarán agregar al parque generador más de 13.000 MW en un plazo de 10-12 años. Lo cual demuestra que el gobierno y las entidades responsables de tomar las decisiones por lo que a política energética se refiere, no disponen de mucho tiempo.

Si se consideran los ritmos de crecimiento en la demanda mostrados anteriormente, y se proyectan junto con los proyectos de puesta en marcha de centrales generadoras hasta el año 2006, se puede apreciar como el margen de holgura con el que opera el SIC se va reduciendo paulatinamente. Esta diferencia entre oferta y demanda que por el momento se mantiene positiva, podría tornarse negativa entorno al año 2010 según algunas fuentes consultadas. No hace falta comentar cuales podrían llegar a ser para el país las consecuencias de una insuficiencia en el suministro eléctrico, ya que son fácilmente imaginables.

El problema de la planificación energética es extremadamente complejo, ya que cuenta con el problema añadido de que la construcción, certificación y puesta en marcha de las instalaciones de generación puede durar varios años, por lo que las decisiones que conciernen el horizonte 2010, deberían ser tomadas inmediatamente.

En el gráfico siguiente se muestra a que niveles debería llegar la producción bruta de energía eléctrica en el año 2015, siguiendo un más que probable ritmo de crecimiento del 7% anual.

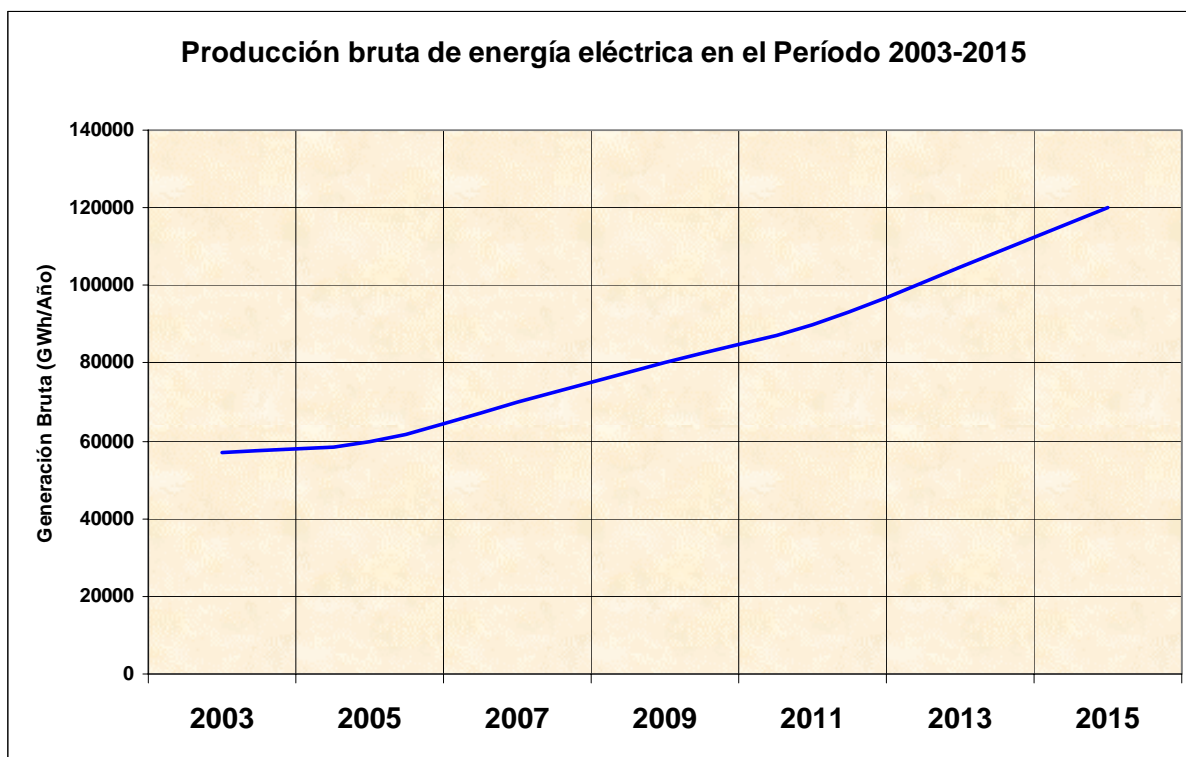


Figura 3.10 : Producción bruta de energía eléctrica en Chile en el período 2003-2015

En Chile, existen dos caminos a seguir: por un lado se puede buscar el optimizar las tecnologías de generación existentes, para tratar de conseguir mejores eficiencias; por otro lado, en cambio, se pueden intentar introducir nuevas formas de generación, con las que hacer frente al posible desabastecimiento energético futuro.

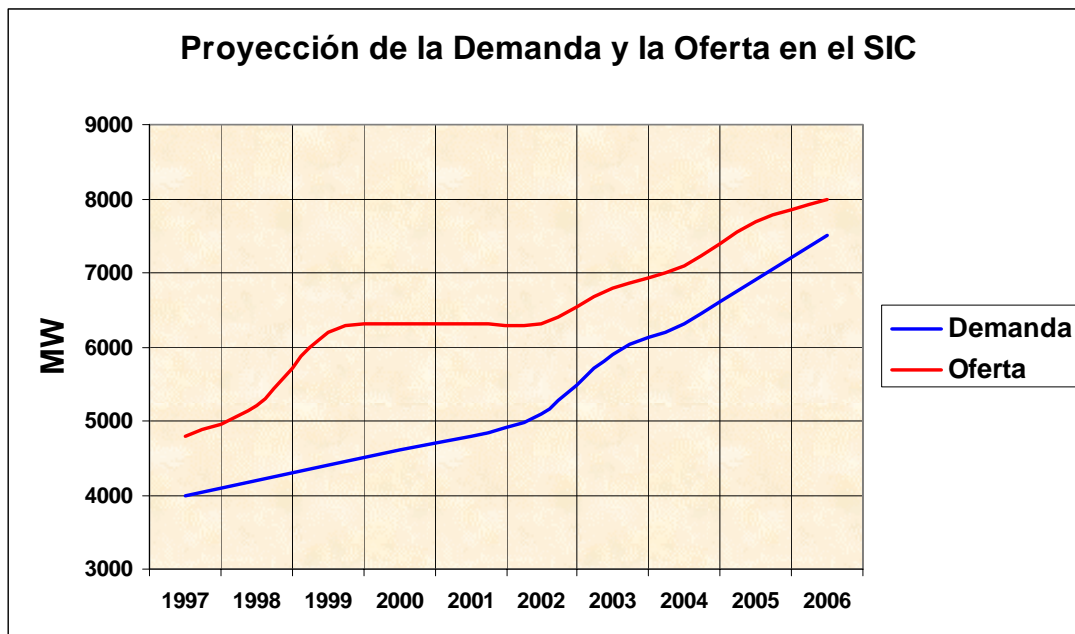


Figura 3.11 : Proyección de las curvas de demanda y oferta en el SIC hasta el 2006

De las formas de generación que se pueden definir como tradicionales en el mercado eléctrico chileno, la hidroeléctrica es sin duda la más importante.

