



UNSAM
UNIVERSIDAD
NACIONAL DE
SAN MARTÍN

INSTITUTO DE
INVESTIGACIÓN
E INGENIERÍA
AMBIENTAL

MAESTRIA EN GESTION AMBIENTAL

TRABAJO DE TESIS

**La Crisis Energética en un Mundo con
Cambio Climático
La Opción Nucleoeléctrica en Argentina**

Cristina E. Rössler

Directores

Ing. Darío R. Gómez

Ing. Francisco C. Rey

Junio 2009

A mis hijos, Cecilia y Federico

Y, especialmente, a Alberto

*El verdadero misterio
del mundo es el visible, no el invisible
Oscar Wilde*

*Las apariencias no engañan. Sólo plantean un misterio por develar
La armadura, Silvia Querede*

RESUMEN

La tesis ha sido motivada por la creciente preocupación acerca del previsible agotamiento de los recursos energéticos de origen fósil, así como la incidencia que su combustión tiene sobre el cambio climático. El consumo de energía y especialmente, el de energía eléctrica, es un indicador de bienestar material, por lo que es de esperar que continúe su tendencia creciente con la consecuente necesidad de la expansión del sector de generación.

La investigación se realizó buscando la confluencia de tres líneas de trabajo: la consideración de dos aspectos clave relacionados con el cambio climático: la evaluación de vulnerabilidad y el desarrollo de estrategias de mitigación; la información sobre el sector eléctrico argentino y el análisis sobre la posible expansión del sector nucleoelectrico en la Argentina.

La caracterización del funcionamiento del sistema eléctrico argentino ha permitido comparar la contribución relativa a los gases de efecto invernadero de las principales tecnologías de generación en las que se basa el sistema.

Un análisis de la relación demanda/oferta de electricidad y clima permitió establecer los principales problemas en el funcionamiento del sistema. A través de la construcción de escenarios futuros de cambio climático en la Cuenca del Comahue, se determinaron las vulnerabilidades en la generación hidroeléctrica.

Se analizaron los resultados de una simulación del parque de generación eléctrica y su posible expansión, considerando distintos escenarios de demanda energética y comparando las emisiones de acuerdo a las fuentes de generación. Este análisis señala la generación hidráulica y la nuclear como las óptimas candidatas para la expansión del sector eléctrico.

Se concluye que dada la vulnerabilidad de la generación de hidroelectricidad, un crecimiento del porcentaje de participación de la energía nucleoelectrica es aconsejable para darle mayor estabilidad al sistema eléctrico y disminuir el crecimiento de los gases de efecto invernadero.

Cristina E. Rössler se graduó como Licenciada en Ciencias Meteorológicas en la Facultad de Ciencias Exactas y Naturales de la UBA en 1985. Actualmente trabaja como investigadora en el Instituto de Investigación e Ingeniería Ambiental (3iA) de la UNSAM.

INDICE

1. INTRODUCCION.....	1
2. GASES DE EFECTO INVERNADERO Y CAMBIO CLIMÁTICO	
2.1 Sistema Climático.....	4
2.1.1 Balance energético y efecto invernadero.....	4
2.1.2 Clima y Variabilidad Climática.....	6
2.1.3 Cambio Climático y Calentamiento Global.....	7
2.1.4 Cambios observados en el sistema climático.....	8
2.2 Gases de efecto invernadero y aerosoles.....	10
2.2.1 Procesos de remoción y tiempo de vida de los GEI.....	10
2.2.2 Los aerosoles.....	13
2.3 Acuerdos e iniciativas.....	14
2.3.1 IPCC.....	14
2.3.2 La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático.....	15
2.3.3 De la cumbre de Kyoto a la cumbre de Bali.....	16
2.4 Cambio Climático: el umbral de los 2°C.....	18
2.5 El rol de la Argentina.....	21
3. EL SECTOR ELECTRICO	
3.1 Organización del Sistema Eléctrico Argentino.....	24
3.1.1 Mercado eléctrico mayorista.....	24
3.1.2 Control Regulatorio, Administración y Operación.....	26
3.1.3 Mecánica del despacho del MEM.....	28
3.1.4 Potencia instalada.....	30

3.2 Tecnologías de Generación.....	34
3.2.1 Generación Térmica.....	35
3.2.2 Generación Hidroeléctrica.....	37
3.2.3 Generación Termonuclear.....	39
3.2.4 Plantas eólicas y solares.....	43
3.2.5 Biomasa.....	44
3.3 Costo de la generación de energía eléctrica.....	45
3.4 Generación de electricidad y medio ambiente.....	47
3.4.1 Impacto ambiental.....	47
3.4.2 Factores de emisión de GEI.....	48
3.4.3 Comparación de la contribución de las distintas tecnologías a los GEI.....	50
3.4.4 Evaluación de los impactos ambientales.....	52

4. IMPACTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO SOBRE EL SECTOR ENERGÉTICO

4.1 Diagnóstico del abastecimiento.....	54
4.2 Sensibilidad al clima actual.....	56
4.2.1 Demanda de electricidad.....	56
4.2.2 Oferta de electricidad.....	61
4.3 Estimación del clima futuro.....	67
4.3.1 Escenarios climáticos.....	67
4.3.2 Evaluación de la vulnerabilidad al cambio climático en la generación de electricidad.....	70
4.3.3 Métodos de regionalización utilizados.....	70
4.3.4 Tendencias en la cuenca del Comahue.....	72
4.3.5 Experimentos de regionalización en la cuenca del Comahue.....	73
4.3.6 Proyecciones climáticas y vulnerabilidades asociadas.....	78

5. EXPANSION DE LA GENERACION ELÉCTRICA

5.1 Necesidades de expansión del sector eléctrico.....	81
5.2 Evolución de las emisiones del sector.....	83
5.3 Planeamiento energético.....	85
5.3.1 Simulación del parque de generación eléctrica y su expansión.....	88
5.3.2 Evaluación de emisiones de los distintos escenarios.....	90

6. REFLEXIONES FINALES

6.1 Recapitulación.....	94
6.2 Análisis de los resultados.....	95
6.3 Generación nucleoelectrica. ¿Una opción para la Argentina?.....	96
6.4 Conclusiones.....	99

BIBLIOGRAFÍA.....	101
--------------------------	------------

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

El cambio climático es uno de los grandes problemas que deberá enfrentar la humanidad en los próximos años. Es un hecho irrefutable, calificado de “inequívoco” y con impactos que son ya importantes (IPCC, 2007). Distintos estudios (Meinshausen, 2006; Athanasiou et al., 2006; Baer et al., 2006) señalan que existiría un umbral de 2°C en el aumento de la temperatura promedio de la superficie de la tierra (con respecto a los niveles preindustriales) a partir del cual los impactos ambientales se tornarían extremadamente adversos, provocando muy probablemente efectos irreversibles en los ecosistemas, y por ende en las sociedades, incluyendo la economía y la salud. Varios países han propuesto este valor límite como un marco de referencia para definir la meta de emisiones máximas y la profundidad que deberán tener los programas de mitigación y de adaptación que se desarrollen. Dadas las actuales estructuras energéticas y el camino que siguen las emisiones representa un tremendo desafío para nuestra sociedad, que puede ser superado a partir de una fuerte convicción y compromiso de los sectores involucrados.

Las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)¹ mundiales han aumentado fuertemente desde la época preindustrial, con el mayor incremento en los últimos años. Las proyecciones medias sugieren que en ausencia de políticas de acción para evitarlo, las emisiones crecerán un 50% más en el 2025 con respecto a los valores actuales (IPCC, 2007). Particularmente el sector más destacado es el que involucra a la producción de electricidad y calor, concentrando un 24,6% de las emisiones a nivel mundial, seguido por el cambio de uso de suelo, transporte, agricultura, industria y otros (FVSA, 2006). En el mundo se ha comenzado a trabajar en este tema, en particular desde hace 30 años, implementando políticas y acciones para contrarrestar el problema, razón por la cual los programas se encuentran en un grado de avance importante y se ha cosechado mucha experiencia acerca de las estrategias necesarias para mitigar las emisiones de GEI.

¹ GHG Greenhouse Gas siglas en inglés.

Dos fuerzas principales conforman la evolución de la demanda y el suministro eléctrico en el mundo: el incansable aumento de la demanda de electricidad y el consenso al que se está llegando sobre la necesidad de adoptar medidas globales para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y paliar los posibles efectos del cambio climático.

El sector eléctrico en la Argentina se halla en fuerte expansión, con una tasa de crecimiento anual promedio de 4,9% en los últimos 15 años (CAMMESA, 2007). La estructura de generación de energía eléctrica en el Sistema Argentino de Interconexión² en el año 2005 estuvo constituida por un 54% de generación eléctrica térmica por combustibles fósiles (basado en un 85% en gas natural), 39% hidroeléctrica y 7% nuclear. Actualmente, existe incertidumbre en el sector debido a la escasez de gas natural (por agotamiento de las reservas) ya que las inversiones para recuperar la producción nacional tardarán en producirse.

El gas natural es un insumo clave en el sector industrial, en la generación eléctrica y en el sector residencial que lo utiliza tanto para cocción como para calefacción. El abastecimiento de gas en la Argentina se encuentra en una situación límite y, en circunstancias excepcionales derivadas de frío intenso o baja disponibilidad de energía hidroeléctrica, debe priorizar su uso en el sector residencial, interrumpiendo el suministro a las centrales eléctricas y a la industria, que deben recurrir a combustibles más contaminantes (fuel oil, gas oil y carbón).

Entendemos que el problema energético que la Argentina enfrenta en un futuro inmediato es grave si no se toman medidas de política que apunten a generar programas de manejo de la demanda (políticas de uso racional de la energía), y medidas que demuestren, vía precios, la verdadera disponibilidad de los recursos energéticos. Simultáneamente, es necesario comenzar a plantear seriamente el objetivo de cambio en la estructura de la matriz de energía primaria argentina, incluyendo políticas que alienten el aumento en la participación de fuentes sustentables de generación eléctrica, como la nucleoelectricidad.

Está claro que el clima desempeñará un papel determinante para conformar la inversión en infraestructura del sector eléctrico. La producción de energía hidráulica es influenciada por la variabilidad de la precipitación (Camilloni et al., 2000). Los cambios de hidraulicidad a producirse como consecuencia del cambio climático podrán favorecer o perjudicar la

² SADI: Sistema Argentino de Interconexión. En: www.cammesa.com/uesquema.nsf.

generación de energía hidráulica dependiendo de cómo se afecte no solo la generación total sino su estacionalidad en relación con la demanda de electricidad.

El objetivo de esta tesis es investigar la situación en la que se encuentra el sector eléctrico argentino evaluando la falta de abastecimiento y el cuidado del ambiente con respecto a las emisiones de GEI. Se evaluará la vulnerabilidad del sector al cambio climático con énfasis en el sector hidroeléctrico. Se analizará además la contribución que tendrá la opción de generación nucleoelectrica en la expansión del sector eléctrico argentino, y sus ventajas con respecto a las otras fuentes de generación.

En el segundo capítulo se presenta la base científica existente del cambio climático y una justificación de por qué se ha hecho necesario el control de las emisiones de los GEI. Se analizan los antecedentes regulatorios y políticos de lucha contra el cambio climático. Se examinan los convenios ratificados por Argentina y se evalúa la situación del sector eléctrico y el reto que supone el problema de las emisiones. En el tercer capítulo se presenta una caracterización del funcionamiento del sistema eléctrico³ argentino. Se hace un análisis de las principales fuentes de generación de electricidad y los impactos asociados a cada una de ellas. En el cuarto capítulo se presenta un análisis del impacto del cambio climático en la generación de energía eléctrica planteando escenarios futuros y evaluando la vulnerabilidad del sector. En el quinto capítulo se analizan los resultados de la simulación del parque de generación eléctrica y su posible expansión teniendo en cuenta las emisiones de GEI de las distintas tecnologías disponibles. Finalmente, en el último capítulo, se hace una recapitulación de los principales hallazgos y se plantean los aspectos pendientes de la generación nucleoelectrica comparando sus atributos y defectos relativos a otras opciones de generación.

³ Por Sistema Eléctrico se entiende al conjunto de actividades mediante las cuales las distintas fuentes de energía se producen, transportan, transforman, distribuyen y consumen para satisfacer determinadas necesidades de los sectores socioeconómicos a los que está ligado el sistema energético analizado (IDEE/FB, 2005).

CAPITULO 2

GASES DE EFECTO INVERNADERO Y

CAMBIO CLIMÁTICO

Este capítulo tiene como objetivo dar la relevancia adecuada al tema genérico que tiene esta Tesis. Hoy en día es común hablar de los gases de efecto invernadero, del calentamiento global, del cambio climático y de las acciones tomadas para su control a nivel internacional. Se presenta una revisión de los instrumentos gubernamentales que se han ido desarrollando desde 1992 para luchar contra el cambio climático, desde el plano internacional marcado por el Protocolo de Kyoto, hasta el nivel más cercano en lo que afecta al sector eléctrico argentino. A continuación se enmarca el estado del arte en estas problemáticas, por una parte la científica y por otra la político-económica.

2.1 Sistema Climático

2.1.1. Balance energético y efecto invernadero

El llamado *sistema climático* es altamente complejo y está integrado por cinco grandes componentes: la atmósfera, los océanos, las capas de hielos (criósfera), los organismos vivientes (biósfera) y los suelos, sedimentos y rocas (*geósfera*). El *clima*⁴, consecuencia de la dinámica que vincula la relación entre las componentes del sistema climático, responde a un equilibrio en el intercambio de energía, masa y cantidad de movimiento entre ellos.

⁴ Estado promedio de la atmósfera: Descripción estadística en términos de valores medios y de variabilidad de parámetros atmosféricos como la temperatura, la precipitación o el viento, durante un período de 30 años. Conjunto dinámico de condiciones meteorológicas típicas de una determinada región en un cierto intervalo de tiempo (Flöhn, 1968) (OMM, 1992).

El principal motor del sistema climático es el ingreso de la radiación de onda corta procedente del Sol. Una parte de la energía recibida es reflejada por la superficie de la tierra en forma de radiación de onda larga. El equilibrio se alcanzaría con una temperatura en la superficie de -18°C . Ciertos gases en la atmósfera son transparentes a la radiación de onda corta del Sol, pero absorben la radiación de onda larga emitida por la Tierra, reemitiéndola a la superficie, aumentando así la temperatura global y estableciendo el equilibrio a una temperatura de 15°C . Este fenómeno natural es conocido como *efecto invernadero*, que provoca un calentamiento de la atmósfera en sus capas bajas. Estos gases se denominan gases de efecto invernadero y siempre han tenido un papel determinante en la temperatura de la Tierra y en la habitabilidad del planeta. Gran parte de estos gases son componentes naturales de la atmósfera, y su concentración y distribución está básicamente regulada por los ciclos del carbono y del nitrógeno. El efecto invernadero es un fenómeno natural y gracias a él es posible la vida en la Tierra. En la figura 2.1 se puede observar un esquema de este fenómeno.



Figura 2.1: Ciclo y fases del efecto invernadero. (UNEP)

2.1.2 Clima y Variabilidad Climática

El clima es el conjunto innumerable de posibles estados del sistema climático en un lugar y para un determinado período de tiempo, lo que le da un significado probabilístico. No existe una explicación simple para comprender por qué el clima varía. La *variabilidad climática*⁵ es una respuesta a las complejas interacciones que forman parte de procesos internos y externos que afectan al sistema climático.

Así como a escala global existe un balance bastante estable entre la energía solar entrante y la emitida por La Tierra, a escala regional hay grandes diferencias, lo que explica tanto la cantidad y diversidad de regiones climáticas, así como las diferentes características de cada año. El factor más importante que gobierna el clima es el ciclo energético anual debido al movimiento de La Tierra alrededor del Sol, que es predecible a largo plazo con una gran fiabilidad por ser de carácter astronómico. En escalas temporales superiores al año, las capas profundas de los océanos actúan como elementos de regulación térmica y son las principales responsables de las variaciones interanuales del clima⁶. En consecuencia, se puede concluir que el sistema climático es un complejo generador de variaciones naturales de carácter aleatorio que se producen en todas las escalas temporales y espaciales. Algunas se repiten en el tiempo con estructuras reconocibles y pueden asociarse a mecanismos físicos, químicos, biológicos o geológicos específicos, y por tanto son susceptibles de predicciones deterministas.

A escala mundial hay gran cantidad de pruebas contundentes⁷ de las variaciones climáticas que se han producido a lo largo de la historia de La Tierra, principalmente con las glaciaciones y los períodos interglaciares. El clima no es estático sino que varía por causas de origen natural que actúan en todas las escalas de tiempo, de meses a millones de años. En el último siglo, a estas causas de variación del clima, se han agregado otras provocadas por la actividad humana.

⁵ Se refiere a variaciones en las condiciones climáticas medias y otras estadísticas del clima (como las desviaciones típicas, los fenómenos extremos, etc.). (IPCC, 2001a)

⁶ El calentamiento anormal de las aguas superficiales del Pacífico, conocido como fenómeno de El Niño, es una manifestación de la variabilidad interanual del clima. Es un fenómeno natural que se desarrolla en un período de meses a años.

⁷ Se basan en los llamados “proxy” o indicadores naturales de variabilidad climática, los cuales se pueden obtener, en rocas, fósiles, sedimentos oceánicos, del coral, de extracciones de hielo, incluso de los anillos de los tallos de árboles.

2.1.3 Cambio Climático y Calentamiento Global

Las emisiones de gases de efecto invernadero resultantes de ciertas actividades humanas, han sido la principal causa del inusual calentamiento del planeta durante los últimos 150 años. Este proceso continúa y se conoce como *Calentamiento Global*. Se trata de un aumento de la temperatura media de la superficie del planeta que implica también un importante cambio en el clima, no sólo en temperatura sino en las otras variables climáticas como la precipitación, los vientos y la humedad, entre otras. La relación entre calentamiento global y cambio climático es una relación muy compleja, no obstante, el aumento de temperatura media puede servir perfectamente como un indicador de la gravedad del problema, ya que a mayor calentamiento mayores serán las alteraciones climáticas aunque nada indica que esta relación sea lineal.

La Convención Marco sobre el Cambio Climático (CMNUCC)⁸ de las Naciones Unidas, en su artículo 1, define el *Cambio Climático* como:

Un cambio del clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana, que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante periodos de tiempo comparables.

Se reconocen tres procesos como las principales causas naturales de las alteraciones del balance energético que se establece en el sistema climático:

- Cambios en la cantidad de radiación que llega al exterior de la atmósfera, debido a alteraciones en la fuente de energía solar o movimientos de largo período de la Tierra dentro del sistema solar.
- Cambios en la composición química de la atmósfera debido a la actividad volcánica puede producir modificaciones en la reflectividad de la atmósfera y reducir la radiación solar que llega a la superficie de la Tierra. Esto puede alterar el comportamiento del clima.
- Alteraciones de la superficie terrestre por procesos geológicos. Estos procesos incluyen cambios en la distribución del mar y tierra por desplazamiento de las placas continentales y movimientos tectónicos. La modificación de la orografía es también un factor de cambio en el clima.

⁸ Disponible en: unfccc.int.

Hay una distinción entre las variaciones estadísticas atribuibles a causas naturales y las atribuibles a aquellas actividades humanas, los que se conocen como cambios antropogénicos. Pueden ser por cambios en la respuesta de la superficie terrestre por modificación de la reflectividad de la superficie de la tierra producidos principalmente por deforestación, cambios en el uso del suelo, construcción de ciudades o embalses. Otros son los cambios en la composición química de la atmósfera a través de la inyección de gases que incrementan el efecto invernadero natural. Las emisiones de dióxido de carbono se originan principalmente en la combustión de hidrocarburos fósiles (carbón, derivados del petróleo y gas) y tuvieron un crecimiento exponencial desde el inicio del período industrial a fines del siglo XVIII.

Estos procesos, de forma individual o conjunta, provocan una alteración en el balance de radiación en la zona superior de la troposfera. Este forzamiento perturba el equilibrio entre la energía entrante y la saliente y provoca una respuesta del sistema climático que tiende a restablecer el equilibrio energético, produciéndose un calentamiento o enfriamiento de las capas bajas de la atmósfera según sea el signo del forzamiento. No todos los forzamientos radiativos son permanentes o de influencia global como en el caso de las erupciones volcánicas o ciertas emisiones de contaminantes cuyos ámbitos de actuación son limitados en el tiempo y en el espacio.

2.1.4 Cambios observados en el Sistema Climático

El clima ha experimentado cambios significativos en el pasado, su evolución ha sido pausada permitiendo la adaptación de las especies. Una situación diferente se observa en nuestros días en la que el ritmo de los cambios se ha incrementado notablemente. Estudios realizados en los últimos años, confirman que la temperatura media de la superficie terrestre ha aumentado más de 0,6°C desde finales del siglo XIX.

El Tercer Informe IPCC⁹ (IPCC, 2001b) presenta evidencias, y en él se reconoce por primera vez, que el calentamiento observado en los últimos 50 años es debido a actividades humanas.

La razón principal de la subida de la temperatura es un proceso de industrialización iniciado hace siglo y medio y, en particular, la combustión de cantidades cada vez mayores

⁹ Siglas en inglés del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático. Disponible en: www.ipcc.ch.

de combustibles fósiles, la tala de bosques y algunos métodos de explotación agrícola. Estas actividades han aumentado el volumen de *gases de efecto invernadero* en la atmósfera, sobre todo de dióxido de carbono, metano y óxido nitroso. Estos gases se producen naturalmente y son fundamentales para la vida en la Tierra, pero cuando el volumen de estos gases es considerable y se va incrementando provoca un calentamiento artificial que modifica el clima.

La importancia del incremento de la concentración de CO₂ adquiere relevancia comparándola con el incremento de la temperatura media de la superficie terrestre, desde la perspectiva histórica y geológica de la citada concentración. Existe una correlación indiscutible, y por lo tanto, da una confirmación del efecto invernadero de estos gases en la dinámica de la Tierra. En la figura 2.2 se muestra la concentración de dióxido de carbono en la atmósfera en los últimos 1000 años.

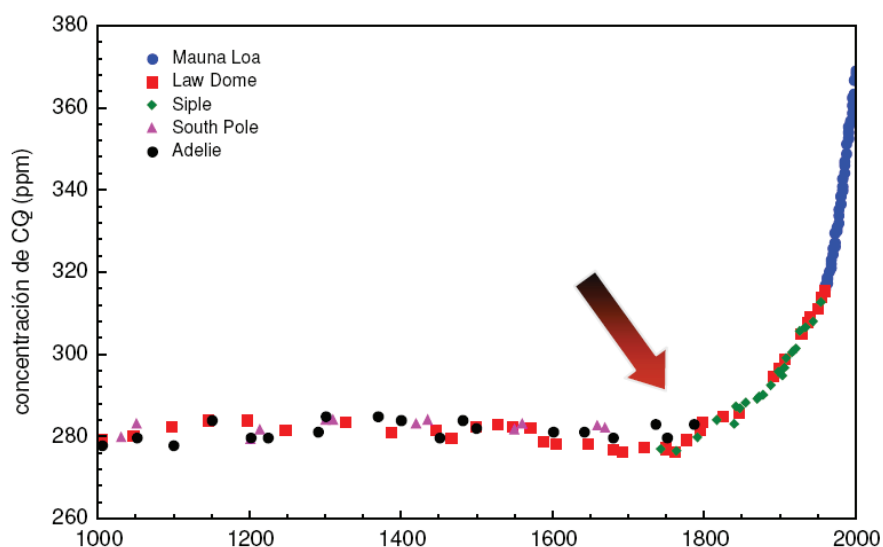


Figura 2.2: Concentración atmosférica de dióxido de carbono en los últimos 1000 años medida en varios emplazamientos indicados por símbolos. (IPCC, 2001)

En la figura 2.3 se muestran la evolución de las anomalías de temperatura global de la Tierra respecto al periodo de referencia 1961-1990, donde se puede observar el incremento importante de esta a partir de 1980 y la acumulación de años cálidos al final de la serie.

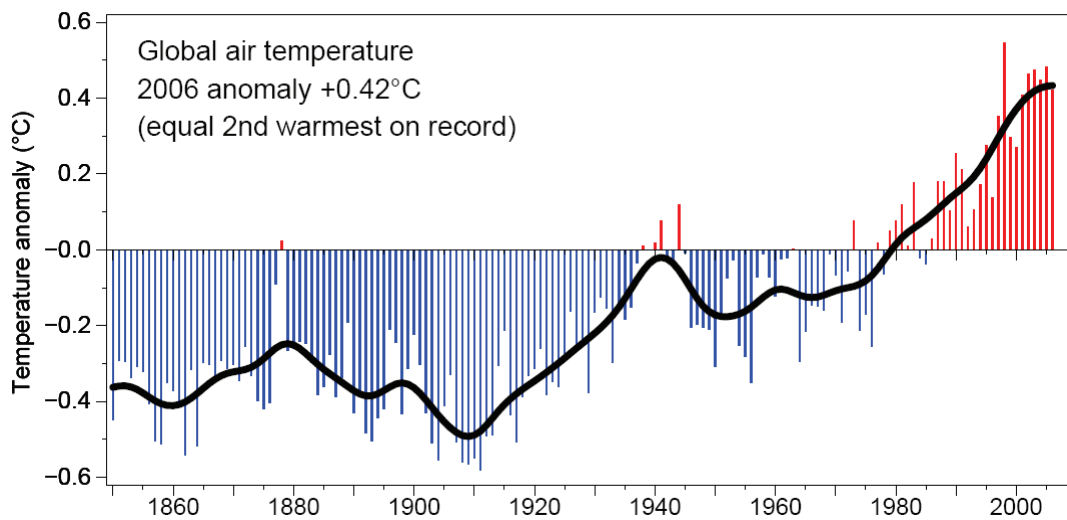


Figura 2.3: Evolución de las anomalías de temperatura global de la Tierra desde 1850 hasta 2006 respecto del periodo de referencia 1961-1990. (Brohan et al, 2006)

Según las previsiones, la actual tendencia hacia el calentamiento provocará algunas extinciones. Numerosas especies vegetales y animales, debilitadas ya por la contaminación y la pérdida de hábitat, no sobrevivirán los próximos 100 años. El ser humano, aunque no se ve amenazado de esta manera, se encontrará probablemente con dificultades cada vez mayores.

2.2 Gases de efecto invernadero y aerosoles

2.2.1 Procesos de remoción y tiempo de vida de los GEI

Los *gases de efecto invernadero* son los componentes gaseosos, tanto naturales como antropogénicos presentes en la atmósfera, que absorben y emiten radiación en determinadas longitudes de onda del espectro de radiación infrarroja emitido por la superficie de la Tierra, la atmósfera y las nubes, produciendo un calentamiento en las capas bajas.

El principal gas de efecto invernadero es el vapor de agua pero su concentración no depende directamente de emisiones antropogénicas¹⁰. Después del *vapor de agua*, los gases naturales de mayor incidencia ejercen sobre el efecto invernadero son el *dióxido de carbono* (CO₂), el *metano* (CH₄) y el *óxido nitroso* (N₂O). Hay además en la atmósfera una serie de gases que la tecnología ha desarrollado, como los freones y halones cuyas propiedades radiativas los hacen GEI artificiales. Los usos de estas sustancias son múltiples, especialmente en la industria del frío. Estos gases son los *clorofluorocarbonados* (CFC), los *hidrofluorocarbonados* (HFC), los *perfluorocarbonados* (PFC) y el *hexafluoruro de azufre* (SF₆). La concentración de todos ellos se ha incrementado desde la revolución industrial hasta nuestros días. Es la denominada cesta de gases efecto invernadero, que considera en su articulado el Protocolo de Kyoto, exceptuando los clorofluorocarbonados que se consideraron en una convención aparte (Convención de Montreal, 1987) de preservación de la capa de ozono.

Los gases de efecto invernadero tienen diferentes *vidas medias de permanencia* en la atmósfera que denota el periodo promedio desde que una molécula es emitida hasta que es captada en un sumidero o destruida por reacciones químicas en la atmósfera o por la acción de la luz solar. Algunos gases tienen una permanencia extremadamente larga, como el perfluorometano (CF₄) que continúan presentes en la atmósfera unos 50.000 años. En el caso del dióxido de carbono, aunque su tiempo de vida medio de remoción es de 4 años, la duración de la alteración en su concentración en la atmósfera causada por una determinada emisión, está condicionada por las interacciones en el sistema climático que producirán diferentes procesos de eliminación de este gas. Por esta razón no puede definirse un solo periodo de vida para el dióxido de carbono. En la tabla 2.1 se presentan ejemplos de varios GEI y se resumen sus concentraciones en 1750 y 1998, sus modificaciones en los años noventa y sus periodos de vida en la atmósfera.

Dado que los GEI tienen distintos tiempos de permanencia en la atmósfera, se definió un índice que sirve para medir el efecto que produciría sobre el clima una determinada emisión de un gas. El *Potencial de Calentamiento Global* (PCG) describe las características radiativas de los gases de efecto invernadero mezclados de forma

¹⁰ El balance del vapor de agua en la atmósfera está regulado principalmente por la temperatura, que es la que determina su remoción por los procesos de condensación y congelación en las nubes. Sin embargo aunque su concentración no puede ser alterada directamente por las actividades antropogénicas, si puede serlo indirectamente en la medida en que las emisiones de los otros gases contribuyan a aumentar la temperatura del planeta.

homogénea, y representa el efecto combinado de los distintos períodos de vida de estos gases en la atmósfera y su relativa eficacia en cuanto a absorber radiación infrarroja saliente.

	CO ₂ (Dióxido de carbono)	CH ₄ (Metano)	N ₂ O (Óxido nitroso)	CFC11-11 (Clorofluoro-carbono-11)	HFC-23 (Hidrofluoro-carbono-23)	CF ₄ (Perfluoro-metano)
Concentración preindustrial	280ppm	700 ppb	270 ppb	cero	cero	40 ppb
Concentración en 1998	365ppm	1745 ppb	314 ppb	288ppb	14 ppb	80 ppb
Ritmo del cambio de concentración	1,5 ppm/año	7,0 ppb/año	0,8 ppb/año	1,4 ppb/año	0,5 ppb/año	1 ppb/año
Tiempo de vida en la atmósfera	5 a 200 años	12 años	114 años	45 años	250 años	50.000 años

Tabla 2.1: Principales gases de efecto invernadero en los que influyen las actividades humanas a. El ritmo ha fluctuado entre 0,9ppm/año y 2,8ppm/año para el CO₂ y entre 0 y 13 ppm/año para el CH₄ (1990-1999) b. Para el período 1990-1999 c. No puede definirse un solo período de vida para el CO₂, dados los diferentes índices de absorción por diferentes procesos de eliminación. d. Período de vida definido como un tiempo de ajuste que tiene en cuenta el efecto indirecto del gas en su propio tiempo de residencia. (Adaptado de IPCC, 2001)

Este índice aproxima el efecto de calentamiento integrado en el tiempo de una masa unitaria de un determinado gas de efecto invernadero en la atmósfera actual, en relación al efecto producido por el dióxido de carbono¹¹. Se ha adoptado al dióxido de carbono como gas de referencia dada la importancia que tiene en el problema del cambio climático (IPCC, 1996). Cuanto más larga sea la permanencia de un gas de invernadero en la atmósfera mas acumulativo es el efecto de calentamiento. Aunque los PCG son calculados sobre una base de 100 años, el tiempo de vida se convierte en un parámetro importante cuando sobrepasa este término.

Las emisiones naturales del *metano* provienen de la descomposición de la materia orgánica en ambientes pobres en oxígeno y de la descomposición de la celulosa en los estómagos de los rumiantes y otros animales. Las fuentes antropogénicas superan por más del doble a las naturales y las actividades humanas que lo producen son varias. Las emisiones de origen

¹¹ Las emisiones de GEI distintos del CO₂ se calculan como la **cantidad de CO₂ necesaria para producir un efecto similar**. Esta unidad “homogénea” para los volúmenes de GEI se conoce como CO₂ equivalente (CO₂.eq).

energético son menores que las de la producción agropecuaria, fundamentalmente debidas a la ganadería bovina y el cultivo de arroz en superficies inundadas.

Las emisiones del *óxido nitroso* provienen de la quema de combustibles, de los incendios y por la acción de los fertilizantes nitrogenados que se utilizan en la agricultura. Una parte importante proviene de orígenes naturales tales como los relámpagos, las algas, la bacteria y la descomposición de materia orgánica por microbios.

Los *hidrofluorocarbonados*, *perfluorocarbonados* y el *hexafluoruro de azufre* tienen origen en algunos productos industriales. Las moléculas de estos compuestos tienen una larga vida activa. Destruyen la capa de ozono en la estratosfera, causando que una mayor proporción de rayos ultravioleta alcance la superficie de la tierra. Una mayor incidencia de rayos ultravioletas tendría importantes efectos tanto en la agricultura como en la salud humana y efectos adversos sobre las algas y el plancton, bases de la cadena alimentaria en el mar.

El *dióxido de carbono* es el compuesto que más contribuye al efecto invernadero después del vapor del agua. Ingresa a la atmósfera a través de la oxidación o combustión del carbono orgánico. Es emitido durante la respiración de casi todas las formas de vida. Los procesos naturales generan un balance entre lo que se emite y lo que se absorbe. Como fuentes antropogénicas encontramos la utilización de combustibles fósiles (producción de energía y transporte), los procesos industriales y la deforestación. La fotosíntesis de las plantas actúa como su principal sumidero junto con los océanos (que a su vez constituyen fuente de origen natural). Pero las evidencias indican que sólo algo más de la mitad de las emisiones de carbono producto de la actividad humana es absorbida en estos procesos naturales. El resto (45%) contribuye a aumentar la concentración de carbono en la atmósfera, y por consiguiente, la retención de calor solar.

2.2.2 Los aerosoles

Los *aerosoles atmosféricos* son conjuntos de partículas sólidas o líquidas en suspensión en el aire, cuyo tamaño oscila generalmente entre 0,01 y 10 mm y que permanecen en la atmósfera como mínimo durante varias horas. Los aerosoles pueden ser de origen natural o antropogénico y pueden influir en el clima directamente, mediante la dispersión y la absorción de la radiación, e indirectamente, al actuar como núcleos de condensación para

la formación de nubes o al modificar las propiedades ópticas y el período de vida de las nubes (Rosenfeld et al., 2008). Uno de los efectos indirectos de los aerosoles es el forzamiento radiativo inducido por un aumento de los aerosoles antropógenos que provoca un aumento inicial de la concentración de las gotitas y una disminución del tamaño de las gotitas para un contenido de agua líquida fijada, lo que a su vez determina un aumento del albedo de las nubes. Este efecto se conoce también con el nombre de efecto Twomey (1974). Otro de los efectos indirectos producido por los aerosoles es el forzamiento radiativo inducido por un aumento de los aerosoles antropógenos que hace disminuir el tamaño de las gotitas y en consecuencia reduce la eficacia de las precipitaciones, lo que a su vez modifica el contenido de agua en estado líquido, el espesor de las nubes y el tiempo de vida de las nubes. Este efecto se conoce también con el nombre de efecto del tiempo de vida de las nubes o efecto Albrecht (1989).

Algunas actividades humanas como la quema de combustibles fósiles con contenido de azufre y los incendios de las forestas tropicales han incrementado la cantidad de aerosoles en la atmósfera. Otros precursores de partículas son los NO_x que dan lugar a nitratos en áreas muy contaminadas. Aún existe gran incertidumbre en cuanto a cual es el efecto cuantitativo de los aerosoles emitidos por el hombre sobre el balance radiativo. Ellos presentan una gran variabilidad espacial y temporal debido a que su tiempo de residencia es muy corto, su efecto es más localizado y no alcanza la escala global.

2.3 Acuerdos e Iniciativas internacionales

2.3.1 IPCC

El *Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático* es un organismo creado en 1988 por la Organización Meteorológica Mundial (OMM) y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA). Su función consiste en analizar, de forma exhaustiva, objetiva, abierta y transparente, la información científica, técnica y socioeconómica relevante para entender los elementos científicos del riesgo que supone el cambio climático provocado por las actividades humanas, sus posibles repercusiones y las posibilidades de

adaptación y atenuación del mismo. Este Panel no realiza investigaciones ni controla datos relativos al clima u otros parámetros pertinentes, sino que basa su evaluación principalmente en la literatura científica y técnica revisada y publicada.

Una de las principales actividades del IPCC es hacer una evaluación periódica de los conocimientos sobre el cambio climático. Consta de tres Grupos de trabajo que elaboran cada 5 años un estado de situación del conocimiento sobre el cambio climático. El primero de ellos trata los temas científicos, el segundo los impactos naturales como sociales y el tercero de las políticas sobre el cambio climático. Se han publicado 4 informes de evaluación en 1990, 1995, 2001 y 2007¹². Estos constan de varios volúmenes, y proporcionan todo tipo de información científica, técnica y socio-económica sobre el cambio climático, sus causas, sus posibles efectos, y las medidas de respuesta correspondientes. El Panel realiza además otros informes como el establecimiento de normas y manuales para la realización de los inventarios de las emisiones de GEI por parte de los países.

La última evaluación del IPCC, divulgada en el Cuarto Informe (IPCC, 2007), señaló una tendencia creciente en los eventos extremos observados en los pasados cincuenta años y considera probable que las altas temperaturas, olas de calor y fuertes precipitaciones continuarán siendo más frecuentes en el futuro, por lo cual, los próximos años pueden ser desastrosos para la humanidad.

2.3.2 La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre cambio climático

Con el objetivo de coordinar, impulsar y supervisar normas y políticas para controlar el cambio climático y su abordaje a nivel internacional, se firma en 1992 la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)¹³, primer instrumento internacional legalmente vinculante sobre el tema del cambio climático.

Su urgente elaboración fue producto de la preocupación expresada, en la década de los 80, por científicos de todo el mundo con relación al aumento de las emisiones de gases de

¹² Disponibles en: www.ipcc.ch.

¹³ UNFCCC United Nations Framework Convention on Climate Change en inglés. Disponible en: unfccc.int/2860.php

efecto invernadero, debido principalmente a un mayor consumo de combustibles fósiles, lo que afectaría a corto plazo el balance del sistema climático.

El principal objetivo de la Convención es conseguir la estabilización de las concentraciones de los GEI en la atmósfera a un nivel que impida interferencias peligrosas en el sistema climático. Este nivel debería lograrse en un plazo suficiente, para que permitiera que los diferentes ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, y asegurar que la producción natural de alimentos no se vea amenazada.

Para alcanzar estos objetivos, la Convención establece una serie de compromisos, cuya adecuación será revisada periódicamente, se realizarán nuevos avances científicos y se reforzará la efectividad de los programas nacionales de cambio climático. Los países desarrollados conforman un grupo con mayores responsabilidades¹⁴. Entre los compromisos generales más relevantes, que se aplican tanto a países desarrollados como a países en vías de desarrollo, se destacan la elaboración y la publicación periódica tanto de un inventario nacional de las emisiones, como programas de adaptación a los impactos derivados del cambio climático.

Existen otros compromisos con relación a transferencia de tecnologías entre países: prácticas y procesos para reducir las emisiones, investigación científica y tecnológica e intercambio de información. La convención reconoce que el cumplimiento de los compromisos de los países en vías de desarrollo depende principalmente de la ayuda técnica y financiera proporcionada por los países desarrollados (UNFCCC, 1992).

2.3.3 De la cumbre de Kyoto (1997) a la cumbre de Bali (2007)

Con la intención de llegar a un acuerdo de las limitaciones de emisiones de gases de efecto invernadero se celebró la *Cumbre del Clima de Kyoto*¹⁵. En esta reunión participaron más de 125 ministros de los países presentes convirtiéndola en la mayor conferencia sobre cambio climático celebrada hasta la fecha. El resultado más importante de la cumbre fue la adopción de un protocolo, conocido como Protocolo de Kyoto (PK) legalmente vinculante que, por primera vez en la historia, establece unos límites a las emisiones de los principales

¹⁴ Anexo 1: Países desarrollados más los ex socialistas del área europea.

¹⁵ Conocida oficialmente como *Tercera Conferencia de las Partes del Convenio Marco sobre Cambio Climático de las Naciones Unidas*, tuvo lugar del 2 al 11 de diciembre de 1997. Disponible en unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php

países desarrollados. Treinta y nueve países¹⁶, pertenecientes al Anexo 1 de la CMNUCC se comprometen a reducir sus emisiones anuales en un 5% respecto de 1990. Mientras que los otros no asumieron compromisos cuantificados sobre sus emisiones.