Chile dispone de un potencial hidroeléctrico estimado en 28.345 MW, a pesar de que fuertes cambios climáticos que conlleven períodos de sequía, pueden influir en este valor.

En la actualidad se están utilizando un 17% de los recursos hídricos disponibles, pero al parecer la estrategia a seguir va a ser la de agregar 7.153 MW hidroeléctricos entre el año 2003 y el 2015, con el fin de que esta fuente de energía represente el 50% de la capacidad generadora de electricidad. ENDESA estima que hay proyectos hidroeléctricos competitivos con respecto a las restantes fuentes energéticas, para lograr el aumento en la capacidad del sistema indicado. Si esta estrategia llegara a aplicarse, para el año 2015 se estaría utilizando el 42% del potencial hidroeléctrico total.

Otra fuente tradicional de generación la representan las centrales térmicas de carbón. Estas cuentan con la ventaja de utilizar tecnologías muy

extendidas por lo que existen una gran variedad de proveedores de material y combustible. Esa misma dilatada experiencia operacional, hace que los procesos estén hoy en día lo suficientemente optimizados, como para conseguir niveles de eficiencia más que competitivos. El combustible además no representa ningún problema, ya existen todavía importantes reservas internacionales de carbón bituminoso, que hacen esperar precios estables durante un plazo de treinta años como mínimo. Además existe una extensa legislación acerca de este tipo de instalaciones, lo que contribuye a que los plazos de construcción y puesta en marcha sean razonablemente reducidos, al ser de unos cuatro años. Pero las desventajas que conllevaría el decantarse por este tipo de generación, serían inaceptables desde un punto de vista ambiental. En la siguiente tabla se recogen los valores de las emisiones contaminantes para una central térmica a carbón, expresados en Toneladas al año por cada 1000 MW eléctricos generados.

Tabla 3.1 : Emisiones contaminantes de una central térmica a carbón

Contaminación Atmosférica	Toneladas / Año / 1000 MW
NO _x	23.000
SO ₂	90.960
Material Particulado	Toneladas / Año / 1000 MW
CO	936
HCNM	122
HCM	36

A parte de las emisiones, este tipo de centrales repercuten gravemente sobre el entorno tanto térmica como visualmente.

Se ha estado barajando también la posibilidad de potenciar medios de generación alternativos como por ejemplo las energías renovables, y en especial la que usan las propiedades geotérmicas. Chile cuenta con unas importantes reservas potenciales de energía geotérmica, a través de las cuales se podrían alcanzar cotas de producción eléctrica bastante elevadas.

Además de ayudar a la diversificación de la matriz energética del país con un recurso nacional, este tipo de centrales producen una escasísima contaminación atmosférica.

El uso de plantas geotérmicas conlleva la obtención de preciados subproductos en los procesos de aprovechamiento de la energía, como agua y sales. Los aspectos desfavorables de están básicamente ligados a la viabilidad económica de este tipo de proyectos.

En la actualidad existe una limitada experiencia internacional en este tipo de instalaciones para obtener niveles de generación a gran escala. La carencia de un marco legal en Chile respecto a la regulación de estos tipos de fuentes contribuye también a dificultar su implantación y a promover la inversión.

Por último, las fuentes geotérmicas están ubicadas en localizaciones geográficas muy específicas, que en el caso chileno corresponden en su mayoría a zonas aisladas y a gran altitud, lo que encarece todavía más el aspecto referente a las infraestructuras para el transporte de la energía obtenida. Las otras alternativas de generación, como la basada en la combustión del Gas Natural y la nucleoelectrónica, las trataremos por separado en los siguientes apartados, debido a su importancia específica.

Al margen de los diferentes tipos de plantas generadoras, Chile puede hacer frente a la creciente demanda futura de energía eléctrica potenciando las conexiones internacionales. ENDESA estima que entre los años 2003 y 2015, se puede llegar a aumentar la capacidad de la línea Salta-Atacama, que pasaría de los 700 MW actuales a los 1400.

A través de este análisis de las perspectivas de futuro del mercado eléctrico chileno, hemos querido demostrar como a lo largo de los próximos dos decenios la demanda energética va a constatar un considerable aumento al que habrá que hacer frente de alguna manera.

Es muy probable que para el horizonte temporal que hemos considerado (año 2015), se requiera una capacidad adicional de 2550 MW, para la cual no parece haberse tomado ninguna decisión en firme todavía.

Como ya se ha comentado previamente, la planificación energética requiere de unos mínimos tiempos de antelación, por lo que en un plazo de dos años como máximo, se deberían establecer cuales va a ser la estrategia a seguir.

3.2.4 La apuesta por el Gas Natural

Chile cuenta con unas reservas de Gas Natural de aproximadamente 3.5 Trillones de metros cúbicos (Tcf). Como con el crudo, la producción interna chilena de Gas Natural ha disminuido sustancialmente en las últimas dos décadas.

En el 2001, el país produjo 44 billones de metros cúbicos, lo que supone una disminución del 44% con respecto a los niveles alcanzados en 1997.

Esta disminución de la producción interna, se ha visto acompañada por un enorme incremento en el consumo de Gas Natural, que ha pasado de los 52 Bcf en 1991 a los 228 en el año 2001, lo que supone un incremento del 338%.