El primer período de acuerdo del PK se ha establecido para 2008-2012, pero antes de éste los países deben mostrar que están encaminados hacia su cumplimiento. Es evidente que la reducción acordada es totalmente insuficiente para frenar de forma apreciable el cambio climático, teniendo en cuenta que las emisiones globales de dióxido de carbono han de disminuirse en más del 50% y las de los países desarrollados en mayor medida. Pero incluso, considerándolo como primer paso, los objetivos acordados quedan muy por debajo de lo necesario para una reducción real de la concentración de estos gases en la atmósfera.

En los 28 artículos del PK se establecen objetivos jurídicamente vinculantes y calendarios para disminuir las emisiones de los países más desarrollados. El protocolo aborda los seis gases principales del efecto invernadero, llamada “la cesta”. Reconoce que las reducciones en las emisiones deben ser creíbles y verificables. Destaca las políticas y medidas nacionales eficaces para reducir las emisiones. Alienta a los gobiernos a participar. Asigna metas nacionales a cada país. Ofrece una mayor flexibilidad a los países en transición económica. Confirma los compromisos más generales de todos los países desarrollados y en vías de desarrollo. Innova al conceder a las Partes¹⁷ créditos para reducir emisiones en otros países, a través de tres Mecanismos: Comercio de Emisiones, Mecanismos de Implementación Conjunta y Mecanismos de Desarrollo Limpio. Los dos primeros aplicables entre países con obligaciones de reducción y el tercero entre países con obligaciones y el resto del mundo.

Este esfuerzo político internacional es de una enorme relevancia, ya que es muy importante empezar a reducir drásticamente las emisiones de los GEI, tanto para frenar la velocidad de acumulación de este tipo de gases en la atmósfera, como para evitar recortes excesivamente drásticos en el futuro, que podrían acarrear problemas económicos y sociales, y acentuarían las desigualdades entre países desarrollados y países en vías de desarrollo.

¹⁶ Anexo B del PK: Países desarrollados más los ex-socialistas del área europea con obligaciones de reducción.

¹⁷ Países con obligaciones de reducción que aparecen en el Anexo B del PK.

Para analizar los resultados obtenidos en las acciones tomadas por los países que se comprometieron a reducir las emisiones, se celebraron nuevas conferencias¹⁸. Los acuerdos (mínimos) de la Cumbre de la ONU sobre el cambio climático de Bali 2007 (COP13) abrieron el camino vía Poznan 2008, (COP14) hacia Copenhague 2009 (COP15). Las negociaciones internacionales para lograr un acuerdo post-Kyoto en la Cumbre de la ONU que se celebrará en Copenhague 2009 siguen su curso. En Copenhague se ha de negociar un nuevo Protocolo que sustituya en 2012 al de Kyoto.

2.4 Cambio climático: el umbral de los 2°C

El calentamiento global es un problema complejo que afecta de manera global y se entrelaza con cuestiones difíciles como la pobreza, el desarrollo económico y el crecimiento demográfico. No será fácil resolverlo e ignorarlo, sería todavía peor. Existe especial riesgo para países en vías de desarrollo dado que son los más expuestos a todas estas adversidades.

De acuerdo al Cuarto Informe del IPCC (IPCC, 2007), el calentamiento del sistema climático es inequívoco, se debe al aumento de las concentraciones de gases de efecto invernadero de origen antrópico y las tendencias de calentamiento continuarán en el futuro incluso si se alcanzara la estabilización de las concentraciones de GEI. Para evitar efectos peligrosos del clima sobre la sociedad se requieren drásticas reducciones en las emisiones.

El PK fue un primer y fallido intento de controlar estas emisiones, pero incluso esta limitada experiencia puede servir para extraer algunas conclusiones con respecto a la evolución futura de las emisiones y los problemas que se presentan en su control.

El dióxido de carbono, que durante 650.000 años varió entre 180 y 300 ppm alcanzó en 2005 una concentración de 379 ppm (IPCC, 2007). Entre los años 1995 y 2005 su concentración aumentó 1,9 ppm/año, superando los valores promedio desde el comienzo de las mediciones directas de 1,4 ppm/año entre 1960 y 2005.

¹⁸ Por sus siglas en inglés COP COnference of Parties, llamadas Conferencias de las Partes.

La Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático indica “estabilizar las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropogénicas peligrosas en el sistema climático” y que estas concentraciones deben alcanzarse en un período que “permita a los ecosistemas adaptarse naturalmente”, “asegure que la producción de alimentos no sea amenazada”, y que “permita que el desarrollo económico proceda en forma sustentable”.

A partir de estudios científicos surge que existe un **límite de 2°C de sobreelevación de temperatura** (Meinshausen, 2006) con respecto a los niveles preindustriales, a partir del cual los impactos ambientales se tornarían extremadamente adversos (Figura 2.4), razón por la que la Unión Europea y varios países han aceptado este valor como un marco de referencia para definir la meta de emisiones máximas y la profundidad que deberán tener los programas de mitigación y de adaptación.

Numerosos estudios muestran que el aumento de temperatura que ya ha ocurrido, de 0.7°C, pone en peligro gran cantidad de especies y ecosistemas (Schellnhuber et al., 2006). Este aumento de temperatura global implica aumento de temperatura mucho mayor en algunas regiones y cambios en otras variables. El impacto dependerá de la vulnerabilidad y capacidad de adaptación de la población.

Para mantener la temperatura por debajo del umbral de los 2°C, las concentraciones de CO₂ equivalentes (CO₂-e)¹⁹ deberían alcanzar y mantenerse en 400 ppm (Athanasίου et al., 2006). Si bien esta variable ya habría superado las 450 ppm CO₂-e en 2006 considerando los gases de efecto invernadero de larga vida (CO₂, metano, óxido nitroso, CFCs y HCFCs), si se tiene en cuenta el efecto de otros forzantes como los aerosoles (partículas provenientes de la quema de combustibles fósiles y biomasa) aun no se habría llegado a 400 ppm CO₂-e, pero lo hará en un futuro cercano (Mastrandrea et al., 2006).

Muchos trabajos, entre ellos el Informe Stern (Stern, 2006), realizado a pedido del gobierno británico, toman **el nivel de estabilización en 550 ppm** CO₂-e, considerándolo un límite precautorio. Sin embargo, como puede verse en la figura 2.5, incluso valores menores tendrían el riesgo de superar el umbral de los 2°C: desde 9-26% para la estabilización por debajo de 400 ppm CO₂-e a 78-99% en el caso de 550 ppm CO₂-e. Para esta última concentración de estabilización, el riesgo de exceder los 3°C es de 28-71%.

¹⁹ CO₂-e llamado dióxido de carbono equivalente es la concentración de CO₂ que produciría el mismo nivel de forzamiento radiativo que una mezcla dada de CO₂ y otros gases de efecto invernadero (IPCC, 2001).

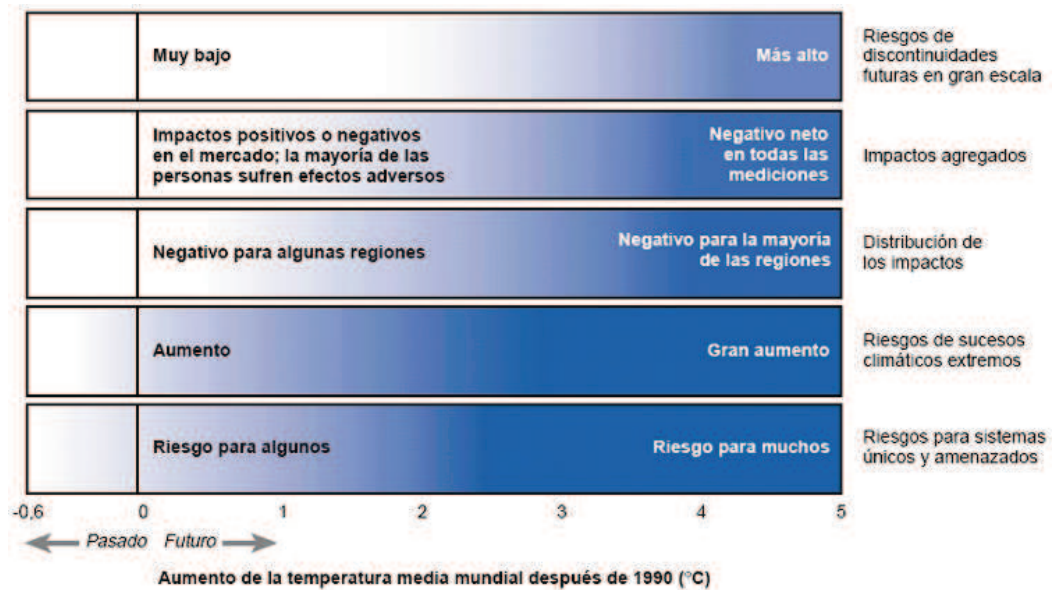


Figura 2.4: Impactos o riesgos del cambio climático, según motivo de preocupación. El sombreado corresponde a la gravedad del riesgo indicando: color blanco ningún riesgo ni impacto, color azul claro impactos algo negativos o riesgos bajos, y color azul oscuro impactos más negativos o riesgos más altos. Los impactos son en relación a los aumentos en la temperatura media global después de 1990. (IPCC, 2001)

La estabilización de las concentraciones en 450 ppm CO₂-e, con un riesgo asociado de superar los 2°C del 46-85%, implica alcanzar el pico de emisiones hacia 2020, disminuirlas a la mitad de las emisiones actuales hacia el 2050 y continuar la disminución posteriormente.

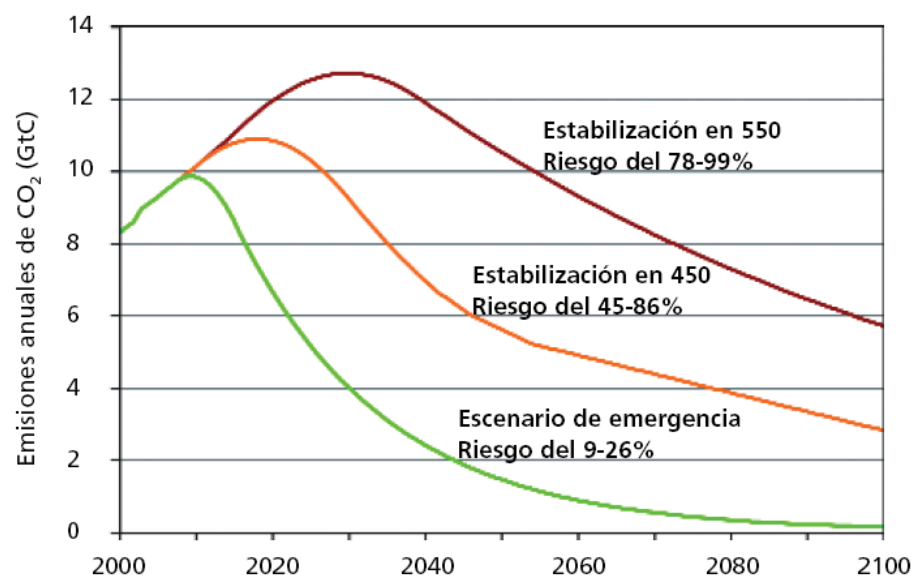


Figura 2.5: Disminución de emisiones necesarias para tres escenarios de estabilización de concentraciones y el riesgo asociado de exceder el umbral de 2°C. (Mastrandrea et al., 2006)

Dado que actualmente las emisiones se encuentran concentradas en los países industrializados, estas reducciones sólo podrían alcanzarse si estos países disminuyen sus emisiones en un 80-90% o más para el 2050. Aunque las tecnologías necesarias para lograr estas reducciones ya existen, se requiere una fuerte decisión política para emplearlas a gran escala.

2.5 El rol de la Argentina

La República Argentina ratificó la Convención CMNUCC en el año 1994, mediante la Ley N° 24.295 y el Protocolo de Kyoto, a través de la Ley N° 25.438 en el año 1997. Como parte de las obligaciones asumidas con la Convención y teniendo en cuenta sus responsabilidades comunes pero diferenciadas, el Gobierno de la República Argentina debe elaborar, actualizar, publicar y facilitar a la Conferencia de las Partes, inventarios nacionales de las emisiones antropogénicas por las fuentes y de la absorción por los sumideros de todos los gases de efecto invernadero no controlados por el Protocolo de Montreal.

De esta forma, se presentó una Primera Comunicación Nacional en julio de 1997, (CMNUCC, 1997) y una revisión en el año 1999. A fines del 2006, se terminó de elaborar la Segunda Comunicación Nacional²⁰, la cual permite a la Argentina cumplir con los compromisos establecidos en el Artículo 12.1 de la CMNUCC. En el marco de estas comunicaciones nacionales se realizaron hasta ahora los inventarios de los años 1990, 1994, 1997 y 2000.

Los resultados del inventario de emisiones de GEI correspondiente al año 2000 (INVGEI, 2005) muestran un total de 282.000 miles de toneladas de CO₂ equivalente, lo que representa un aumento de las emisiones registradas en los inventarios anteriores del 4,1% con respecto a 1997, del 9,0% con 1994 y del 18,8% con 1990. Del total emitido en el año 2000, un 45,5% corresponde al CO₂, un 30,1% al CH₄, un 23,9% al N₂O y el 0,5% restante a los otros gases. Con respecto a las emisiones por sector, el 47% corresponde a energía,

²⁰ Disponible en: unfccc.int/resource/docs/natc/argnc2s.pdf

seguido por agricultura con un 44%, y por procesos industriales con un 4%, como se puede observar en la figura 2.6.

La República Argentina, que no se incluye entre los países del Anexo I del CMNUCC ni en el Anexo B del PK, no tiene compromisos cuantitativos de limitación y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Por ese motivo no se propone una meta cuantitativa para las emisiones per cápita sino una meta cualitativa dinámica: una mejora sostenible en las emisiones de carbono de las actividades socio-económicas sin afectar la capacidad de desarrollo del país.

El crecimiento socio económico de nuestro país está provocando un crecimiento sostenido de la demanda de energía y especialmente de la energía eléctrica. Aunque Argentina realizó una oportuna transición mediante la reforma del sector energético y la utilización de gas natural, el potencial del país de producir sustituciones de bajo costo para las emisiones de CO₂ continúa siendo limitada, en comparación a otros países en desarrollo de similar tamaño y consumo de energía. Se precisan más estudios para examinar las oportunidades específicas de reducción de emisiones en Argentina.

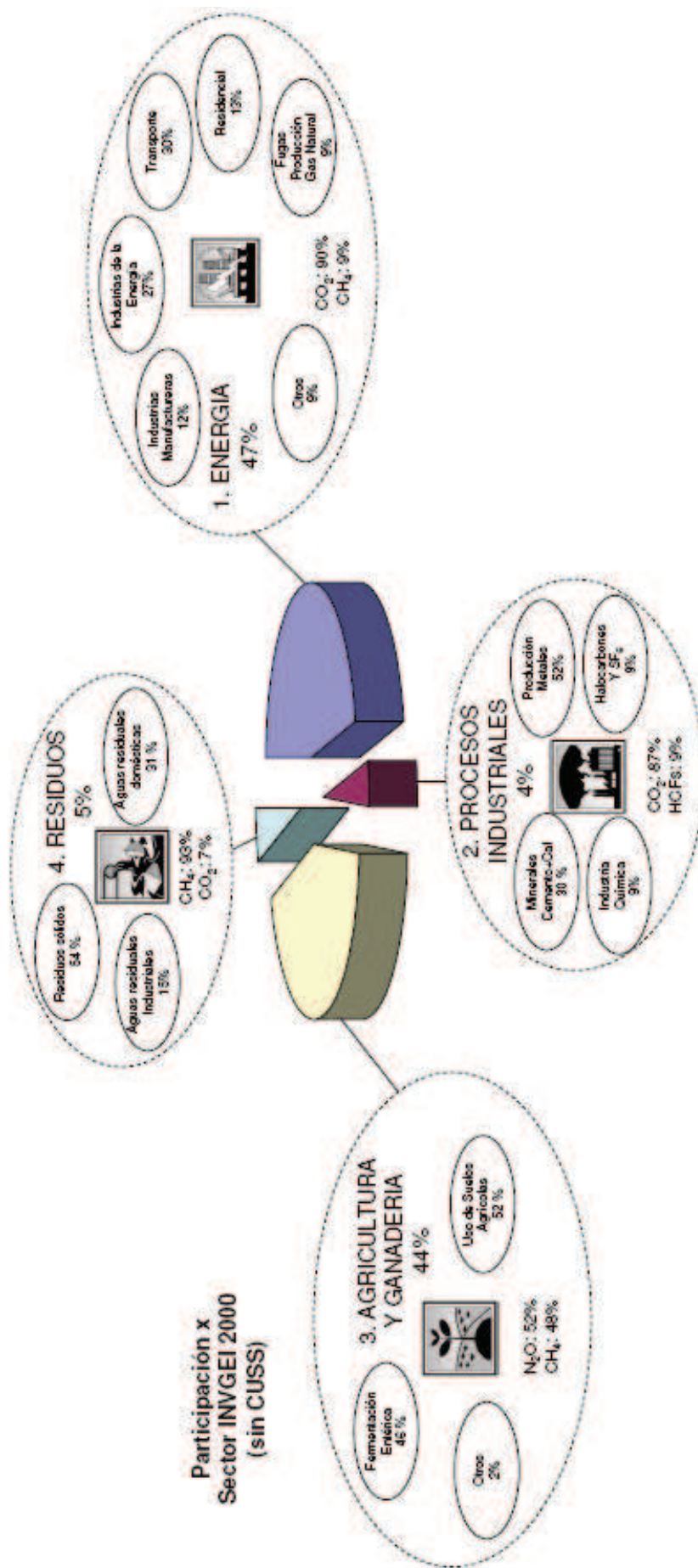


Figura 2.6: Participación de los sectores. (INVGEl, 2005)

CAPITULO 3

EL SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO

A pesar de que casi un cuarto²¹ de la humanidad no dispone de acceso a la electricidad, para los tres cuartos restantes constituye un bien del que difícilmente se puede prescindir. En la década de los noventa Argentina transformó su sector energético generando, de esta manera, un cambio total en las reglas de juego que regían en la industria, lo que determinó la privatización de la industria de hidrocarburos y la liberalización de las actividades de producción de gas y generación eléctrica, quedando reguladas las de transporte de gas natural y electricidad. En este capítulo se presenta una visión general del sector eléctrico en la Argentina, con énfasis en el sector de generación. Se analizan las distintas tecnologías de generación y su contribución a los GEI.

3.1 Organización del Sistema Eléctrico Argentino

3.1.1 Mercado eléctrico Mayorista

A partir de la promulgación de la Ley 24065²² en el año 1992, se constituyó en Argentina el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Junto con la Ley 15.336, el Marco Regulatorio Eléctrico, define los actores privados que han ido incorporándose en todos los segmentos de la industria eléctrica y marca la presencia del Estado como garante de la transparencia de los mercados. La organización del mercado de la electricidad en Argentina se ha

²¹Toth, 2008: Planning and Economic Studies Section. Dept. of Nuclear Energy. Message Training Course.

²² La Ley 24.065 constituye el Marco Regulatorio Eléctrico. Con esta ley se modifica y amplía la Ley de Energía Eléctrica 15.336/60 y se establece una nueva reglamentación (Resolución 1398/92 de la Secretaría de Energía de la Nación).

realizado teniendo en cuenta la imposibilidad de almacenar energía eléctrica, por lo que es indispensable una total armonización entre la oferta y la demanda en cada momento.

La nueva estructura del sistema eléctrico argentino permite transacciones de energía eléctrica entre los actores económicos que actualmente conforman el sector: generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios.

La **generación** de electricidad se realiza en base a un mercado de competencia. Cualquier Empresa que cumpla con la normativa vigente puede ingresar como generador al sistema. Posee un sistema de despacho por costo marginal y de retribución a los generadores por el costo marginal del sistema. Los generadores pueden celebrar contratos de suministro libremente pactados con distribuidores y grandes usuarios o vender su energía en el denominado mercado Spot. Cualquier generador puede ser despachado para suministrar energía al mercado eléctrico mayorista por encima o por debajo de sus compromisos contractuales.

Por tratarse de un monopolio restringido, el **transporte** de energía eléctrica se otorga en concesión y se encuentra sujeto a importantes regulaciones. Los transportadores de energía eléctrica están obligados a permitir el acceso a toda la capacidad de transporte disponible. Sus ingresos provienen del cobro de un canon de peaje. El transporte de electricidad en bloque se efectuaba mediante dos sistemas interconectados principales: el SADI (Sistema Argentino de Interconexión), también conocido como Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), que cubre las zonas norte y central del país, y el MEMSP (Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico), que cubre el sur del país. Ambos sistemas están integrados desde marzo de 2006 y operan con una tensión de 500, 330 y 220kV.

La **distribución** es el transporte de energía eléctrica desde los centros de transformación de la red de alta tensión (500, 300 y 220 kV) a menores tensiones, hasta que llega a cada uno de los usuarios. Se trabaja por zonas o regiones de distribución y se diferencia entre redes urbanas, semiurbanas y rurales. Las empresas tienen exclusividad en un área y están obligadas a satisfacer toda la demanda existente en su mercado.

Se distingue en el nivel de consumidores a los **grandes usuarios**: figura definida como aquel que consume una capacidad de 1 MW o más y contrata al menos el 50% de su demanda de electricidad con uno o más generadores; y a los usuarios finales.

Observando los tres sectores en que fue separada la oferta, el sector de transporte y el de distribución son monopolios naturales, mientras que el sector de generación puede

funcionar en condiciones de competencia. Estas condiciones definieron la forma que adoptó cada mercado, con un sector de generación donde el mayor esfuerzo por parte de las autoridades fue de coordinación, mientras que en los otros dos sectores prevalecieron los criterios regulatorios. De esta manera muchas decisiones asociadas con la generación eléctrica quedaron en el ámbito privado.

3.1.2 Control Regulatorio, Administración y Operación

El control regulatorio del sector eléctrico en nuestro país, se lleva a cabo a través del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), el cual opera bajo la supervisión de la Secretaría de Energía²³ y es responsable de asegurar que los miembros del sector eléctrico cumplan con las disposiciones del marco regulatorio, leyes aplicables y concesiones. El ENRE tiene poderes regulatorios y jurisdiccionales y opera un sistema de audiencias públicas, en las cuales participan los consumidores y los miembros del MEM.

La administración del MEM la lleva adelante la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA); sociedad sin fines de lucro que se encarga de programar y despachar a los generadores para cubrir la demanda. Por otra parte, no toma en cuenta los contratos existentes entre las empresas, con lo que cualquier generador puede ser despachado para suministrar energía al mercado eléctrico mayorista por encima o por debajo de sus compromisos contractuales.

El despacho de energía al mercado, se realiza conforme a los costos marginales de los agentes generadores, que se define como el costo por incrementar un kilovatio su generación. En la práctica esto es el costo variable de generación de cada máquina en el que la mayor incidencia es el combustible. Al despachar por costo marginal se asegura que las empresas que despachan primero energía son las de menor costo marginal del sistema para satisfacer la demanda que se produzca en cada momento.

El capital Social de CAMMESA se distribuye en igual proporción entre las entidades que representan a los generadores, empresas de transmisión, distribuidores, grandes usuarios y la Secretaría de Energía, en representación de los consumidores minoristas. Cada uno de ellos tiene derecho a nominar a dos directores en CAMMESA.

²³ Disponible en: energia.mecon.gov.ar.

El Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE)²⁴ también cumple un papel importante en este sector. Se encarga de asesorar al Poder Ejecutivo Nacional y a los Gobiernos Provinciales en lo que se refiere a la industria eléctrica, los servicios públicos o privados de energía, las prioridades en la ejecución de estudios y obras, concesiones y autorizaciones, precios y tarifas del sector eléctrico. Además es el administrador de fondos específicos cuyo destino único es el sector eléctrico.

Según la normativa vigente, el MEM es el ámbito donde se encuentran en tiempo real la oferta y la demanda de energía eléctrica de la República Argentina. Tanto la oferta como la demanda están repartidas por todo el territorio, pero convencionalmente, el mercado se ubica en la zona de Ezeiza. Uno de los nodos del sistema donde confluyen varias líneas de alta tensión, se encuentra ubicado aproximadamente en el centro del sistema y debido a la cercanía con el área de mayor concentración de demanda de energía y una parte importante de la oferta, desde el Gran Buenos Aires hasta el sur de la Provincia de Santa Fe.

La comercialización de la energía se puede realizar en dos tipos de mercado, ambos administrados por CAMMESA:

Un ***Mercado Spot***, donde los precios varían en forma horaria de acuerdo a la variación de la demanda y la disponibilidad de equipos. En este mercado se establece el precio real de la energía. Se paga a todos los generadores, por la energía entregada a la red, un valor fijado hora a hora que es el costo variable de la máquina más cara que está generando (se define como el costo marginal del sistema).

Existe además un ***Mercado Spot Estacional*** cuyo valor es fijado por CAMMESA en función de las previsiones estacionales (con revisión trimestral), con el objeto de evitarle a los distribuidores las eventuales variaciones del precio Spot y que estos puedan ofrecer un precio estable a los usuarios finales.

En el mercado Spot se retribuye la energía entregada a la red y la ***potencia puesta a disposición*** (PPD) y entre ambos, mas otros conceptos menores, constituyen lo que se denomina precio monómico.

Un ***Mercado a Término***, o mercado futuro, por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores, a través de contratos con una duración mínima de un año.

²⁴ Creado en el año 1960 por Ley N° 15.336 y Decreto Reglamentario N° 2073 del mismo año.

El MEM también permanece abierto a países vecinos y puede convenir libremente las formas de negociación. Se resuelve que el transporte y la distribución se prestan en condiciones de mercado monopólico con usuarios cautivos. Éstos dispondrán de tarifas justas y razonables. Las tarifas de transporte se elaborarán a partir de cargos fijos por conexión y capacidad de transporte.

El sector de generación presenta una estructura muy fragmentada, con gran cantidad de oferentes. Por esto, prácticamente no se necesita regular las tarifas, y los precios se definen mediante la competencia dentro del mercado.

3.1.3 Mecánica de despacho del MEM

CAMMESA es el organismo encargado de la coordinación de la operación técnica y administración del Mercado Eléctrico Mayorista, y entre sus responsabilidades debe realizar la programación de la operación del mercado eléctrico, cubriendo la demanda de energía con el objetivo de hacerlo al mínimo costo operativo. Además debe tener en consideración las restricciones impuestas por las instalaciones de transporte y generación y atender a estrictas normas de seguridad de suministro.

Para que la operación del mercado resulte transparente, el despacho de mínimo costo se realiza con modelos de simulación conocidos y accesibles a todos los agentes del MEM, con datos suministrados por los mismos.

El despacho económico de mínimo costo debe satisfacer en todo momento una serie de restricciones operativas, de índole técnica y de seguridad, que están incluidas en los modelos empleados. Dichas restricciones surgen como consecuencia de las características técnicas de los equipos de transporte y generación siendo analizadas por medio de estudios de sistemas de potencia.

CAMMESA realiza la *Programación de la Operación* del MEM comenzando con un horizonte de mediano plazo, de tres años, y finalizando con la operación en tiempo real, cuyas etapas son la programación estacional y semanal, el predespacho diario, el redespacho diario y la operación en tiempo real.

La *Programación Estacional*, se realiza cada seis meses y tiene por objeto fundamental la optimización del agua embalsada en las centrales que poseen regulación anual (pueden acumular agua dentro del mismo año para emplearla en el momento más conveniente del

mismo), la determinación de requerimientos de combustible; el cálculo de precios estabilizados de la energía y la optimización de mantenimientos. Para ello se requiere que cada generador hidráulico valore previamente la energía de su embalse en función del agua acumulada en el reservorio, al que se denomina valor del agua. De esta manera se fija un precio para cada nivel de almacenamiento previsto en cada embalse.

La **Reprogramación Trimestral**, se realiza una los tres últimos meses de la Programación estacional con el objeto de actualizar valores.

La **Programación Semanal** se realiza semanalmente todos los días viernes. Tiene por objeto determinar el programa de operación de mínimo costo para cada banda horaria (punta, resto, valle, etc.) de la semana siguiente, los requerimientos de combustible y los precios resultantes de la energía.

El **Predespacho Diario** se realiza todos los días y tiene por objeto determinar el programa de operación de mínimo costo para cada hora del día siguiente.

El **Redespacho Diario** se realiza toda vez que existen apartamientos de demanda / oferta (generación + transporte) disponible respecto de lo previsto en el predespacho.

La **Operación en tiempo real** se corresponde con el predespacho / redespacho diario a excepción de modificaciones resultantes de cambios bruscos en la oferta / demanda. Esto se resuelve por la reserva del sistema hasta tanto se realice, si corresponde, un redespacho. De la operación en tiempo real surgen los precios definitivos de la energía en el mercado spot²⁵.

En el despacho de generación CAMMESA ordena la oferta de generación en función de los costos variables para las centrales térmicas e importaciones de países vecinos, y del valor del agua para las centrales hidroeléctricas. El ingreso de las máquinas para abastecer la demanda se hace con este orden prioritario de costos variables, es decir entran en servicio primero las más económicas hasta cubrir la potencia demandada más la reserva, y las que no son requeridas quedan sin operar. Ante aumentos o disminuciones de la demanda, procede a despachar nuevas máquinas o a retirarlas de funcionamiento, siempre respetando ese orden de mérito.

Existe una excepción a este orden de mérito y es que como las turbinas de vapor (entre las que están incluidas las nucleares) tienen un tiempo de arranque y parada normalmente muy

²⁵ Donde los precios varían en forma horaria de acuerdo a los requisitos y la disponibilidad de equipos que haya en cada momento.

largo, cuando en la programación se prevé que serán necesarias en las horas de mayor demanda, en las horas de menor demanda no se las retira de funcionamiento sino que se mantienen funcionando a lo que se denomina mínimo técnico.

En función de este orden de mérito primero se despacha a las centrales hidráulicas de pasada (costo variable cero), luego a las centrales nucleares, luego realiza una optimización del resto del despacho hidráulico y por último se completa hasta alcanzar la demanda con el equipamiento térmico.

3.1.4 Potencia instalada en el país

El *parque generador de energía* eléctrica en Argentina está compuesto por numerosos equipos, asociados a distintos recursos naturales y tecnologías, distribuidos en toda su extensión (Figura 3.1). Según su ubicación geográfica los equipos de generación pertenecen a ocho regiones principales, estas son: Cuyo (CUY), Comahue (COM), Noroeste (NOA), Centro (CEN), Buenos Aires/Gran Buenos Aires (GBA-BAS), Litoral (LIT), Noreste (NEA) y Patagonia (PAT). La suma de ellas constituye el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). (CNEA, 2007). En la figura 3.2 pueden observarse las regiones señaladas y las vinculaciones existentes entre ellas. La potencia bruta total instalada, al 30 de junio de 2007, en el SADI es de 24 239 MW.

Los *equipos instalados* en el sistema integrado se pueden clasificar en tres tipos de acuerdo con el recurso natural y la tecnología que utilizan: Térmico Fósil (TER), Nuclear (NUC) o Hidráulico (HID).

Los térmicos a combustible fósil a su vez se subdividen en cuatro tipos tecnológicos de acuerdo con el tipo de ciclo térmico que utilizan para aprovechar la energía: *turbina de vapor* (TV), ciclo Rankine, que utiliza la energía del vapor de agua; *turbina de gas* (TG), ciclo Joule-Bryton que utiliza la energía contenida en los gases producidos en la combustión; turbina de gas en *ciclo combinado* (CC), Rankine + Joule-Bryton combinación de los tipos anteriores donde se aprovecha la alta temperatura de los gases de escape de la turbina de gas para producir vapor y los motores diesel (MD), ciclo diesel. La *central nuclear* utiliza para aprovechar la energía: turbina de vapor, ciclo Rankine. La tabla 3.1 muestra la potencia instalada a junio de 2007 clasificada por región y tipo de equipo.

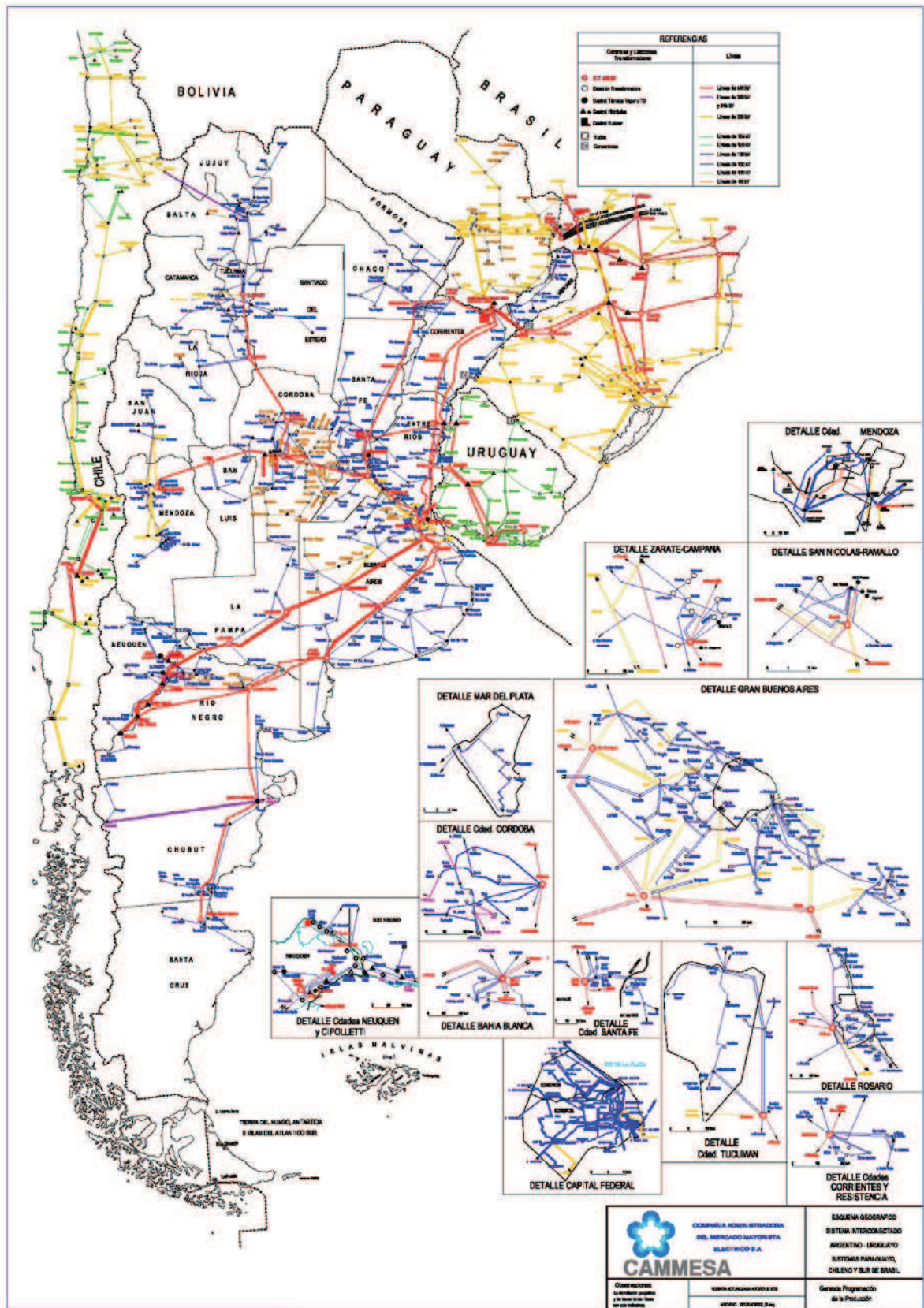


Figura 3.1: Esquema de la red eléctrica del SADI²⁶. (CAMMESA, 2008)

²⁶ Sistema Argentino de Interconexión.

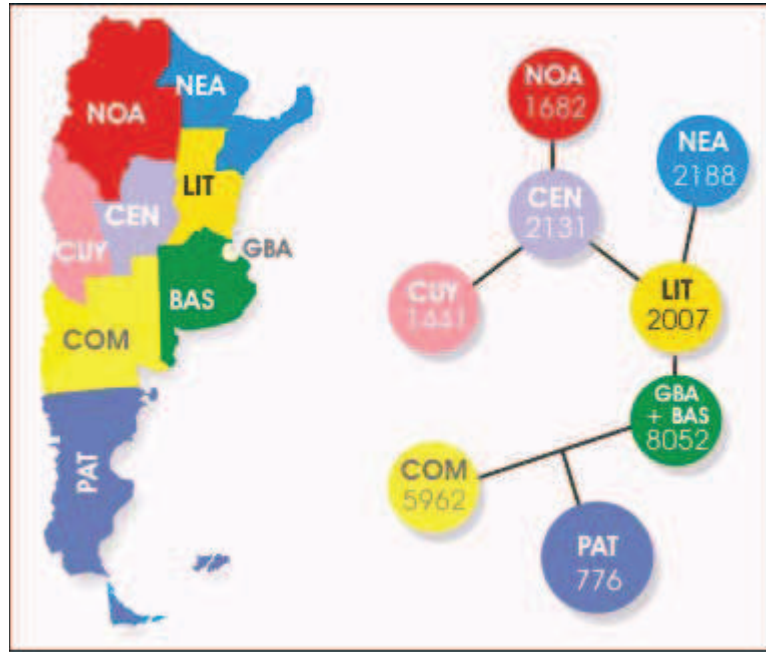


Figura 3.2: Equipos de generación de energía eléctrica en Argentina. (CNEA, 2007)

Existen en nuestro país instalaciones con equipos que emplean *tecnologías eólica y solar*, aunque de baja incidencia en cuanto a la potencia instalada. Ninguno de estos equipos se encuentra en el ámbito del SADI. Algunas de estas instalaciones están operando en forma aislada y otras producen energía, descontando demanda al momento de efectuar las compras al MEM. Con respecto a la energía eólica, la potencia total instalada eólica en el país es de 27,7 MW. Hasta ahora la utilización de la energía solar fotovoltaica ha estado destinada básicamente a áreas rurales aisladas.

Región/Tipo	TV	TG	CC	MD	Total TER	NUC	HID	Total
CUYO	120	90	374		584		857	1441
COMAHUE		574	741		1315		4647	5962
NOA	261	369	828	4	1462		220	1682
CENTRO	200	297	68		565	648	918	2131
LIT	217		845				945	2007
GBA-BAS	3640	613	3442		7695	357		8052
NEA	25	123					2040	2188
PAT		194	63				519	776
Total	4463	2260	6361	4	13088 54,0%	1005 4,1%	10146 41,9%	24239

Tabla 3.1: Potencia instalada en Argentina (en MW) clasificada por región y tipo de equipo. (CNEA, 2007)

Actualmente se está desarrollando el *Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales*²⁷, financiado por el Gobierno Nacional y que lleva adelante la Secretaría de Energía de la Nación, el cual tiene como objetivo principal el abastecimiento de electricidad a un significativo número de personas que viven en hogares rurales, y a aproximadamente 6.000 servicios públicos de todo tipo (escuelas, salas de emergencia médica, destacamentos policiales, etc.) que se encuentran fuera del alcance de los centros de distribución de energía. La gran mayoría de los equipos son fotovoltaicos.

La República Argentina tiene un *parque de generación eléctrica diversificado* con una importante participación de energía hidráulica y cuyo equipamiento térmico (renovado en gran parte) es en su mayoría de alta eficiencia en el que la utilización de gas natural como principal combustible hace que los problemas ambientales de la generación eléctrica se hayan reducido (Figura 3.3). Esta situación puede deteriorarse con el tiempo dado el sostenido crecimiento de la demanda que se está produciendo en los últimos años. Debido a la desregulación del sector, las expansiones del sistema de generación que acompañaron este crecimiento se decidían por un mercado de libre competencia, sobre la base de la regulación vigente, y en un contexto local y mundial de precios y disponibilidad de recursos energéticos.