Según las proyecciones de la CNE, este consumo va a seguir aumentando, hasta alcanzar los 571 Bcf en el año 2011. Estos consumos, no se han podido, ni se podrán mantener con la producción interna, por lo que la dependencia energética de Chile con respecto a otros países, ha aumentado considerablemente al aumentar la cuota de energía eléctrica generada con el Gas Natural. En el año 2001, se importaron 188 Bcf, todos ellos provenientes de Argentina, y esta cifra es probable que siga aumentando.

La estrategia energética chilena, fue redefinida a principios de los años 90, cuando se decidió diversificar el parque generador para reducir la importancia de los recursos hidroeléctricos, y potenciar las centrales alimentadas por Gas Natural.

La severa sequía que afectó al país entre los años 1998-99, y que conllevó a restricciones para el consumo de energía eléctrica, acabó por convencer a los planificadores de que no se podía seguir dependiendo en tan gran medida de los recursos hídricos.

En el año 2002, la CNE hizo pública la decisión de construir para antes del 2010, diez nuevas plantas alimentadas con gas, y solamente una de tipo hidroeléctrico. Esta declaración dejó claro que la futura estrategia de Chile pasaría por el Gas Natural.

Desde 1997, existen cuatro gasoductos encargados de transportar el gas natural desde Argentina hacia Chile: Gas Atacama, Norandino, Gas Andes y Pacífico.

Estos conductos se encargan principalmente de los centros urbanos, y las zonas mineras del norte del país.

Los generadores de energía eléctrica son los principales consumidores de Gas Natural en el país, y se estima que para el año 2011, ellos solos supondrán más del 50% de los consumos nacionales, como consecuencia de la clara apuesta por estos medios de generación.

Por lo que respecta a futuras inversiones en la infraestructura necesaria para el transporte y distribución del Gas Natural, existen versiones contradictorias.

En Julio 2003, ENDESA y CMS Energy, dueñas de Gas Atacama, decidieron suspender US\$ 20 millones de inversión planeada, porque al parecer la demanda futura de las plantas generadoras alimentadas por el gasoducto iba a ser menor de la esperada en un principio. Esta línea consta de 924 km, que recorre entre Cornejo (Argentina) hasta Mejillones en Chile. Sus operaciones empezaron en el año 1999.

En 2003, Gas Andes ha extendido su conducto de alimentación a la empresa minera Codelco en 75 km. El conducto principal es el encargado de traer el Gas desde la localidad Argentina de Neuquén, para alimentar tres plantas de 370 MW cada una, con las que se alimentan la zona metropolitana de Santiago.

Gas Andes está controlado por TotalFinaElf, Compañía General de Combustibles, AES y Metrogas.

En marzo 2003, Sipetrol anunció su intención de construir un nuevo conducto para extraer de Argentina el Gas con el que alimentar al complejo industrial de Cabo Negro, propiedad de ENAP. Este gran complejo se encuentra ubicado en Punta Arenas, en el extremo sur del país. El gasoducto en proyecto debería tener una capacidad de 17.5 millones de pies cúbicos diarios, y se abastecería directamente del Proyecto Poseidón, un complejo de extracción *off-shore* situado en Tierra de Fuego.

A lo largo de este año, ha cobrado también una enorme importancia el proyecto de construcción de una planta para licuar el Gas boliviano en tierras chilenas, en su camino hacia México y Estados Unidos. El proyecto ha tomado el nombre de *Pacific LNG Project*, y está participado por un consorcio del que forman parte Repsol-YPF, BG, y Pan American Energy, una subsidiaria de BP.

Las estimaciones iniciales hablan de una inversión de US\$ 5 billones, gracias a los cuales la economía boliviana podría registrar importantes mejoras, siempre y cuando los ingresos generados por la inversión extranjeras fueran administrados por una clase política seria y competente. Pero el único problema es que la construcción de dicho gasoducto, puede realizarse tanto por tierras chilenas como peruanas. Todos los expertos consultados afirman que la viabilidad económica es mucho mejor si se toma la opción chilena. La instrumentalización hecha por largos amplios sectores de la opinión boliviana con respecto a dicho proyecto, han conllevado la destitución del anterior gobierno y la toma de poder del presidente Mesa.

Las previsiones de futuro indican claramente el protagonismo del Gas Natural en la matriz generadora chilena. Se estima que entre los años 2003 y 2015 se

podrían instalar en Chile 2664 MW con lo cual se llegaría a una potencia instalada total de 5200 MW. El consumo anual de Gas Natural de las plantas eléctricas chilenas más el de las tres centrales argentinas de Interandes interconectadas con el SING (990 MW), podría llegar a alcanzar los 9.000 millones de metros cúbicos al año, representando un tercio de la actual producción anual de Gas Natural en Argentina.

Las estimaciones para el futuro respecto a la composición del abastecimiento hablan también claro.

Estudiando cuales son las perspectivas según ENDESA del consumo de combustibles para los años 2005 y 2015, se aprecia como el Gas Natural y los recursos hidroeléctricos coparán por sí solos casi el 70% de la producción nacional de energía eléctrica.

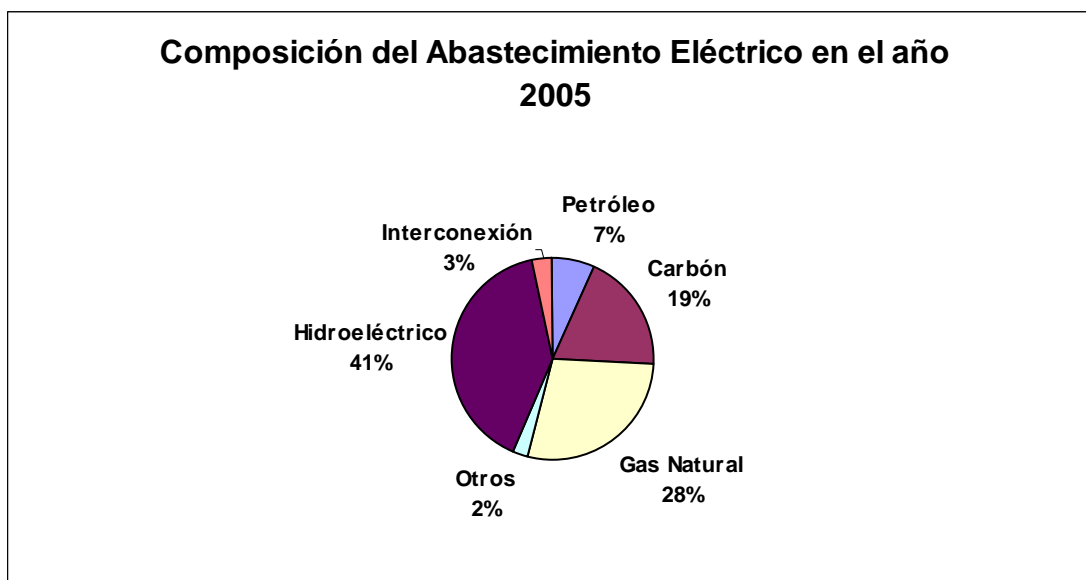


Figura 3.12 : Composición del abastecimiento eléctrico en Chile en el año 2005

Las interconexiones tomarán también mayor protagonismo, en detrimento del carbón y el petróleo.