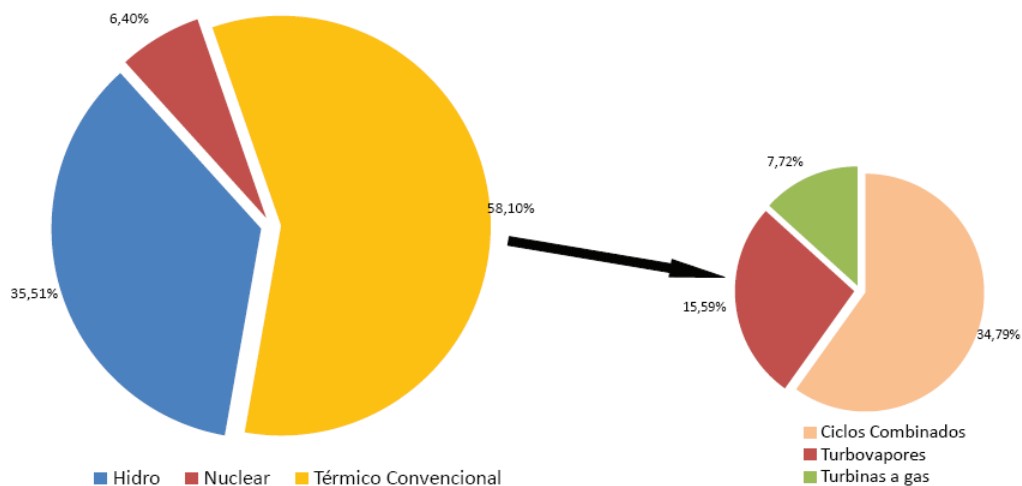


Figura 3.3: Participación de las fuentes energéticas en la generación de energía eléctrica. (CAMMESA, 2007)

²⁷ El PERMER es un proyecto de alto contenido social, cuyos objetivos son atender al mejoramiento de la calidad de vida de las comunidades rurales dispersas, contribuyendo al alivio a la pobreza en las mismas. Información disponible en: energia.mecon.ar/permer/PERMER.html.

Si la mayor parte del crecimiento de la demanda va a ser cubierto por gas natural, las emisiones totales del sector eléctrico tendrán un importante incremento en los próximos años, pudiendo llegar en el año 2020 a ser cuatro veces superiores a las correspondientes al año 2000 (Rey, 2005).

3.2 Tecnologías de Generación

La generación de electricidad consiste básicamente en transformar algún tipo de energía, sea ésta térmica, química, mecánica, potencial, entre otras, en energía eléctrica. Para la generación industrial se recurre a instalaciones denominadas *centrales eléctricas* que realizan alguna de las transformaciones citadas (Figura 3.4)

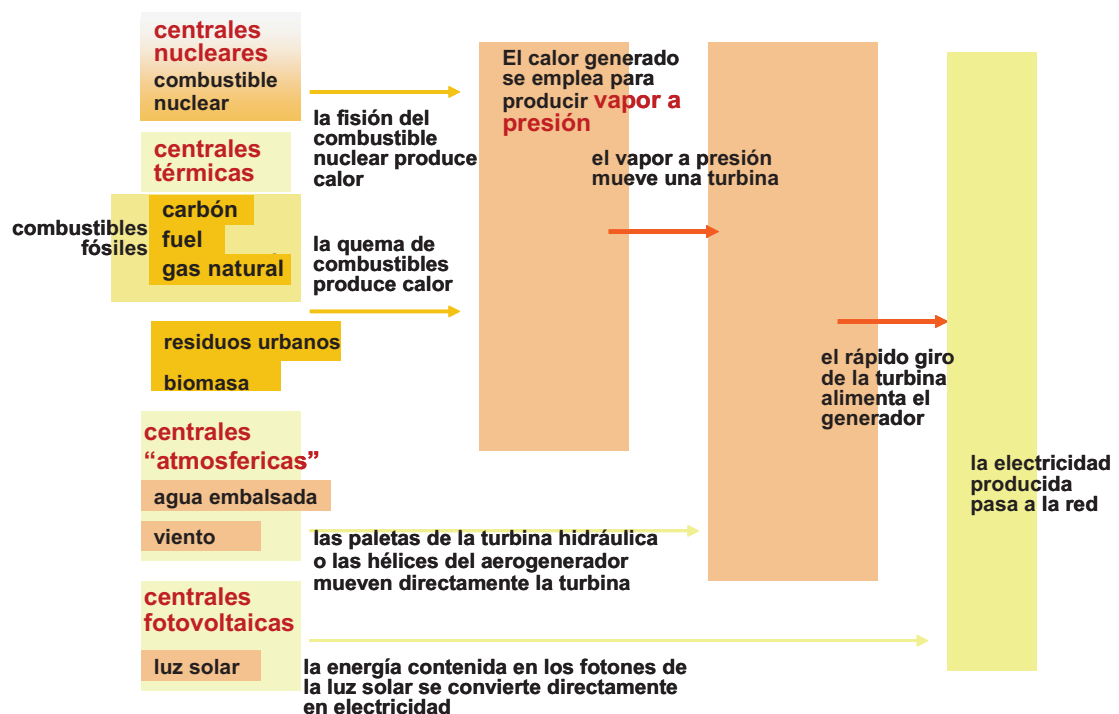


Figura 3.4: Fuentes de generación de energía eléctrica.

La demanda de energía eléctrica de una ciudad, región o país tiene una importante variación a lo largo del día. La magnitud de esta variación depende de varios factores, entre los que destacan: tipos de industrias existentes en la zona y turnos que realizan en su producción, climatología (temperatura, heliofanía, precipitaciones), tipo de electrodomésticos que se utilizan más frecuentemente, la estación del año y la hora del día en que se considera la demanda, día de la semana (laboral, sábado, domingo, feriado). La generación de energía eléctrica debe seguir la curva de demanda y, a medida que aumenta la potencia demandada, se debe incrementar el suministro.

Las fuentes de energía utilizadas para generar electricidad se pueden clasificar en “*gestionables*” y “*no gestionables*”. Estas últimas son predecibles pero no programables (eólica y fotovoltaica). La estabilidad del sistema eléctrico se apoya fundamentalmente en contar con un importante porcentaje de grandes máquinas rotantes y debido a que las intermitentes son potencialmente generadoras de inestabilidad, su penetración ha de limitarse a valores que no generen dificultades en el funcionamiento de la red eléctrica. Estas energías deberían ser un complemento a las necesidades de cobertura del MEM.

Dependiendo de la fuente primaria de energía utilizada, las centrales generadoras de electricidad se pueden clasificar en *hidroeléctricas*, *termoeléctricas fósiles* (térmicas a vapor, térmicas a gas y de ciclo combinado), *nucleares* y *renovables no hidroeléctricas*. La mayor parte de la energía eléctrica generada en Argentina proviene de los tres primeros tipos de centrales.

A continuación, se hace una breve descripción de cada tecnología de generación según sus características técnicas y analiza en qué medida impacta en el ambiente y contribuye al efecto invernadero.

3.2.1 Generación Térmica

Una *central termoeléctrica* o térmica es una instalación empleada para la generación de energía eléctrica a partir de calor. La mayoría de las centrales térmicas queman combustibles fósiles.

Las *centrales térmicas convencionales* o TV, son las plantas clásicas donde se quema carbón, gas natural o derivados del petróleo, para hervir agua en una caldera. El vapor es

conducido a una turbina para generar electricidad. Las plantas de carbón son centrales de gran tamaño, entre 250 y 1000 MW, mientras que las centrales de fuel oil son, en general, de 400 – 450 MW.

Su principal inconveniente son las elevadas emisiones de CO₂, compuestos orgánicos volátiles²⁸, cenizas (en el caso del carbón), SO₂ y NOx, estos últimos causantes de la lluvia ácida y partículas, el primero dependiendo del contenido de azufre del combustible utilizado²⁹ y el segundo de la característica de los quemadores.

Existen tecnologías para resolver las emisiones de cenizas, SO₂ y NOx. Las primeras con ciclones, filtros y torres lavadoras, el SO₂ con extracción del azufre antes o después de la combustión y el NOx con quemadores especiales de baja emisión de este gas.

Aún no existe una solución tecnológica definitiva para eliminar las emisiones de CO₂. Las alternativas disponibles se dirigen principalmente en incrementar la eficiencia energética de la generación, tanto para reducir los costos de producción, como para minimizar las emisiones de CO₂. Existen nuevas tecnologías que permiten captar el CO₂ de los gases de chimenea y almacenarlo en depósitos geológicos (IPCC, 2005), e incluso inyectarlo en los océanos. Sin embargo los científicos todavía no están en condiciones de decir qué repercusiones tendrá ésta última opción en el medio ambiente.

Las **turbinas de gas** son las plantas más flexibles. Se pueden arrancar y parar en cuestión de minutos con un costo operativo relativamente pequeño. A diferencia de las turbinas de vapor, en las turbinas de gas se realiza combustión dentro de la máquina. Por lo tanto el fluido de trabajo son los gases de combustión (de allí su nombre). Las turbinas trabajan con unos rendimientos energéticos de hasta un 42% para las turbinas pequeñas y aproximadamente un 39% para las superiores a 50MW.

Una **central de ciclo combinado** consiste en una o varias turbinas de gas con un sistema de recuperación de calor de los gases de salida que se inyecta a una caldera de vapor para seguir generando electricidad. Se superponen dos ciclos: el ciclo de Brayton (turbina de gas) y el ciclo de Rankine (agua/vapor). Son centrales mayores que la turbina simple con capacidades de entre 50 y 800 MW. La principal ventaja de utilizar el ciclo combinado es

²⁸ VOC Volatile organic compounds. Son compuestos químicos orgánicos que tienen suficiente vapor de alta presión en las condiciones normales para vaporizar significativamente y entrar en la atmósfera.

²⁹ A lo largo de la década de los ochenta se desarrollaron tecnologías que permiten minimizar las emisiones de óxidos de nitrógeno y azufre a la atmósfera.

su alta eficiencia (56%)³⁰. Como consecuencia de esto y de que su principal combustible es el gas natural, tiene la menor emisión específica de CO₂ de todas las máquinas que queman combustibles fósiles. La caldera de vapor, como ocurre con las centrales térmicas de carbón y fuel oil convencionales, tiene una gran inercia térmica y necesita unas dos horas para alcanzar el pleno rendimiento³¹. Estas centrales privilegian el funcionamiento en base.

Las emisiones por la combustión de gas natural, compuesto principalmente por metano, son muy inferiores a las de cualquier otra combustión fósil a causa de la baja relación carbono/hidrógeno de la molécula de metano, sin embargo su contribución es significativa. Cualquier medida para reducir las emisiones de CO₂ de una planta de turbina de gas está directamente relacionada con mejorar su rendimiento térmico. Como término medio se considera que las emisiones de una turbina de gas con un rendimiento medio del 40% tienen unas emisiones de CO₂ de 500 g/kWh (Burgos, 2003).

En las centrales de carbón gasificado las emisiones de CO₂ varían mucho dependiendo de la tecnología debido a que estas fueron diseñadas para quemar materiales muy contaminantes de forma ambientalmente aceptable. Para los ciclos combinados de gas natural el término medio aproximado de emisiones es de 350 g/kWh (Burgos, 2003).

3.2.2 Generación Hidroeléctrica

La diferencia de la altura del agua es aprovechada por las centrales hidroeléctricas para convertir la energía potencial del agua en energía eléctrica. El agua se lleva por una tubería de descarga a la sala de máquinas de la central, donde mediante enormes turbinas hidráulicas se produce la electricidad en alternadores. Existen distintos tipos de centrales hidroeléctricas:

Central fluyente o de pasada. En el caso que un río tenga un aporte regular de agua, la energía cinética de este puede aprovecharse sin necesidad de realizar embalses, o con embalses con poca diferencia de altura de agua. La generación en este tipo de centrales acompaña habitualmente a las variaciones de caudal del río.

³⁰ Comunicación personal Grupo de Prospectiva y planificación energética de CNEA.

³¹ Esto depende del diseño de la central. En general la flexibilidad que se alcanza con las centrales de ciclo combinado es mucho mayor que la que se consigue con centrales térmicas clásicas.

Central de embalse o regulación. Por condiciones climáticas, el curso y caudal de los ríos resultan frecuentemente irregulares, lo que obliga a retener el agua mediante una presa, formándose así un lago o embalse que produce un salto de agua que libera fácilmente su energía potencial, almacenando agua para aquellas épocas de escasas lluvias. Su regulación depende de la relación caudal/capacidad del embalse y se clasifican en horario, diario, semanal, estacional o plurianual.

Central de bombeo. Estas centrales hidroeléctricas disponen de dos embalses situados a diferente nivel. En las horas punta de consumo estas centrales funcionan como una central hidroeléctrica normal. El agua del embalse superior pasa por las turbinas, produciendo energía eléctrica, y se almacena en el embalse inferior. En las horas de consumo más bajo el agua almacenada en el embalse inferior es bombeada hacia el superior para iniciar de nuevo el ciclo. Estas centrales mejoran el factor de potencia del sistema trabajando como cargas en las horas de escasa demanda y entregando energía en las horas de alta demanda.

Las dos características principales de una **central hidroeléctrica**, desde el punto de vista de su capacidad de generación de electricidad son:

- La potencia, que es función del desnivel existente entre el nivel medio del embalse y el nivel medio de las aguas debajo de la central, y del caudal máximo turbinable.
- La energía garantizada en un lapso determinado, que es función del volumen útil del embalse, de la pluviometría anual y de la potencia instalada³².

Estas centrales son las más flexibles, pero la cantidad total de energía que pueden aportar al mercado está limitada por el caudal del río y el diseño (capacidad del embalse, altura del salto y potencia instalada). El costo de su combustible es nulo y su gran flexibilidad hace que puedan decidir en qué periodos funcionar maximizando el valor de la energía producida, teniendo en cuenta que los aportes dependen de la hidrología y de las incertidumbres asociadas. Esto permite cambiar la energía eléctrica ofertada al mercado, prácticamente sin costo alguno³³. La central tiene la opción de elegir en qué periodos le conviene funcionar. En las de bombeo, la flexibilidad es aún mayor, permitiendo aumentar sus reservas en los periodos en los que el precio de la electricidad en el mercado es bajo.

³² La potencia de una central hidroeléctrica puede variar desde unos pocos MW, hasta varios GW. Hasta 10 MW se consideran minicentrales.

³³ Presenta como ventaja la facilidad para seguir la curva de carga diaria, en particular, en las horas de punta.

Estas centrales requieren de un largo período de evaluación y ejecución de los proyectos hasta que comiencen a operar, y una gran inversión inicial. Su costo de amortización es muy elevado. En algunos casos el primer retorno de la inversión se ve a los diez años de iniciado el proyecto. Otro costo a tener en cuenta es el ambiental. Estas centrales impactan a nivel regional y local por las modificaciones que producen en el medio físico, biótico y socioeconómico, tales como inundaciones, por formación del embalse, desplazamiento de población y efectos sobre flora y fauna, entre otros.

3.2.3 Generación Termonuclear

La llamada “energía nuclear” es aquella que se obtiene al aprovechar las reacciones nucleares. Estas reacciones se dan en algunos isótopos de ciertos elementos químicos, siendo el más conocido de este tipo de energía la fisión del uranio-235 (^{235}U), con la que funcionan los reactores nucleares³⁴. Para producir este tipo de energía aprovechando reacciones nucleares pueden ser utilizados muchos otros isótopos de varios elementos químicos, como el torio, el plutonio, el estroncio o el polonio. En una central térmica convencional, el combustible (carbón gas o petróleo) se quema para calentar agua y convertirla en vapor para producir electricidad. En una central nuclear, el combustible convencional es reemplazado por combustible *nuclear*³⁵. El calor que proviene del proceso de fisión, se llama fisión de rompimiento de un núcleo atómico de uranio cuando recibe el impacto de un neutrón. Al romperse el núcleo del uranio, se liberan nuevos neutrones y se inicia una reacción en cadena. Esta reacción en cadena pone en libertad grandes cantidades de energía que, en forma de calor, produce el vapor para accionar una turbina como en una central convencional. Después de atravesar la turbina el vapor se debe enfriar y el agua regresa al reactor para ser calentada nuevamente.

Un reactor nuclear es un componente que se diseña para crear las condiciones especiales para que la reacción en cadena tenga lugar de manera controlada y sostenida dentro de sus

³⁴ Existe un proceso mediante el cual dos núcleos atómicos se unen para formar uno de mayor masa atómica. La energía que se libera debido a la diferencia de masa varía en función de los núcleos que se unen y del producto de la reacción. Este proceso llamado *fusión nuclear*, es el que se produce en las estrellas y que hace que brillen. Al contrario que la fisión nuclear, no se ha logrado utilizar la fusión nuclear como medio rentable de obtener energía, aunque hay numerosas investigaciones en esa dirección. La fusión nuclear controlada solo se utiliza en la investigación de futuros reactores de fusión, aunque aún no se han logrado reacciones de fusión que sirvan para generar energía de forma útil, algo que se espera lograr con la construcción del ITER (*International Thermonuclear Experimental Reactor*). Disponible en: www.iter.org/default.aspx.

³⁵ Material que contiene núcleos fisionables.

límites de seguridad. Este principio de fisión es el que permite que una central nuclear, al igual que una central térmica o hidráulica, genere electricidad para el consumo doméstico e industrial.

La forma más común para clasificar los distintos reactores nucleares es por la combinación moderador/refrigerante utilizado. El agua es el refrigerante que más se utiliza pero también sirve como un moderador de neutrones. Los *reactores de agua liviana* (LWR)³⁶ que constituyen el 90% de los reactores que operan hoy en día, utilizan agua ordinaria, la que contiene el isótopo de hidrógeno más común, el más liviano y tiene una masa atómica de uno. Los dos tipos de LWR son los *reactores de agua en ebullición* (BWR) y los *reactores de agua presurizada* (PWR)³⁷. En ambas las funciones del agua son tanto de moderador como de refrigerante del centro del reactor.

Un tercer tipo de reactor que utiliza agua como refrigerante es el *reactor de agua pesada* (HWR)³⁸ que utiliza como refrigerante y como moderador agua que contiene el isótopo de hidrógeno deuterio en su estructura molecular. La principal ventaja de un reactor de agua pesada es que las mezclas isotópicas de uranio, que se presentan de manera natural, funcionan como un combustible adecuado. Esto se debe a que el agua pesada es un mejor moderador de neutrones que el agua común, mientras que otros reactores requieren que la cantidad de U-235 sea enriquecida para obtener un combustible apropiado.

Las plantas nucleares son centrales de gran escala, típicamente de 1GW. Aunque tienen la ventaja que el costo marginal, que incluye el costo del uranio, el costo de operación y mantenimiento y la gestión de los residuos, es muy bajo (este último del orden de 1U\$/MWh)³⁹, tienen poca flexibilidad⁴⁰. Por razones de seguridad y de eficiencia energética, generalmente se busca que produzcan una cantidad muy estable de energía, durante periodos muy prolongados, haciendo de estas centrales un clásico ejemplo de funcionamiento de base.

³⁶ Light Water Reactor.

³⁷ En un BWR (Boiling Water Reactor) el vapor se forma dentro del reactor y se transfiere directamente a la turbina, para generar electricidad. En un PWR (Pressurized Water Reactor) el agua se mantiene bajo altas presiones no permitiendo que el vapor se forme en el interior del reactor. El calor del agua presurizada se transfiere en un generador de vapor a otro circuito de agua y vapor, y este vapor es el que va a la turbina.

³⁸ Un HWR (Heavy Water Reactor) también utiliza un generador de vapor para convertir agua común a vapor en un circuito secundario siendo su estructura similar a la de PWR.

³⁹ Comunicación personal Francisco Rey.

⁴⁰ La flexibilidad es muy baja porque la reacción de fisión es extremadamente sensible a las rampas de subida o bajada.

Una de las ventajas de la energía nuclear es que no provoca emisiones de CO₂ durante el proceso de generación (Deutch et al., 2003). Emite cierta cantidad de CO₂ durante el ciclo de obtención de combustible nuclear y durante la construcción y desmantelamiento de las centrales nucleares.