Cabe decir que según la fuente consultada, a la hora de realizar estas estimaciones no se tuvieron en cuenta ningunas restricciones ligadas a cuestiones medioambientales.

La introducción de *coal taxes* u otras medidas, distorsionarían en una medida considerable los resultados de este análisis.

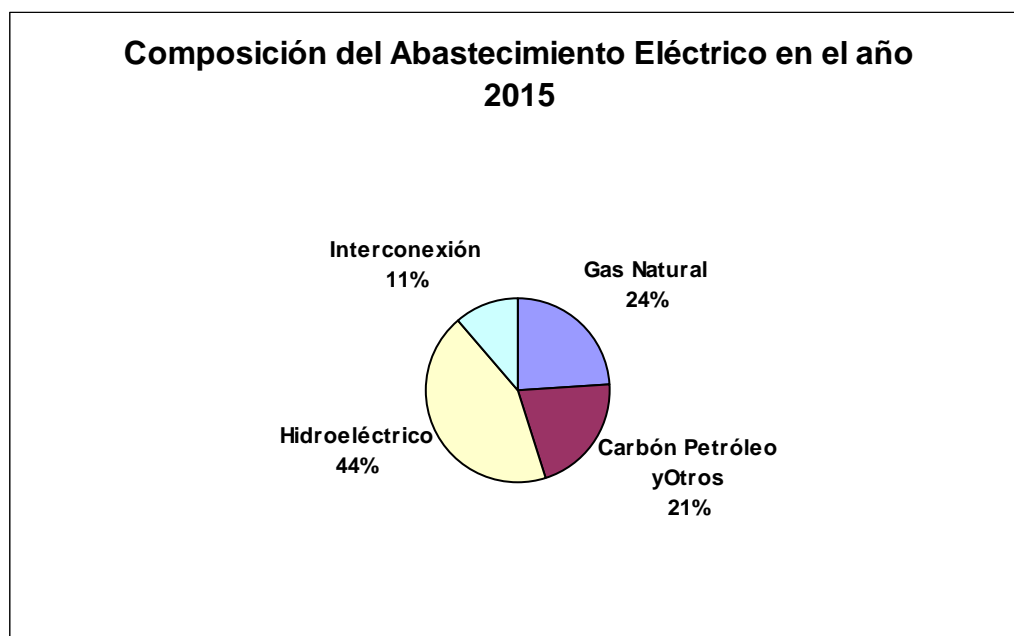


Figura 3.13 : Composición del abastecimiento eléctrico en Chile en el año 2015

Si seguimos las pautas que hemos explicado en los primeros capítulos del estudio, en los cuales evaluábamos cuales deberían ser los criterios para enfrentarse al incierto futuro energético a escala global, podemos afirmar que en nuestra opinión, Chile ha tomado un camino peligroso por lo que a su política energética se refiere.

Lo que más nos sorprende, es que este mismo camino parece ser el único por el que han apostado también los principales mercados energéticos, como los EE.UU y al UE.

El aumento de la dependencia en el Gas Natural, puede conllevar diversos problemas que analizaremos a continuación. En primer lugar, no se resuelve en absoluto el problema de la dependencia energética de Chile. Como se ha demostrado, el país no va a poder contar en absoluto en sus propias reservas para hacer frente a la creciente demanda interna.

En el apartado 1.2.3, se ha explicado también que no se puede tratar de concebir la situación energética de ningún país latinoamericano, sin tener en cuenta un cierto nivel de integración regional por lo que a relaciones de demanda y consumo se refiere. Por ello, es absurdo hablar de la apuesta de Chile por el Gas Natural, si no se trata de dilucidar cual será la situación de sus vecinos.

La fuente natural de abastecimiento es Argentina, y sus enormes reservas. La crisis desatada en este país, que llevó a una devaluación repentina del 29% de su moneda en 2002, debería servir como aviso a las autoridades chilenas. Del mismo modo que el mercado chileno, el argentino está ampliamente privatizado, a raíz de las políticas económicas seguidas en los años 90. Este hecho, combinado con la actual crisis que ha reducido enormemente las cantidades de consumo interno, ha provocado una revisión de las expectativas de inversión de las principales empresas.

Las grandes multinacionales que operan en Argentina, han dejado bien claro que por el momento no se planean nuevas inversiones en aquel país, pero no sería la primera vez que estas entidades realizaran ventas masivas de sus activos en una zona para llevar sus capitales a otra parte del globo con más posibilidades de negocio. Los parámetros por los que se guía una empresa en un mercado competitivo, son básicamente los de la búsqueda del máximo beneficio. Así que las autoridades chilenas deberían preguntarse que pasaría en el caso de que una lenta recuperación de la economía argentina provocara una huida o un paro en el flujo de capitales extranjeros de aquel país.

El suministro chileno en el futuro más inmediato se podría ver seriamente comprometido, ya que parece improbable que la ampliación del mercado del Gas Natural en Argentina pueda ser llevado cabo exclusivamente con inversión chilena. El mercado gasista está en plena expansión, tal como demuestra el hecho de que entre el año 2000 y el 2001, países como Brasil y Chile han experimentado unos incrementos del consumo del 19,3 y 6,5 % respectivamente. La media de crecimiento en la región se sitúa en un 4,1%. A pesar de estos datos, no se debe olvidar que a escala mundial, dicho mercado sigue siendo muy pequeño, ya que representa solamente el 3,9 % del consumo global. Este dato es muy importante, ya que puede corroborar la hipótesis expuesta anteriormente, según la cual las multinacionales del sector energético podrían llevar sus inversiones a otros continentes si la situación en América Latina se torna demasiado compleja desde el punto de vista político-económico.