Como en todas las centrales de generación de electricidad, los reactores nucleares generan residuos convencionales y *residuos radiactivos*⁴¹. El tratamiento de ellos, con excepción de los residuos radiactivos, es idéntico al que se da a los residuos del mismo tipo generado en otras centrales. A diferencia de los desechos producidos por otras cadenas del combustible, los desechos sólidos radiactivos producidos por las centrales nucleares son de volumen muy reducido (Figura 3.5) y están bien confinados, en principio en la propia central, y estrictamente controlados (IAEA, 2002)

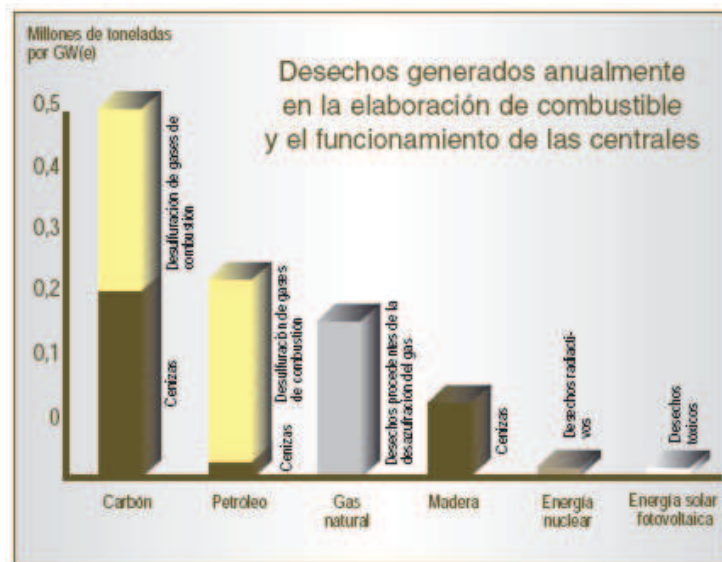


Figura 3.5: Desechos generados anualmente y funcionamiento de las centrales eléctricas. (IAEA, 2002)

Para los desechos se desarrolló una regulación específica, gestionándose de formas diferentes en función del tipo de radiactividad que emiten y la vida media⁴² que poseen. Se han desarrollado, entonces, diferentes estrategias para tratar los distintos residuos que proceden de las instalaciones o dispositivos generadores de energía nuclear.

⁴¹ Es importante distinguir entre el combustible gastado y el residuo radiactivo. Los elementos combustibles que son retirados del reactor por no participar en forma eficiente, pasando a ser combustible nuclear gastado. Un residuo radiactivo es un material sin uso o utilidad posterior.

⁴² Es el tiempo que transcurre hasta que la cantidad de núcleos radiactivos de un isótopo radiactivo se reduzca a la mitad de la cantidad inicial.

Los residuos de *baja y media actividad* son de vida corta, poca radiactividad y emisores de radiaciones beta o gamma. Suelen ser materiales utilizados en las operaciones normales de las centrales, como guantes, trapos, plásticos, etc. En general se prensan y secan para reducir su volumen, se hormigonan (fijan) y se embidonan para ser almacenados en principio en la propia central hasta su disposición definitiva. Las tecnologías para la seguridad de la evacuación de desechos radiactivos de actividad baja e intermedia son de una eficacia comprobada y se utilizan ampliamente en los Estados Miembros del OIEA (IAEA, 2007).

Los residuos de *alta actividad* tienen vida media larga y se generan en menor volumen, aunque son altamente radiactivos. Para los residuos de alta actividad y combustible gastado (SNF)⁴³ se han desarrollado diversas estrategias:

1. **Almacenamiento temporal** en las piletas de las propias centrales durante la vida de la central, o en almacenamientos construidos a propósito.
2. **Reprocesamiento** (solo para los SNF) en el que se lleva a cabo una separación físico-química de los diferentes elementos, separando isótopos aprovechables en otras aplicaciones⁴⁴. Es la opción más similar al reciclado. El método más común de reprocesamiento es el PUREX⁴⁵ (Benedict, 1981). No todos los materiales resultantes son totalmente reaprovechables. Es necesario aun el uso de opciones como el almacenamiento geológico profundo en un volumen mucho menor que el inicial. El reprocesamiento del SNF se realiza ya en Francia, Japón y Reino Unido, entre otros⁴⁶.
3. **Almacenamiento Geológico Profundo (AGP)**. Consiste en estabilizar los residuos de alta actividad en contenedores resistentes a tratamientos muy severos. Posteriormente se introducen en localizaciones similares a las minas, ya existentes, o construidas para tal fin. Suelen estar en matrices geológicas de las que se sabe que han sido estables durante millones de años. Se estima que estos AGP podrían preservar íntegros los residuos por miles de años en que sigan siendo tóxicos sin afectar la vida en el Planeta. La disposición final del combustible nuclear está en desarrollo avanzado en Suecia y Finlandia con fecha estimada de inicio de operaciones en 2020 (Patrakka, 2007).
4. **Transmutación** en centrales nucleares de nueva generación⁴⁷. Estos sistemas usan torio como combustible adicional y degradan los desechos nucleares en un nuevo ciclo de fisión asistida. El primer proyecto se construirá en 2014 en Myrrha, Bélgica (Abderrahim, 2008).

⁴³ SNF Spent Nuclear fuel o combustible gastado.

⁴⁴ Plutonio, uranio, cobalto y cesio entre otros.

⁴⁵ Proceso PUREX (Plutonium-Uranium Redox Extraction) por el que se reprocesa el combustible gastado. En: www.euronuclear.org/info/encyclopedia/p/purex-process.htm.

⁴⁶ Las plantas de reprocesamiento más importantes se encuentran en Le Hague, Francia. Rokkashomura, Japón. Sellafield, Inglaterra. En: www.euronuclear.org/info/encyclopedia/r/reprocessing-plants-ww.htm.

⁴⁷ Sistemas asistidos por aceleradores o en reactores rápidos

Muchos son los estudios que se han hecho y se hacen sobre las formas de combustible gastado, los materiales y procesos utilizados en el manejo del SNF acompañando la expansión de la energía nuclear y el avance de nuevas tecnologías (Ewing, 2001, 2006; Bruno et al., 2006; entre otros).

Aunque las decisiones para la elección de una tecnología no dependen solo de la economía, estudios realizados indican que en la actualidad el reprocesamiento del combustible gastado es más caro que la disposición final en AGP mientras el precio del uranio no sobrepase un valor umbral⁴⁸ (Bunn, 2003).

Por otro lado, aún cuando la Argentina tiene una larga tradición y un prestigio internacional considerable en la generación, investigación y controles de la energía nuclear, al mismo tiempo la *opinión pública* argentina no se ha manifestado a favor del desarrollo de la misma, percibiendo que la utilización de esta energía traería problemas para el medio ambiente (Chahab, 2006). Existen miedos respecto del riesgo de emisiones radiactivas a la atmósfera, ya sea en casos accidentales (Chernobyl⁴⁹), como en procedimientos asociados a la operación normal (transporte o almacenamiento de material radiactivo). Existe también la preocupación de que los usos civiles pacíficos de este tipo de energía nuclear contribuyan a la proliferación de armamento nuclear.

3.2.4 Plantas eólicas y solares

Las *plantas de energía eólica* trabajan sobre el principio de la fuerza aerodinámica. El viento sobre la lámina de la pala del rotor genera presión positiva por debajo del aspa, mientras que por encima de ella se genera presión negativa. Esta diferencia de presiones genera una fuerza de elevación, que las centrales modernas de energía eólica convierten en la rotación de un rotor y utilizan para la producción de electricidad.

La radiación solar incidente en la Tierra también puede aprovecharse, por su capacidad para calentar, o directamente, a través del aprovechamiento de la radiación en dispositivos ópticos o de otro tipo. En una *central térmica solar*, a partir del calentamiento de un fluido

⁴⁸ 360 U\$S/kg de uranio.

⁴⁹ La cultura de la seguridad en las instalaciones nucleares cobró mayor vigencia a partir del accidente de Chernobyl, ciudad al norte de Ucrania, cuyo reactor causó en 1986 una catástrofe nuclear producto de un experimento cuya supervisión fue incorrecta. La repercusión de este error en los procedimientos, encendió una luz de alarma en las distintas naciones que llevó a valorar la prevención de accidentes y tomar conciencia de la relevancia del tema.

mediante radiación solar y su uso en un ciclo termodinámico convencional, se produce la potencia necesaria para mover un alternador para generación de energía eléctrica como en una central térmica clásica. También se puede aprovechar la radiación solar para generar electricidad en una *planta solar fotovoltaica*. La electricidad que se genera en los paneles fotovoltaicos en corriente continua, es modificada por un circuito llamado “inversor” que la convierte en corriente alterna (Durán et al., 2005).

Aunque estas plantas difieren en sus características técnicas y origen, su esquema de ofertas presenta los mismos problemas e inconvenientes. El costo del combustible de estas plantas es cero, por lo que su costo marginal debería ser nulo y tener prioridad en el despacho. En contraste con las centrales hidráulicas, la flexibilidad de las plantas eólicas y solares es nula o negativa y su modelo de explotación es estocástico. La oferta al mercado diario requiere una programación diaria, por lo que este tipo de centrales no pueden participar en el mercado spot de la forma habitual sin asumir un importante riesgo en sus desvíos.

Actualmente este tipo de centrales, por ser “*no gestionables*”⁵⁰ están dentro de regímenes especiales como muchas otras plantas que son de características muy diferentes como la biomasa o la cogeneración⁵¹. Como es el caso de España, no ofertan al mercado, sino que vierten su energía directamente al sistema y el costo de sus desvíos es asumido por todos los usuarios. Mientras que, proporcionalmente, el aporte que hacen al sistema es pequeño, el sistema puede asumir su naturaleza estocástica sin demasiados problemas. A medida que su participación crece, hace falta trabajar con modelos de previsión de energía renovable basados en pautas meteorológicas, cobertura nubosa e incidencia de la radiación solar y el régimen del viento.

Aunque el nivel de emisiones de estas centrales es cero durante la generación, mientras que estos sistemas no contribuyan a la estabilidad del sistema eléctrico, la potencia instalada de este tipo de centrales puede verse limitada en el futuro por su naturaleza intermitente y debido a que, como en el caso de la generación eólica, requieren 0,9 kW de respaldo de otras fuentes por cada kW instalado.

⁵⁰ Que tienen características de “*predecibles*” pero “*no programables*”.

⁵¹ Producción simultánea e integrada de energía eléctrica (o mecánica) y energía térmica, a partir de una misma fuente de energía primaria. Con esta tecnología se aprovecha la energía de los gases de escape de los motores de combustión interna o la que se disipa en los radiadores. El rendimiento de estos equipos supera sensiblemente a los que se obtendrían mediante procesos de generación independiente de calor y electricidad.

3.2.5 Biomasa

En la definición de *biomasa* se incluyen las materias de tipo vegetal, residuales o procedentes de cultivos que tienen carácter renovable, así como las deposiciones animales con valor energético. El término es utilizado con mayor frecuencia para referirse al combustible energético que se obtiene directa o indirectamente de recursos biológicos. Hay energía eléctrica que se genera quemando cosechas que se han cultivado específicamente para este fin. También se obtiene dejando por descomposición de la materia orgánica produciendo biogás (Stanganelli, 2006). En la provincia de Tucumán, el sector azucarero cuenta con proyectos a partir de bagazo de caña con los que suplen las necesidades de generación eléctrica de sus fábricas (Flores, 2008).

Al quemar biomasa se produce mucha mayor cantidad de dióxido de carbono que en el caso de los combustibles fósiles. Se defiende esta práctica diciendo que, al cultivar biomasa se captura dióxido de carbono de la atmósfera, de modo que la contribución neta al ciclo global del dióxido de carbono atmosférico es cero lo que no es exactamente cierto, ya que la manipulación de los biocombustibles, cosecha y transportes, también consume mucha energía. El proceso del cultivo de biomasa está sujeto a las mismas preocupaciones ambientales que cualquier clase de agricultura. Utiliza una gran superficie de tierra y, para un cultivo económico, puede necesitar de fertilizantes y pesticidas, por lo que el balance real puede no ser neutro.

3.3 Costo de la generación de energía eléctrica

Los costos de la generación eléctrica se refieren a inversión, combustible, operación y mantenimiento (O&M). Tradicionalmente existe una relación inversa entre el costo de inversión y el costo de explotación. Las plantas que funcionan en base tienen típicamente un elevado costo de inversión y un bajo costo de explotación, como son las centrales nucleares y las hidráulicas. Las plantas que funcionan en punta suelen tener un bajo costo de inversión y un elevado costo de explotación, como las turbinas de gas.

Con respecto a los costos de inversión, tanto las renovables, hidráulica y eólica, como la energía nuclear están en desventaja. Estas consumen mayor cantidad de capital que con

respecto a las fuentes tradicionales (no renovables), por ejemplo las plantas térmicas convencionales.

En Argentina se han reducido considerablemente las reservas de combustibles fósiles. Existen además problemas en el suministro de gas natural debido a que la capacidad de transporte se satura en invierno y dado que el abastecimiento del sector residencial tiene prioridad, las centrales térmicas deben sustituirlo por combustibles líquidos o sólidos. La matriz de generación, como ya hemos visto, tiene fuerte dependencia del gas natural y de combustibles líquidos, lo que ha llevado a la necesidad de importación de estos fluidos. En los últimos años hubo un fuerte crecimiento en los precios internacionales del gas natural y del petróleo por lo que debe tenerse en cuenta la imprevisibilidad del costo internacional y del futuro suministro de esos combustibles⁵².

En la tabla 3.2 se presentan datos comparativos de la estructura de costos de las usinas eléctricas. Con una clasificación de estructura de costos variables (combustible), fijos (O&M) y de capital (amortización), los costos más altos los presentan las energías solar y eólica que están muy por encima del resto para satisfacer las necesidades del mercado argentino respecto del consumo de energía eléctrica. Se observa un valor total para las centrales nucleares nuevas que podría ser del orden de los 46,84 U\$S/MWh⁵³.

Tipo de Central eléctrica	costo variable U\$S/MWh	costo fijo U\$S/MWh	costo de capital U\$S/MWh	costo total U\$S/MWh
N600(CAN)	6,31	7,99	32,55	46,84
CC 500	28,54	3,42	13,53	45,50
GT 250	42,81	2,28	7,10	52,20
TV(FUEL)	88,16	4,57	16,56	109,29
Atucha II	7,67	7,99	14,34	30,00
SOLAR	0	4,57	204,36	208,93
EOLICA	0	2,85	86,70	89,55
HIDRO 1	0	1,71	58,88	60,59

Tabla 3.2: Comparación de la estructura de costos de las centrales eléctricas en Argentina en dólares (Rey, 2009)

⁵² Considerando precios relativos y asignando al gas natural de origen local el valor de 1, los precios de los combustibles líquidos son: Fuel oil = 6 – 7 Gas oil = 10 – 12.

⁵³ Dólares por megavatio hora.

El caso de Atucha II solo se consideró el capital faltante para su finalización en el instante en que se decide ésta. Por otro lado una central térmica de ciclo combinado abastecida con gas natural que se tenga que importar de Bolivia a un precio estimativo de 4,5 U\$\$/MBTU⁵⁴, resulta de 45,50 U\$\$/MWh. La energía nuclear es competitiva en Argentina a partir de un precio de 3,8 U\$\$/MBTU⁵⁵ para el gas natural (Giubergia et al., 2007). Como podemos observar, si la planta térmica utiliza combustibles líquidos, los precios son mayores. Se calcula que la energía nuclear es competitiva a partir de un 22% de valores de sustitución de gas por combustibles líquidos (Giubergia, 2007).

Aunque el precio del uranio tenga importantes variaciones esto no se traducirá en un aumento sustancial en el precio de la electricidad. Esto se debe a la baja incidencia en el costo de la generación eléctrica que tiene el combustible nuclear⁵⁶. En el caso del gas natural un 100% de incremento de su valor provoca en un ciclo combinado un incremento de aproximadamente 50% del costo de generación eléctrica mientras que en un reactor nuclear un 100% de incremento del valor del uranio se traduce en solo un 3,7% de incremento del costo de generación eléctrica. En la tabla 3.3 se indican los precios actuales de los combustibles utilizados en las plantas de generación.

Precio de combustibles adoptados					
Tipo	Precio	Precio equivalente			U\$\$/BBL
	U\$\$/Unid	Unid	U\$\$/Gcal	U\$\$/MBTU	
Gas Natural	0,14985	M3	17,84	4,48	24,46
Fuel Oil	0,36	Kg	36,73	9,23	50,38
Gas Oil	635	M3	61,06	15,34	83,73
Nuclear (Candu)	300	Kg	1,98	0,50	2,72
Nuclear (PHWR) ULE	600	Kg	2,56	0,64	3,52

Tabla 3.3: Precio de los combustibles utilizados para el cálculo de costos en futuras centrales eléctricas. (Rey, 2009)

⁵⁴ Dólares el millón de BTU (British Thermal Unit).

⁵⁵ Base de cálculo datos de CAMMESA 2007.

⁵⁶ Considerando un incremento en el precio del uranio del 100% provocará un incremento del 40% del valor del elemento combustible y sólo el 3,7% del valor de la electricidad. (Coppari et al., 2007)

3.4 Generación de electricidad y ambiente

3.4.1 Impacto ambiental

Los efectos ambientales de la generación de electricidad difieren en función de la fuente primaria utilizada, las tecnologías aplicadas y la situación y entorno de las instalaciones. Estos efectos surgen del uso y agotamiento de recursos naturales, de las emisiones provocadas por la combustión, de los vertidos originados, de los residuos convencionales y radiactivos producidos y del riesgo de la producción de accidentes graves con impacto en el entorno.

Un análisis completo de los efectos ambientales asociados a cada tecnología exige considerar todas las actividades de extracción y transporte de combustible, generación y transporte de electricidad y disposición final de los residuos generados. Por otro lado, se debe considerar todo su ciclo de vida, la construcción de la infraestructura, equipos e instalaciones necesarias, su operación, mantenimiento y desmantelamiento.

Las diferencias básicas entre los efectos ambientales de cada planta de generación de electricidad abarcan la fuente de energía primaria, tecnología empleada y el emplazamiento elegido.

En esta tesis se analiza la contribución de los gases de efecto invernadero producidos por la generación de energía eléctrica. Sin embargo, en la evaluación de tecnologías alternativas para la mitigación del cambio climático se deberían tener en cuenta además de las emisiones de gases de efecto invernadero, todos los efectos negativos para el medio ambiente (suelos, agua, recursos, sociedad, entre otros).

3.4.2 Factores de emisión de GEI

Como vimos en el capítulo anterior, los gases de efecto invernadero tienen una influencia potencial sobre el cambio climático global interfiriendo con los procesos naturales de intercambio de calor entre la atmósfera terrestre y el espacio exterior. La reducción de la concentración de los GEI está teniendo una prioridad internacional como se evidencia por

lo firmado en el Protocolo de Kyoto, lo cual debería reducir las emisiones de los países industrializados (Anexo I) en un 5% por debajo de los niveles de 1990 en el período 2008-2012. Hay un número de opciones técnicas que podrían ser implementadas para alcanzar los objetivos propuestos.

Con respecto a las emisiones relacionadas a la generación de electricidad, el factor más importante es el mejoramiento en la eficiencia del uso de la energía en las diferentes etapas de la cadena energética, incluyendo la preparación y transporte del combustible y la conversión de combustible a electricidad en las plantas de potencia.

La tasa de emisión de GEI está influenciada por numerosos factores. A continuación se presentan los parámetros dominantes de cada combustible (Spadaro et al., 2000):

Combustibles fósiles

- Características del combustible: contenido de carbono y poder calorífico;
- Tipo de minas y localización;
- Prácticas de extracción de combustible (transporte y liberación de metano);
- Pérdidas en la transmisión para el gas natural;
- Eficiencia en la conversión;
- Mezcla de combustibles para necesidades de electricidad asociadas con abastecimiento de combustible y construcción/desmantelamiento de plantas.

Hidroelectricidad

- Tipo (represa);
- Ubicación de la planta;
- Uso energético para la construcción del dique;
- Emisiones en la construcción de la planta (concreto y acero). Para grandes represas en las que la relación superficie-volumen es grande, la tasa de emisión de GEI está influenciada por la descomposición de biomasa durante la inundación y oxidación del sedimento superficial, responsable de grandes emisiones de metano.⁵⁷

Biomasa

- Propiedades de la materia prima (contenido de humedad y poder calorífico);
- Uso de energía para requerimientos la materia prima (crecimiento, cosecha, y transporte);
- Tecnología de planta;
- El factor de emisión del dióxido de carbono para la combustión de biomasa se adopta como neutral. Esto significa que la cantidad de carbono liberada durante la quema de biomasa es igual a la absorbida biogénicamente durante el crecimiento de la planta.

⁵⁷ (Guérin et al., 2006).

Energía nuclear

- El uso de combustible fósil para el transporte y movimiento de suelos para la extracción de combustible nuclear, y consumo de energía eléctrica en conversión, enriquecimiento y construcción/desmantelamiento (más materiales);
- El enriquecimiento del combustible por difusión gaseosa, es un proceso electro intensivo que puede liberar por esto GEI en un orden de magnitud respecto del enriquecimiento por centrifugado (Fthenakisa et al., 2007; Quinto, 2006).
- El reprocesamiento de combustible (óxido uranio u óxido mezclado), por su consumo de energía, que puede dar cuenta del 10% al 15% del total de carga de GEI nuclear.

Eólica

- Uso de energía para la fabricación de las paletas y construcción de la instalación;
- Mezcla de electricidad y regulaciones en la construcción, que son altamente dependientes del país y el sitio específico (tierra adentro vs. costa);
- Rendimiento anual o factor de capacidad (depende de las situaciones naturales de emplazamiento), que identifica la frecuencia de operación (disponible) para la instalación. La velocidad de viento promedio es el parámetro clave cuando se estima el grado de intermitencia en la generación. Un aumento del 50% en la velocidad del viento, duplica el rendimiento anual.

Solar Fotovoltaica (PV)

- Calidad y grado de silicio utilizado para la fabricación de la celda;
- Tipo de tecnología (amorfo vs. material cristalino);
- Tipo de instalación (techo vs. fachada);
- Mezcla de combustibles para requerimiento de electricidad;
- Rendimiento anual y supuesto tiempo de vida de la instalación. Son consideraciones importantes cuando en el cálculo de emisiones por kWh (como en el caso de la energía eólica). Este tipo de tecnología tiene emisiones relativamente bajas por kW, pero altos valores por kWh debido a los factores de baja disponibilidad (tecnologías intermitentes).

3.4.3 Comparación de la contribución de las distintas tecnologías a los GEI

Las emisiones de las instalaciones de generación de energía eléctrica dependen tanto de las tecnologías como de la elección del combustible. La tecnología determina la eficiencia en la conversión del combustible en electricidad y el combustible determina el contenido de carbono. Se han realizado numerosos estudios del rango de factores de emisión para diferentes tipos de fuente de generación. Sus resultados se resumen en la figura 3.6 (IAEA, 2000). Aquí se evidencia el amplio rango de emisiones de dióxido de carbono en la generación de energía eléctrica. Como podemos ver, las tecnologías de combustibles

fósiles tienen los más altos valores de emisión, con el gas alrededor de la mitad de las del carbón.

Las energías renovables y la nuclear no tienen emisiones netas de uso del combustible y son un grado de magnitud más bajas que las emisiones en la generación de energía fósil. Las pequeñas cantidades dan cuenta de las emisiones resultantes de los materiales usados para la construcción y el desmantelamiento de las instalaciones. Las emisiones de las plantas solares son de alrededor de un orden de magnitud mayores que la nuclear. Hay un amplio consenso mundial respecto a la necesidad de establecer estrategias que minimicen el crecimiento de los niveles de CO₂. El efecto en el cambio climático debido al incremento de los niveles de CO₂ es un factor muy importante en la comparación entre el uso de carbón y energía nuclear para producir electricidad.

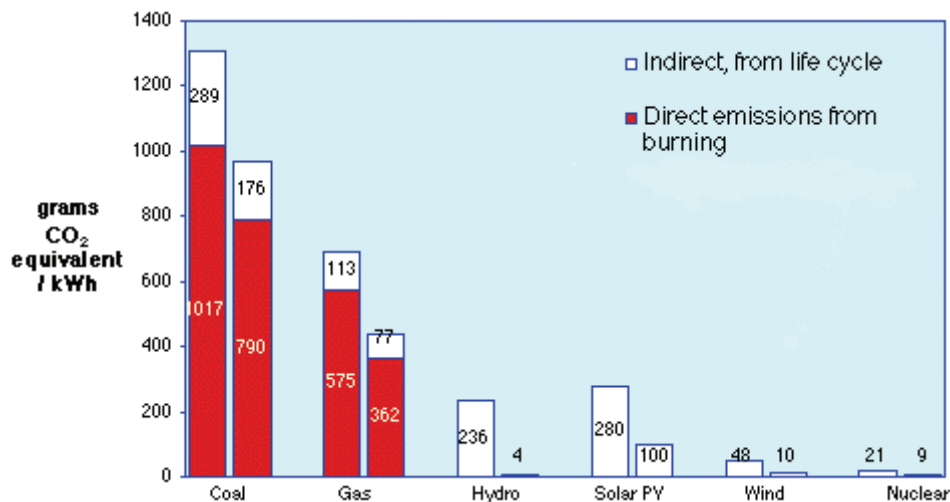


Figura 3.6: Emisiones de GEI de las distintas fuentes de generación de energía eléctrica. Las barras indican el valor más alto y más bajo para cada tecnología. (IAEA, 2000)

Las emisiones mundiales de CO₂ provenientes de la quema de combustibles fósiles suman un total de 25 billones de toneladas por año. Cerca del 38% de estas emisiones son del carbón y un 43% del petróleo. Cada instalación de generación eléctrica de 1000 MWe⁵⁸ funcionando a carbón de alta calidad significa un total de 7 millones de toneladas de CO₂ por año. Si se usa carbón de menor calidad, la cantidad de CO₂ es mucho mayor.

⁵⁸ Mega Watio eléctrico.

Como se puede observar en la figura 3.7, los resultados de un estudio más reciente (Alsema et al., 2006), confirman que las menores tasas de emisión de GEI son las de la generación nucleoelectrónica. Considerando el ciclo completo de generación de energía, la nuclear emite entre 6-25 g de CO₂ por cada kWh de electricidad producido. Según este estudio, esto es mucho menos de lo que emite una central térmica de carbón, 915 g/kWh. La energía eólica emite en el rango 11-32 g/kWh y la solar fotovoltaica 25-32 g/kWh y con las nuevas tecnologías se espera que estos valores disminuyan a 15 g/kWh en el futuro.

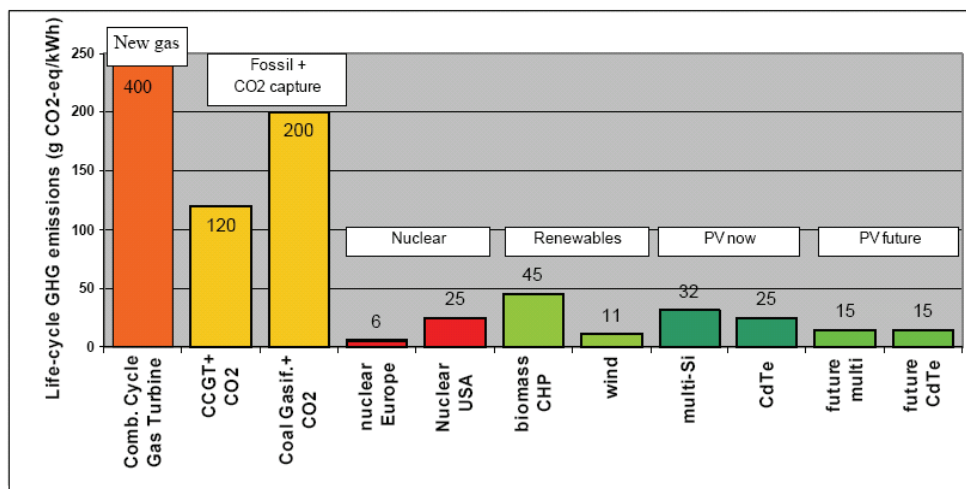


Figura 3.7: Comparación de las emisiones de diferentes Fuentes de energía eléctrica. (Alsema et al., 2006)

3.4.4 Evaluación de los impactos ambientales

Como se señaló con anterioridad las diferencias básicas en los impactos en la generación de electricidad abarcan no sólo la fuente de energía primaria, sino también la tecnología empleada y el emplazamiento elegido. Como hemos visto, ninguna tecnología relacionada al abastecimiento energético y uso, para producción de electricidad está asociada a emisiones nulas de GEI, hay que notar, sin embargo que las variaciones en el factor de emisión para las diferentes opciones son bastante significativas.

En la generación de electricidad las tecnologías de combustión ocupan actualmente un lugar preponderante, como hemos visto a través del capítulo. La generación de emisiones es un efecto propio de la combustión y dependiendo del combustible las emisiones son mayores. La utilización del *carbón* supone las mayores emisiones de GEI y emisiones importantes de gases contaminantes y partículas. Las tecnologías basadas en la utilización

de **gas natural** son relativamente limpias en relación con la emisión de contaminantes. Los ciclos combinados contribuyen, por su rendimiento elevado, a la reducción de estas emisiones pero las emisiones de gases de efecto invernadero son significativas.

La **generación fotovoltaica** es muy limpia en su utilización, pero la consideración de su ciclo de vida total supone tasas de emisión mucho mayores que la nuclear y la hidroeléctrica. Este tipo de tecnología está mejorando sustancialmente desde hace unos años y se espera que disminuyan las emisiones provocadas pero el aporte que representa para el mercado no es significativo.

La **generación eólica** es ambientalmente positiva y no representa tasas de emisión significativas. Tiene la desventaja de que no todos los emplazamientos son igualmente adecuados desde el punto de vista ambiental (impacto sonoro y en el entorno natural). Por otro lado, el problema de esta tecnología es su carácter de intermitente, dependiendo fuertemente de la climatología. Esta tecnología, como la solar, es de baja densidad de potencia y no contribuyen a la estabilidad del sistema eléctrico. Sin embargo son adecuadas para la descentralización.

La **energía hidroeléctrica**, aunque no supone emisiones de gases de efecto invernadero ni de gases contaminantes, representa un gran impacto ambiental para el entorno natural⁵⁹. Otro de los problemas de esta tecnología es la ocurrencia de ciclos sostenidos e imprevistos de baja hidraulicidad que pueden poner en riesgo el abastecimiento eléctrico. Este factor debe ser tenido en cuenta en la planificación debido a que requiere un mayor margen de reserva para compensarlos.

Como hemos visto en el punto anterior, la **energía nuclear** no contribuye a los gases de efecto invernadero y aporta una importante contribución a la generación de electricidad que puede permitir una reducción en la utilización de energías fósiles, ayudando a mitigar el cambio climático. La aceptación pública de esta fuente de energía es la mayor dificultad actual para su desarrollo. Desde el punto de vista ambiental los retos más importantes se dirigen a mejorar su ya muy elevado nivel de seguridad y a materializar soluciones definitivas de disposición de residuos.

⁵⁹ Esto depende del tamaño de la central.

CAPITULO 4

IMPACTOS DEL CAMBIO CLIMATICO SOBRE EL SECTOR ENERGÉTICO

El sector energético es uno de los responsables del cambio climático, pero a su vez también éste incide en él. La provisión y la demanda de energía en la Argentina gira fundamentalmente alrededor de la hidráulica, del gas natural y los derivados del petróleo. El cambio climático no parece afectar significativamente la explotación de estos recursos naturales pero podría tener un alto impacto sobre la capacidad de generación hidroeléctrica. La previsible disminución de las precipitaciones afectará a la estructura de la oferta de hidroelectricidad, así como a determinadas centrales térmicas y nucleares refrigeradas en circuito abierto. En este capítulo se analizan los principales efectos previsibles del cambio climático, de los que se deducen los efectos del cambio de temperatura sobre la demanda de electricidad, y los efectos sobre la oferta de energía eléctrica por variación de la generación hidroeléctrica.

4.1 Diagnóstico del abastecimiento

Del sector energético dependen prácticamente todos los sectores económicos del país, por lo que debe ser considerado como un sector estratégico. La demanda de energía eléctrica, que representa un 16 % del consumo final total de energía, ha tenido en los últimos años un importante crecimiento y se espera que en el futuro este crecimiento continúe.

El país muestra una fuerte dependencia de la energía de origen fósil. En el período 1970-2003, la participación del petróleo más el gas natural en la oferta interna de energía primaria se ha mantenido relativamente constante, con valores iniciales entre el 90% y

92% que se reducen al 86% en los últimos años de la serie. La participación del petróleo en la oferta interna total de energía primaria se reduce dramáticamente a expensas del crecimiento sostenido de la oferta de gas natural, evidenciando el proceso de sustitución de energía más importante que presenta la matriz energética argentina de los últimos 30 años.

En lo referente al *consumo de energía eléctrica*, su crecimiento en 2007 registra una tasa anual de 5,5% con un crecimiento medio de los últimos 15 años del 5,1%. La *generación total de energía eléctrica* en este año alcanzó los 108.482 GWh, de ella el 91% corresponde a unidades asociadas a la red del Servicio Público. En el mismo año la generación hidroeléctrica tuvo una participación del 36% del total, en tanto que la producción térmica convencional 61.012 GWh (58%) y la nuclear 6.721 GWh (6%) como se puede observar en la figura 4.1.

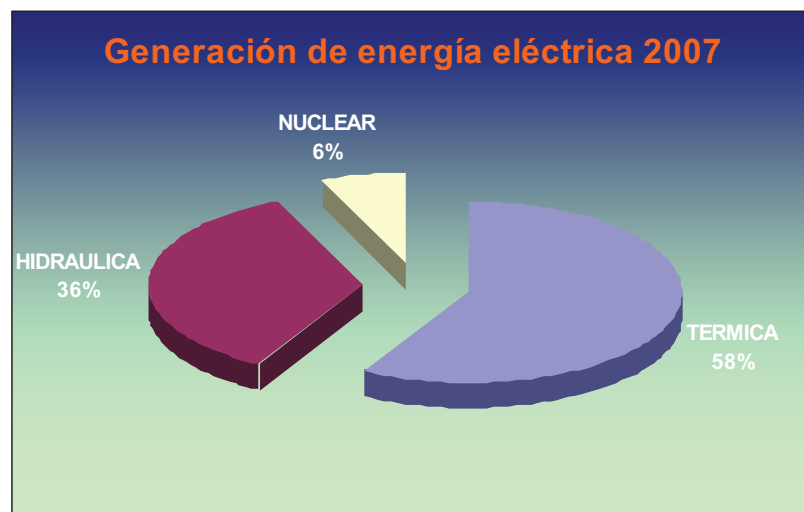


Figura 4.1: Generación de energía por tipo año 2007. Elaboración propia con datos de CAMMESA.

4.2 Sensibilidad al clima actual

La vulnerabilidad al *cambio climático*⁶⁰ de un sistema es función del carácter, magnitud y rapidez del cambio climático al que está expuesto, de su sensibilidad y de su capacidad de adaptación. Las conclusiones del IPCC apuntan a dos órdenes de cambios esperados en el clima futuro, por un lado se prevén cambios de tipo paulatino, aumentos de la temperatura, aumentos o disminución de las precipitaciones y aumentos en el nivel del mar y, por el otro, es probable un aumento en la frecuencia de ocurrencia y en la intensidad de eventos climáticos severos o extremos.

El clima exhibe importantes variaciones que pueden ocurrir de un mes a otro, de un año a otro o bien en escalas temporales más largas. La *variabilidad climática* es la manera en que las variables climáticas, como la temperatura y la precipitación por ejemplo, difieren de su estado promedio ya sea por encima o por debajo de ese valor. Cuando esta variabilidad excede las condiciones normales, puede también generar problemas en el abastecimiento de la energía eléctrica.

Estos tipos de cambios obligan a replantear las premisas con las que se proyecta la demanda de electricidad en relación con los aumentos de temperatura previstos, y con las que se define la correspondiente oferta de energía, en relación con los cambios en los regímenes hidrológicos y su impacto en la generación hidroeléctrica, y las variaciones de temperatura y el funcionamiento de las centrales térmicas.

4.2.1 Demanda de electricidad

Al analizar la sensibilidad del sector energético al clima actual se debe establecer cuáles son las variables climáticas que tienen una mayor influencia para luego analizar posibles cambios en su evolución capaces de afectar en el futuro a este sector. Zafra et al (2005) relacionan el consumo de electricidad en España con respecto a seis variables climáticas relevantes: temperatura, velocidad del viento, humedad relativa, presión atmosférica, precipitación y horas de insolación.

⁶⁰ Medida en que un sistema es capaz o incapaz de afrontar los efectos negativos externos. La vulnerabilidad está en función del carácter, la magnitud y el índice de variación climática a que está expuesto un sistema, su sensibilidad y su capacidad de adaptación. (IPCC, 2001)

La pauta más clara de influencia de la climatología en el consumo aparece en el caso de la *temperatura*. Establecen que en 18°C el consumo de energía eléctrica es mínimo, incrementándose para temperaturas mayores y menores por la activación de aparatos de acondicionamiento de aire, en verano y de calefacción, en invierno. Las otras variables climáticas tienen una influencia menor o prácticamente nula en el consumo de electricidad por lo que no van a ser tomadas en cuenta. De acuerdo con Lloyd's (1999), un incremento de tres grados en la temperatura provoca una variación de la demanda de energía del 10%.

Analizando la *estacionalidad del consumo de energía eléctrica* se observa que las demandas máximas se producen en el período invernal, aunque también se detectan picos en los meses de verano por el uso de aire acondicionado.

Uno de los factores que puede afectar el crecimiento del consumo de energía eléctrica es la marcada *disminución de la temperatura*, en los meses más fríos del año. En el 2007 los mayores crecimientos de la demanda total, cercanos al 7%, ocurrieron durante el invierno, debido a importantes crecimientos de la demanda residencial junto con la de consumos menores a 10 kW (principalmente comercial) que llegaron, en algunos casos, al orden del 30%. La causa principal de este gran incremento fueron las bajas temperaturas en forma sostenida del invierno, uno de los más fríos en los últimos 50 años.

El invierno del año 2007 en Sudamérica fue muy frío con frecuentes e intensas irrupciones de aire polar que llegaron a afectar a regiones tropicales (GISS, 2008). También se registraron frecuentes nevadas en Argentina, una de ellas el 9 de Julio en la Ciudad de Buenos Aires y alrededores, donde este fenómeno no ocurría desde principios del siglo XX. Esta es una anomalía climática debida a la variabilidad natural del clima. Un fenómeno meteorológico extremo aislado no puede considerarse como efecto del cambio climático.

En la figura 4.2 se presenta el crecimiento de la demanda de energía eléctrica y la evolución de la temperatura mínima en los meses invernales de los años 2006 y 2007. Se puede observar que entre mayo y agosto, de este último, la mayor parte del centro y norte del país atravesó un período extremadamente frío, que dio lugar a temperaturas mínimas mucho menores a las medias lo que provocó mayores consumos asociados a menores temperaturas respecto del año precedente.

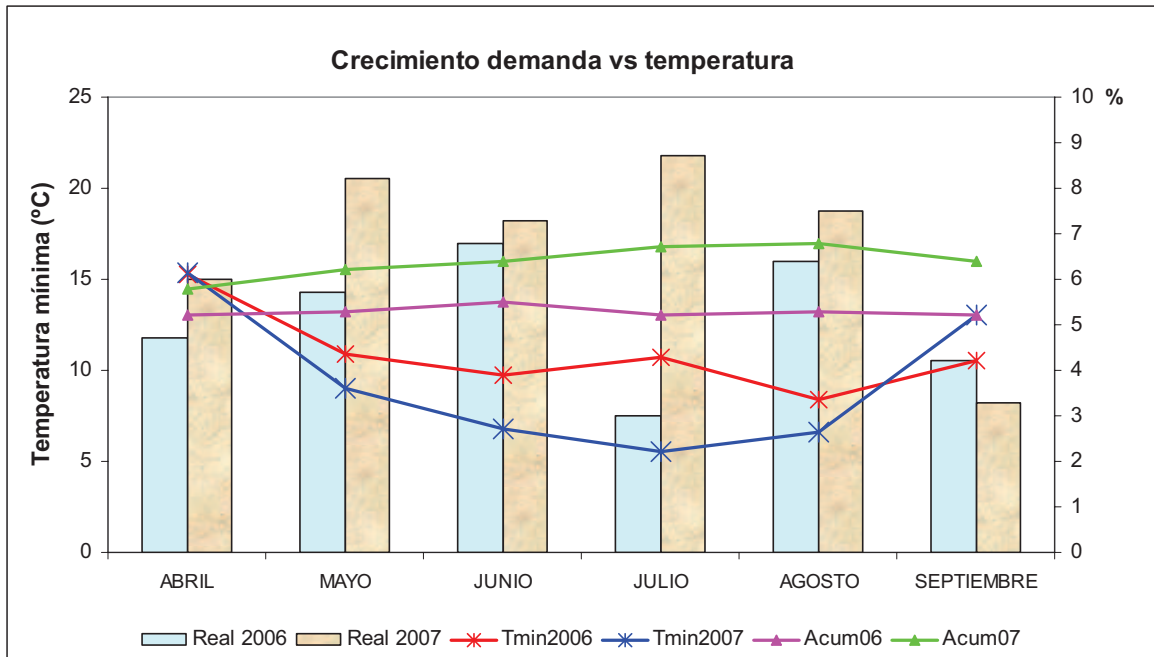


Figura 4.2: Comparación crecimiento de la demanda de energía eléctrica y temperatura mínima de 2006 y 2007⁶¹. Elaboración propia.