La otra posible fuente de abastecimiento para el mercado chileno podrían ser las reservas bolivianas, que además son las terceras del continente. Las tensas relaciones políticas entre ambos países y los problemas de gobernabilidad interna de Bolivia, hacen que por ahora hablar de futuras obras para garantizar un suministro continuo sea un mero ejercicio especulativo.

Suponiendo que desde Argentina se pudiera garantizar la importación del Gas Natural necesario para satisfacer la demanda chilena, el siguiente problema sería establecer a que precio se obtendría el recurso. Los contratos que Chile firmó en el pasado con Argentina, y la crisis actual vivida por ésta, hacen que las condiciones de compra hayan sido altamente beneficiosas para Chile hasta el momento.

Pero analizando el estado del mercado Argentino del Gas Natural, las perspectivas de futuro no parecen muy alentadoras.

Argentina posee grandes reservas gasistas, y cuando se inició el proceso de desregulación en el año 1990, se estimó que el horizonte de las mismas era de 28 años. Tanto las estimaciones oficiales como el sector gasífero calculan que este horizonte de reservas descenderá en el año 2005 a entre 13 y 17 años.

Si la economía argentina presentara síntomas de crecimiento, hasta alcanzar niveles de consumo parecidos a los que registró en la década de los 90, para el año 2010 se contaría con unas reservas parecidas a las actuales (entre 550 y 650 millones de metros cúbicos), pero con las que habría que abastecer unos niveles de consumo prácticamente dos veces mayores. Gran parte de este consumo, vendría como consecuencia de las exportaciones, ya que estas aumentarían a medida que aumente el nivel de integración de Argentina en el MERCOSUR. Por lo tanto se estima que el precio del Gas Natural irá ascendiendo, acercándose lentamente al de su sustituto, el Fuel Oil.

Actualmente el precio del Gas sigue siendo muy bajo, ya que las grandes centrales térmicas están pagando en la actualidad entre 0,962 y 1,734 US\$/MMBTU, lo que equivale a entre un 50 y un 70% que el vigente en EE.UU. Hacia el 2010, se prevé que dicho precio empezará a verse afectado por la escasez.

Pese a lo difícil de poder predecir el precio futuro del gas en Argentina, las estimaciones oficiales prevén que el mismo se incrementará en el orden de un

30% respecto al actual en el 2010, aunque no existen estudios concluyentes al respecto. La pregunta que deberían plantearse las autoridades chilenas, es como enfrentarían esta más que probable subida de precios.

No hay que olvidar una vez más el marco regional: Brasil, es sin duda el gigante energético de la zona, y sus niveles de consumo son incomparables con los de Chile.

Ante una escasez de recursos debido a una reducción de las reservas provenientes de Argentina, no cabe duda de que Brasil podría pagar precios más elevados por el Gas argentino, debido a su mayor envergadura económica, desplazando tal vez a Chile como importador.

Con estas aseveraciones, hemos querido demostrar porque según nuestro parecer la apuesta por el Gas Natural parece arriesgada, a pesar de que goce de tan buen imagen mediática, y parece ampliamente aceptada por los sectores más amplios de la población.

3.2.5 Implantación de Centrales Nucleares en Chile

Evaluar la posibilidad de implantar plantas de generación nuclear en Chile en un futuro próximo, es en nuestra opinión un problema más estratégico que tecnológico.

Las limitaciones que desde un punto de vista principalmente económico plantea la aplicación de este tipo de tecnología, hacen que ésta no sea todavía atractiva por parte de las empresas que participan en el mercado eléctrico del país, por lo que hasta el momento no parece haber ningún indicio que demuestre un interés por diversificar el parque generador chileno introduciendo centrales nucleares.

A lo largo de nuestro estudio, hemos querido presentar el panorama energético mundial, y cual será su más probable evolución, siempre y cuando se siga implantando el modelo de desarrollo social y tecnológico que hemos venido conociendo hasta el momento en las sociedades occidentales.

Por supuesto este modelo es más que discutible, ya que de él derivan muchos de los problemas que nos afectan a escala global, pero creemos improbable que en los próximos treinta años se puedan apreciar cambios sustanciales en el mismo.

Al evaluar los problemas relacionados con el sector energético, creemos que se pueden aplicar los mismos parámetros de estudio a la hora de particularizar el caso para Chile. Es por ello, que a través de la descripción de su mercado eléctrico y sus perspectivas de futuro, se ha querido demostrar como algunas de las opciones

escogidas no van a resolver en nuestra opinión, los puntos clave para lograr un modelo energético viable.

Estos puntos son básicamente: la seguridad en el suministro de energía y la independencia (o dependencia según se mire) energética del país.

Escoger la opción de implantar generación nuclear resolvería en gran parte estos problemas y aseguraría a Chile una mayor consistencia energética.

Pero veamos cuales son hoy en día las opciones de desarrollar una industria nuclear chilena. Para la realización de nuestra investigación, nos hemos basado en la recolección de datos de las fuentes más diversas, para intentar abarcar el problema nuclear desde un espectro lo más amplio posible. Así, se han consultado datos provenientes de organismos internacionales, ministerios y agencias gubernamentales de diferentes países, bancos, empresas consultoras y multinacionales que operan en el sector de la energía.

Hasta la fecha, cuando un país ha decidido emprender el camino que le permita hacerse con tecnología nuclear comercial, ha contado en mayor o menor medida con un aparato estatal para apoyar y hacer frente a una iniciativa de este tamaño.

En la actualidad, Chile cuenta con un mercado eléctrico desregulado, en el que las responsabilidades acerca de la expansión de la infraestructura eléctrica son competencia exclusiva del sector privado. Por lo tanto el futuro de la energía nuclear pasa por presentar unas oportunidades atractivas desde el punto de vista económico, con tal de justificar la inversión.

A la hora de lidiar con el futuro nuclear en Chile, nos pareció conveniente visitar la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CCHEN), donde tuvimos la oportunidad de conversar con un alto funcionario de la misma, cuyas

aportaciones nos ayudaron a encarar el estudio. La CCHEN, podría ser el organismo naturalmente destinado a hacerse cargo de una parte del proyecto nuclear chileno, tomando parte activa en los aspectos relacionados con la Investigación y Desarrollo en materia nuclear. Esta comisión, podría encargarse también de formar a personal chileno cualificado para operar reactores comerciales, pero en ningún caso podrá participar en las decisiones acerca de la planificación y expansión del parque generador.

Actualmente la Comisión Nacional de la Energía (CNE), es la encargada de coordinar las inversiones en el campo de la generación, y realiza esta tarea a través de un plan indicativo. Este plan no es determinante para los inversores privados, pero si que puede contribuir a aportar importante información acerca de futuras evoluciones del mercado eléctrico. En la actualidad, los planes indicativos de la CNE no contemplan la implantación de centrales nucleares, pero si en algún momento algún grupo privado decidiera emprender esta senda, su divergencia con respecto al plan indicador trazado por la CNE no supondría ninguna limitación, ya que la responsabilidad final recae en los privados. De momento no existe una legislación específica por lo que a centrales de este tipo se refiere, lo que se traduce en la falta de un marco legal que las prohíba.

La construcción de una central nuclear, conlleva un sinnúmero de problemas logísticos, que tienen una gran repercusión en el sector de la infraestructuras, ya que Chile carece de las instalaciones necesarias para la construcción y transporte de componentes de gran tamaño, que son indispensables para la generación de nucleoelectricidad.

El hecho de que el sector de las infraestructuras está también en su mayor parte en manos privadas no favorecería en absoluto un proyecto nuclear, ya que el coste de la inversión inicial sería demasiado elevado para cualquier grupo de

empresas que operan en el mercado chileno, a menos de que se crearan las oportunidades de mercado que lograrán atraer dicho flujo de capitales.

Por lo tanto queda claro que a la hora de proponer un modelo nuclear para Chile, no basta con realizar estudios de ingeniería basados en los costes de generación, construcción y demandas de energía eléctrica futura.

Desde un punto de vista más técnico también existen una serie de pros y contras que se analizarán a continuación.

A grandes rasgos los aspectos favorables para la aplicación de centrales nucleoelectricas serían de índole muy variada.

En primer lugar, la implantación de este tipo de centrales comportaría una mayor diversificación de la matriz energética del país. Como ya se ha demostrado, el depender en gran medida de los recursos hidroeléctricos y el Gas Natural, puede ser arriesgado en escenarios tan impredecibles como puedan ser un período de sequías prolongadas y un aumento en los precios de abastecimiento del Gas.

Las centrales nucleares tienen una mayor capacidad de producción por unidad de superficie, por lo que a parte de minimizar el impacto ambiental, se optimizaría en gran medida el parque generador chileno.

El combustible tampoco es un problema, ya se dispone de importantes reservas internacionales de Uranio, que aseguran una estabilidad en los precios futuros, y una garantía en los suministros en los próximos cuarenta años. Ante el poco probable escenario en que los precios del Uranio sufrieran un fuerte incremento, los costes de generación no se verían fuertemente afectados, ya que al usarse pequeñas cantidades de combustible, el precio de éste no es un factor determinante.

La ausencia de emisiones de contaminantes atmosféricos es quizás el aspecto que habría que resaltar con más énfasis en las plantas nucleares. Ya hemos repetido varias veces que hoy en día no existe certeza alguna de que se lleguen a aplicar las famosas *coal taxes* en Chile, pero está claro que si llegara a formularse una ley al respecto, la generación nuclear ganaría posiciones en términos de competitividad.

Los principales aspectos que juegan en contra de la energía nuclear son de índole económica. El capital privado debería desembolsar cantidades de dinero realmente elevadas para la ejecución de una central.

Las características sísmicas de Chile son también un aspecto a tener en cuenta, ya que ello supondría el disponer de unas zonas de implantación restringidas, además de unos mayores costes de diseño y construcción.

Por supuesto el operar una central de estas características conlleva potencialmente el peligro de verse expuesto a un incidente con fuga radioactiva, cuyas consecuencias son catastróficas.

La imagen negativa de la que goza la energía nuclear es otro aspecto importante, ya que un sentimiento antinuclear extendido, aumenta las reticencias de los políticos a apoyar esta forma de energía.

Chile se encuentra con el problema añadido de contar con una mínima experiencia en el sector de las aplicaciones nucleares. Normalmente, los países que cuentan con reactores nucleares para la generación de electricidad, han desarrollado estos últimos a partir de tecnologías importadas de programas civiles nucleares, que muchas veces se basaban a su vez en programas militares, como por ejemplo el desarrollo de reactores para la propulsión de submarinos.

En el caso chileno, habría que realizar todo el desarrollo desde la iniciativa privada. El tiempo necesario para desarrollar una industria nuclear independiente es demasiado extendido, y siguiendo este camino, no se llegaría a tiempo para paliar los efectos de una posible crisis de desabastecimiento en la década 2010-2020.

Por lo tanto, la única forma de contar con nucleares a corto plazo, sería el encargarlas a consorcios extranjeros, bajo contratos que aseguraran la entrega de una central certificada y lista para funcionar, tal y como se hizo en España en la década de los 70 y 80. Paralelamente a este proceso de compra, nada impide que se vayan formando técnicos chilenos por parte de las empresas constructoras.

Hoy en día existen pocas empresas dedicadas a la construcción de centrales nucleares en países extranjeros.

Siemens y Framatome fusionaron sus departamentos de ingeniería nuclear en 1999, y Westinghouse Nuclear Energy Business fue vendida a Morrison Knudsen y BNFL, y ABB parece estar incierta acerca del futuro de su división nuclear.

Otra opción para Chile podría ser tantear el mercado de los constructores japoneses y coreanos, pero hasta el momento no hay antecedentes que certifiquen su predisposición a operar en mercados tan alejados de su lugar de origen.

Antes que determinar que tipo de central y la capacidad deseada a implantar, los inversores deberían también considerar cuales son todas los servicios auxiliares de los que requiere la industria nuclear. Estos principalmente son:

- Instalaciones para el tratamiento y suministro de combustible nuclear
- Gestión de proyectos para la mejora de las capacidades del reactor, tanto en términos de eficiencia como de potencia instalada

- Consultorías e ingenierías especializadas
- Mantenimiento y servicios de post venta

En nuestra opinión, cualquier proyecto para hallar el coste de la puesta en marcha de una central nuclear chilena que tenga en cuenta únicamente los costes de construcción en relación a la capacidad de la misma, es incompleto, ya que no tiene en cuenta los costes derivados de la implantación de los servicios anteriormente descritos, que son indispensables para el correcto funcionamiento de unas instalaciones nucleares.

Hoy en día el mercado eléctrico chileno no dispone de la magnitud suficiente para albergar centrales de generación nuclear , ya que con sus aproximadamente 10.400 MW instalados conjuntamente entre SIC Y SING, no habría cabida para una central PWR de capacidad media, lo que correspondería a unos 900-1200 MW.

Una posible interconexión futura entre SIC y SING, acompañada por un aumento de la demanda serían las condiciones necesaria para dar cabida a una central nuclear.

En la actualidad, más de la mitad de las centrales nucleares que operan en el mundo son del tipo PWR, cuyo tamaño típico es de más de 1200 MW. A la hora de escoger que tipo de reactor que se podría instalar en Chile, aparecen diferentes posibilidades.

Al no tener el país experiencia en el sector, lo más conveniente sería optar por tecnologías ya ampliamente probadas, lo que equivaldría a comprar centrales PWR. Su funcionamiento está ampliamente probado, por lo que gozan de altos índices de fiabilidad y seguridad. Su masiva implantación hace que se cuente

con gran cantidad de materiales y componentes de repuesto, a un precio competitivo, y fáciles de conseguir.

El problema es que debido a sus características funcionales, tienen un buen rendimiento a la hora de entregar potencias por encima de los 1000 MW, lo que implica el construir centrales de tamaño medio-grande, con el correspondiente peso y riesgo financiero.

Para las características del mercado chileno, lo más conveniente parece ser el optar por reactores más compactos, ligeros y si fuera posible modulares.

Las líneas más avanzadas en la investigación de nuclear con fines comerciales, avanzan hacia este tipo de tecnologías. En el futuro, reactores compactos, deberían reemplazar a los clásicos a medida que alcancen su madurez, y se logre demostrar que pueden operar con costos de generación competitivos.

En la actualidad ya se están incorporando reactores del tipo ELWR, o reactor de agua liviana, los cuales, entregando potencias muy similares a los tradicionales, presentan importantes mejoras en seguridad, eficiencia y economía.

Existe también un producto evolucionado de los ELWR, denominado NLWR, que vienen a ser versiones más compactas siempre basadas en el concepto del agua liviana.

Para los mercados nucleares establecidos, los NLWR presentan características poco interesantes, ya que entregan cantidades de potencia mucho más reducidas, pero para el caso chileno podrían representar la opción más conveniente, ya que se los puede dimensionar incluso por debajo de los 300 MW.

El Gobierno debería implicarse activamente en apoyar el desarrollo tecnológico de este tipo de reactores todavía experimentales, ya que una iniciativa de este tipo reduciría los costes de una futura implantación.

Los NLWR presentan la ventaja añadida de aceptar una configuración compacta, ILWR, que agrupa los principales componentes del sistema primario en una misma unidad, lo que conlleva una reducción importante en los costes derivada de una simplificación de los procesos de construcción, y una mejora de la eficiencia.

Este tipo de generadores son todavía experimentales, pero se puede estimar que el coste de inversión debería ser de unos 1000 US\$ / kW_e. Esto significa que si se quisieran implantar una serie de unidades modulares de pequeña capacidad con las que cubrir 1200 MW de demanda, habría que realizar una inversión de 1.200 millones de US\$.

Otra importante innovación en el campo de los reactores modulares, son los MHR, o reactores modulares de gas con ciclo regenerativo enfriado. Estados Unidos y Sudáfrica están en la cabeza de las investigaciones, al parecer con esta tecnología, se podrían llegar a alcanzar eficiencias térmicas del orden del 46%, con una temperatura de funcionamiento de 850 °C. Los MHR, disponen de un revolucionario sistema para el manejo del combustible usado, que simplifica y economiza la gestión de los residuos.

Todos estos reactores experimentales presentan importantísimas mejoras, pero todavía no han demostrado su utilidad desde el punto de vista comercial. Además, los procesos de certificación de nuevos reactores en la industria nuclear, son largos y complejos, por lo que es muy poco probable para Chile el pensar en implantarlos antes del año 2020.

De todas formas queda claro que la estrategia más conveniente para el país es la de decantarse por reactores medianos y compactos respecto a los clásicos

PWR. Citando un informe de la CCHEN, se pueden enumerar las principales razones por las que esta decisión es conveniente:

- Construcción más rápida y posible entrega prelicenciada
- Mayor simplicidad en el diseño y en la construcción.
- Componentes manufacturados en una planta, y premontados en el terreno
- Mayor índice de seguridad activa y menor seguridad activa necesaria, con la consiguiente reducción de los costes operacionales.
- Facilidades en el decomisionamiento de los reactores.
- La modularidad de las centrales compactas, permite ajustarse a los índices de la demanda, evitando los costes derivados de un sobredimensionamiento.
- Menor riesgo financiero en cada una de las unidades modulares adquiridas o construidas.
- Flexibilidad a la hora de ajustarse a futuras variaciones de los mercados.

En lo referente al combustible nuclear, no caben esperar ni crisis de suministro ni un aumento espectacular de los precios en los próximos decenios.

Las reservas de Uranio en Chile no han sido poco estudiadas, pero según las estimaciones realizadas estas alcanzarían las 5000 toneladas, con las que habría suficiente para alimentar dos centrales de 600 MW durante más de 40 años.

En un informe de la CCHEN, se deja patente que de todas formas existe la creencia entre algunos geólogos chilenos de que los recursos especulativos del país podrían llegar a 100-200 mil toneladas de Uranio.

El uso del Uranio como combustible es también beneficioso desde el punto de vista ambiental, ya que debido a su enorme intensidad energética, con una tonelada del mismo se puede producir la misma cantidad de energía que con 17.000 toneladas de carbón. Lo anteriormente tratado representa en nuestra opinión los aspectos más importantes a los que Chile se deberá enfrentar si decide incorporar generación nuclear a su parque eléctrico.

Se podría realizar un estudio más técnico por lo que a características de los reactores se refiere, pero por el momento no parece necesario ya que al no existir una firme convicción en construir centrales, cualquier consideración en el ámbito de la ingeniería es meramente especulativa.

La conclusión a la que hemos llegado, es que Chile estaría preparado para recibir plantas de generación nucleoelectrica hacia el año 2015, por lo que a términos de dimensión de mercado y demanda se refiere. La opción nuclear, no debe en ningún momento interpretarse como un elemento sustitutivo de las restantes opciones, sino como un complemento a través del cual se pueda lograr equilibrar la futura situación energética chilena.

Debido a sus características, las centrales nucleares ayudarían a introducir una mayor diferenciación en el parque generador, lo que se traduce en una mejor y más competitiva garantía de suministro para todos los clientes, desde las industrias hasta los particulares. Además de fortalecer el suministro interno, la energía nuclear permitiría también disminuir la dependencia energética de Chile, y todos los problemas que conlleva.

El medioambiente se vería también beneficiado por esta opción, ya que las emisiones de gases de efecto invernadero se reducirían enormemente, así como los impactos ambientales provocados por la construcción de centrales hidroeléctricas.

Si no se fomenta la investigación en el campo de las aplicaciones nucleares con fines civiles, se corre el riesgo de caer en otro tipo de dependencia tan nociva para los intereses chilenos como la dependencia en los flujos de hidrocarburos: la dependencia tecnológica. Si un *pool* de empresas opta por comprar una central nuclear a uno de los pocos consorcios extranjeros que las construyen, la falta de personal chileno cualificado para operar dichas centrales restaría control y autonomía a la industria nuclear, ya que quedaría en manos extranjeras. La industria nuclear chilena podrá florecer equilibradamente únicamente si se crea un clima de colaboración entre privados e instituciones en lo que a explotación, formación y desarrollo se refiere.

Una vez creado el marco institucional necesario, la opción más conveniente es la de optar por reactores compactos y modulares, siempre y cuando estos estén listos para el desarrollo comercial en un futuro próximo.

Pero en la actualidad, los costos que conlleva emprender la construcción de reactores nucleares, y hacerse con todas las infraestructuras de servicios necesarias, es todavía demasiado elevado, por lo que habrá que esperar a que se den importantes mejoras tecnológicas en el sector para reducir costos y optimizar procesos, con el fin de atraer el capital privado.

Por último, el Gobierno debería asumir una importante tarea para contribuir a cambiar la percepción social de la energía nuclear, a través de la educación y la información, más que a través de campañas de “promoción de imagen”.

Si gran parte de la población pudiera conocer realmente cuáles son los problemas energéticos a los que puede enfrentarse en las próximas décadas, y cuáles son las posibles soluciones al respecto, toda la sociedad se vería beneficiada.

BIBLIOGRAFIA

- BP (British Petroleum) **Statistical Review of world energy** (2003)
www.bp.com
- CCHEN (Comisión Chilena de Energía Nuclear) www.cchen.cl
- CDEC (Centro de Despacho Económico y de Carga) www.cdec.cl
- CNE (Comisión Nacional de Energía) www.cne.cl
- Comisión Europea **Externalities of Energy, ExternE Report** (1995)
- DE ESTEBAN, F. (2002) **The future of nuclear energy in the European Union**
Paper preparatorio para la conferencia celebrada en Bruselas el 23 de Mayo 2002
bajo el título “European Strategic Exchange”
- EIA (Energy Information Agency) **Nuclear Power** (2003) www.eia-doe.gov
- EIA (Energy Information Agency) **Chile Analysis** (2003) www.eia-doe.gov
- EIA (Energy Information Agency) **Uranium Overview** (2002) www.eia-doe.gov
- EIA (Energy Information Agency) **Natural Gas** (2003) www.eia-doe.gov
- GILBERT, R. y KAHN, E. (1996) **International Comparisons of electricity regulation** Cambridge University Press.
- HUNT, S. (2002) **Making competition work in Electricity** John Wiley & Sons, Inc., New York.
- IAEA (International Atomic Energy Agency) **Energy, Electricity and Nuclear Power estimates for the Period up to 2020** (2003) www.iaea.org

IAEA (International Atomic Energy Agency) **A Vision for the Second Fifty Years of Nuclear energy** (1998) www.iaea.org

IEA (International Energy Agency) **Executive Summary** (2002) www.iea.org

IEA (International Energy Agency) **World Energy Model 2002** (2002) www.iea.org

IEA (International Energy Agency) **Electricity market competition and Nuclear Power** (2003) www.iea.org

IEA (International Energy Agency) **Nuclear Power: Sustainability, climate change, and competition** (1998) www.iea.org

IMF (International Monetary Found) **Emerging Markets Financing** (2001) www.imf.org

IMF (International Monetary Found) **Foreign Direct Investments in Emerging Market Countries** (2003) www.imf.org

Instituto Libertad y Desarrollo (1991) **Soluciones Privadas a problemas públicos.**Cristián Larroulet.

MIT (Massachusetts Institute of Tecnology) **The future of Nuclear Power** (2002) www.mit.edu

OECD/NEA (Nuclear Energy Agency) **Nuclear Energy Data** (2001) www.nea.org

OECD/NEA (Nuclear Energy Agency) **Nuclear Power and Climate Change** (2001) www.nea.org

OECD/NEA (Nuclear Energy Agency) **Projected costs of Generating Electricity**
(1999) www.nea.org

OECD/NEA (Nuclear Energy Agency) **Future Nuclear Regulatory Challenges**
(2001) www.nea.org

Price Waterhouse Coopers **Electric Lead: Dinamism and change in an openly competitive electricity market** (2002) www.pwc.com

Price Waterhouse Coopers **Energy Investment Prospects in South America**
(2002) www.pwc.com

TAYLOR, D.M. (2001) **Situation and perspectives for Nuclear Energy**
Conferencia celebrada en Octubre 2001 en Pisa, Italia

The Boston Consulting Group **Navigating Choises in Power Generation** (2003)
www.bcg.com

ANEXOS