Si analizamos los desvíos de la temperatura mínima media del mes respecto de la media climática del período 1961-1990, se puede observar que hubo un predominio de desvíos negativos, resultando algo más acentuados en la provincia de Buenos Aires, noreste de la Patagonia y norte de Cuyo, con valores entre -1°C y -2°C .

Con el fin de evaluar la magnitud espacial del fenómeno de bajas temperaturas del año 2007 se realizó una clasificación de los desvíos de temperatura mínima media a lo largo del año. En la figura 4.3 podemos observar que desde el inicio del mes de mayo, las temperaturas mínimas tuvieron un brusco y marcado descenso en todo el territorio y que se caracterizó por la persistencia de valores muy bajos.

Esto llevó a un crecimiento de la demanda mayor que el año anterior como habíamos visto. Para el día 22 de junio de 2007 se alcanzaron máximos históricos de potencia de 17.072 MW y de energía de 316 GWh con una temperatura de $7,8^{\circ}\text{C}$. Esta situación llevó a

⁶¹ Real2006 y Real2007 se refieren al crecimiento de la demanda de electricidad respecto del mismo mes del año anterior, Tmin2006 y Tmin2007 son temperatura mínima y Acum06 y Acum07 es el crecimiento de la demanda de electricidad respecto al acumulado anual. Los datos fueron suministrados por CAMMESA y SMN.

requerir reducciones en las cargas industriales mayores a 300 kW en el marco de lo establecido en la Res. 1281/06⁶², para abastecer el consumo residencial.

Los meses de septiembre y octubre siguieron el mismo comportamiento de la temperatura media, observándose nuevamente un marcado cambio en la circulación dando lugar a temperaturas mínimas medias más cálidas que lo normal para la época, como se puede ver en la figura 4.3, asociado a consumos de energía eléctrica menores que el año 2006.

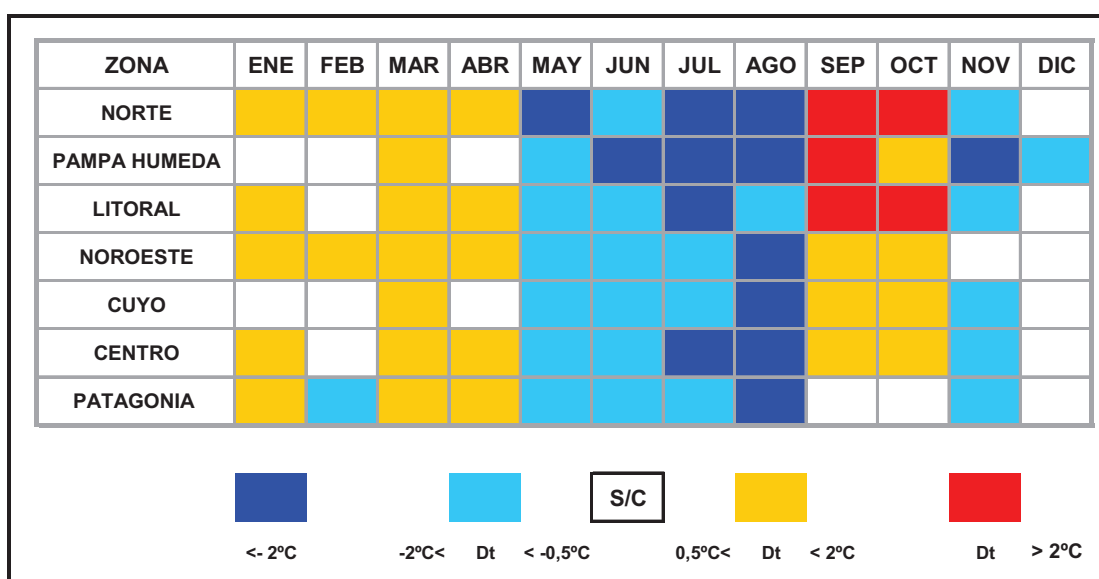


Figura 4.3: Clasificación de las anomalías de temperatura mínima media por zona⁶³ respecto de los valores climatológicos para el año 2007. Elaboración propia.

En noviembre las condiciones de tiempo fueron inusualmente frías, con heladas tardías y valores de temperatura mínima extremadamente bajos, en la zona costera de la Patagonia y provincia de Buenos Aires, debido a continuas irrupciones de aire polar no muy típicas para la época. En la ciudad de Buenos Aires, por ejemplo, para el día 15 se registró una temperatura mínima de 2.5°C, tercer valor más bajo desde principio del siglo XX para el mes de noviembre.

Los *cambios inesperados en la temperatura* también pueden provocar alteraciones en la demanda de energía. El incremento de la temperatura inusual para la época incrementa la demanda de energía eléctrica como consecuencia de las necesidades de climatización.

⁶² Resolución Nacional del Ente Regulador de la Electricidad. Información disponible en: www.enre.gov.ar.

⁶³ Las zonas sin color (S/C) representan anomalías de temperatura mínima de entre -0,5°C y 0,5°C consideradas como no significativas.

Un ejemplo claro es el ocurrido en el mes de noviembre de 2008 en el que se registraron temperaturas muy superiores a las climatológicas, situación opuesta a la ocurrida en noviembre de 2007. El mes de noviembre de 2008, en la ciudad de Buenos Aires, comenzó con temperaturas máximas que superaron los 30°C. Se alcanzaron valores de 36,5°C para el día 25, que si bien no superaron el récord histórico del mes⁶⁴, se ubican en tercer lugar de la serie histórica de temperatura máxima diaria de noviembre desde 1906. En la figura 4.4 se presenta la marcha diaria de la temperatura máxima en algunas localidades. En ella podemos observar que en gran parte del mes los valores se ubicaron por sobre los 30°C. Nótese claramente dos periodos, uno desde 2 al 13, y otro del 17 al 29. Dichos periodos fueron interrumpidos por un marcado descenso de temperatura, durante el fin de semana del 14 al 15 del mes.

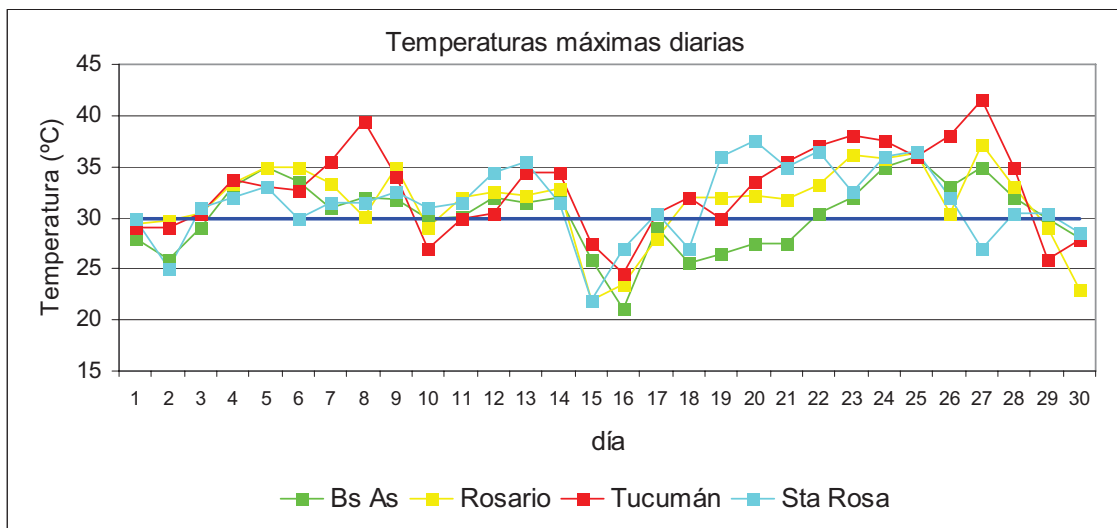


Figura 4.4: Evolución de la temperatura máxima diaria del mes de noviembre de 2008 en algunas ciudades argentinas. Elaboración propia.

De acuerdo con los datos históricos de CAMMESA el día 27 de noviembre de ese año, se alcanzó un máximo histórico de energía de 394 GWh. En este caso la temperatura media mensual fue de 24.8°C, significativamente mayor que la registrada el año anterior, de 18.8 °C, siendo la histórica del mes es de 20.4°C (SMN, 2008), en consecuencia la demanda neta de energía del mes de noviembre de 2008 tuvo un crecimiento del 7.8% respecto a noviembre del año anterior, como podemos ver en la figura 4.5.

⁶⁴ Récord histórico de temperatura máxima diaria fue de 36,8°C el 27 de noviembre de 1955.

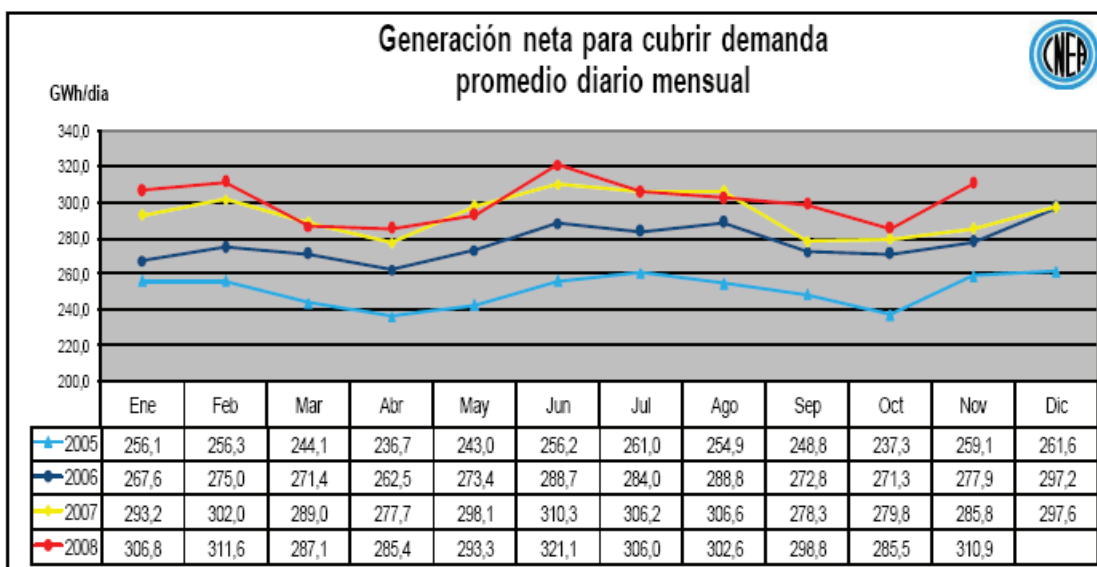


Figura 4.5: Promedios diarios mensual de generación neta para cubrir demanda. (CNEA, 2008)

4.2.2 Oferta de electricidad

La generación de electricidad es también sensible, en mayor o menor medida, a las oscilaciones climatológicas. La *hidraulicidad*, directamente relacionada con la pluviometría y con la capacidad de los embalses, influye en el precio de la electricidad.

La hidraulicidad de los ríos argentinos depende principalmente de las lluvias en el caso de los ríos Paraná y Uruguay, y del régimen pluvionival para el caso del Río Negro y sus afluentes. De esa manera los caudales aumentarán o disminuirán y, en consecuencia, también la producción eléctrica de las plantas hidráulicas. Esto significa que un año de sequías traería como consecuencia una importante baja en la producción de energía eléctrica hidroeléctrica.

En Argentina, en promedio, casi la mitad de la energía utilizada se genera a través de empresas hidroeléctricas, cuyo aporte principal lo dan la zona del Comahue con el 60% (ríos Limay y Collon Curá) y Yacyretá y Salto Grande con el 35% (ríos Paraná y Uruguay). Por lo que una baja en la producción de energía hidroeléctrica en estas dos zonas (ya sea por una falla técnica o por cuestiones climáticas) podría provocar un desabastecimiento de graves consecuencias.

Para estos casos, es importante poder prever la utilización de generación térmica, la cual no depende de cuestiones climáticas para funcionar, sino de la disponibilidad de combustible. Es claro que el combustible tiene un costo mayor y se trata de recursos no renovables, mientras que el agua de los ríos sí es energía renovable. Por ello, se dice que la generación térmica aporta seguridad al sistema, mientras que la generación hidroeléctrica balancea un despacho más económico.

En el peor momento de la crisis socio-económica (2001-2002) se utilizó un mayor despacho de energía hidroeléctrica, no sólo mayor en relación a lo generado históricamente sino también en relación a la energía producida térmicamente. Se pudo recurrir a esta alternativa por las condiciones climáticas favorables de mayor hidraulicidad que permitieron abaratar al máximo los costos de generación.

En el año 2007 las precipitaciones en la zona del Comahue fueron inferiores a los valores normales durante la mayor parte del año, principalmente en el período mayo-agosto (época en que se producen las mayores precipitaciones de la región). El total anual fue inferior al normal anual en un 38%. La figura 4.6 muestra la evolución a lo largo del año de la precipitación acumulada anual (a) y del total mensual (b) en una localidad representativa de la zona.

Esta característica de año hidrológico seco, asociado al alto crecimiento de la demanda, ya mencionado, llevó a una gran utilización de las reservas hidráulicas del área Comahue y a la importación de energía desde Brasil. Esto situó a los embalses en franjas de operación extraordinarias, y debido a las bajas precipitaciones no pudieron reponerse totalmente, condicionando así la operación del año 2008.

La figura 4.7 muestra las variaciones de la oferta eléctrica que está centrada en las oscilaciones de la *hidroelectricidad* del MEM más MEMSP para los años 2006 y 2007. Se observa, cómo se incrementa la oferta en el período invernal, con valores que superan en un 15% al promedio anual, y en los cuales también se incrementa el grado de dispersión. En los valores indicados se ha considerado el 50% de la oferta de la Central hidroeléctrica de Yacyretá como producción de Argentina, y el restante 50%, que corresponde a Paraguay, es energía que dispone nuestro país y se está asignando como importación (el volumen medio es del orden de los 5.300 GWh). En la misma figura podemos observar la diferencia en la generación entre el año 2006 y el 2007 especialmente en la segunda mitad del año donde se observa el déficit de generación hidráulica en el último año.

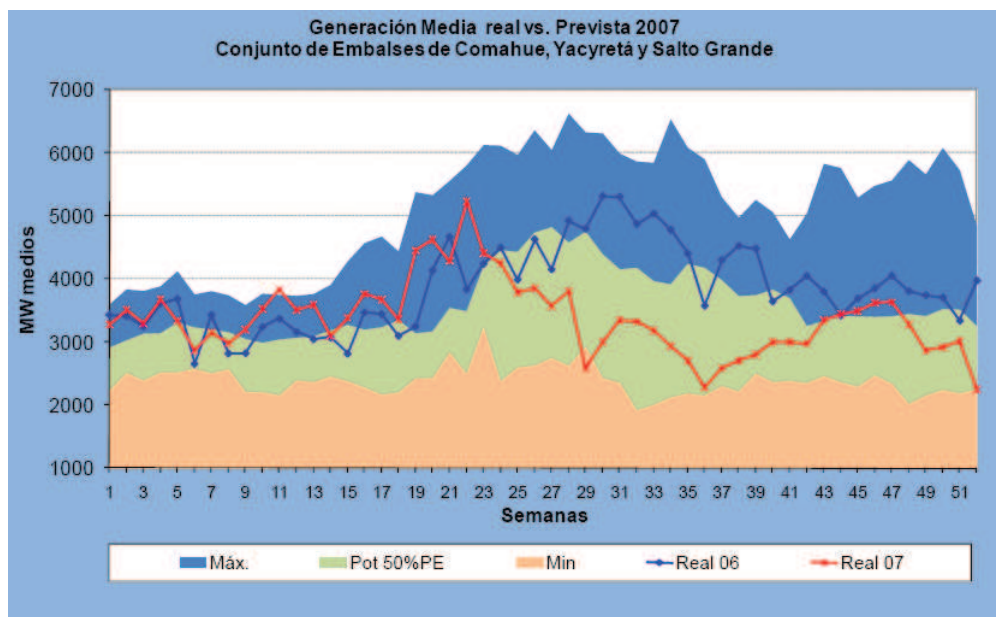
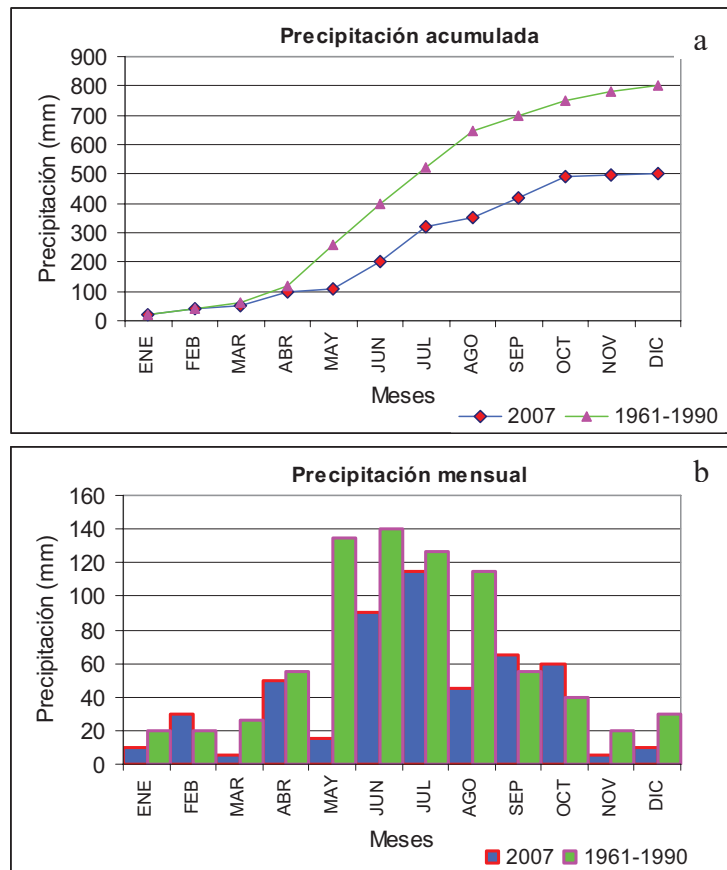


Figura 4.7: Generación hidroeléctrica media semanal 2006 y 2007 (CAMMESA, 2007)

Con respecto a la oferta de las *centrales térmicas* las variaciones se relacionan a distintos efectos combinados. Por un lado su propia estacionalidad del consumo eléctrico, visto en el punto anterior, y las variaciones asociadas a los ciclos hidrológicos, así como a su variabilidad, debido a que estas usinas son convocadas a generar la diferencia entre estas dos variables complementando el abastecimiento del MEM.

Otro inconveniente importante está dado por las restricciones de suministro de gas que experimentan en invierno, las cuales obligan a que las centrales tengan que recurrir a la utilización de sustitutos más caros y más contaminantes como fuel oil y gas oil.

En la figura 4.8 se observa la relación entre la generación de energía térmica y la producción de energía hidráulica, en la que también se puede ver el consumo de combustible. Se pueden identificar claramente los años con mayor hidraulicidad en los períodos 1994-1995, 1990 y 2001-2002 y los períodos de baja hidraulicidad en 1988-1989, 1998-1999 y 2003-2004, estos últimos indicados en la figura como (1), (2) y (3).

Si analizamos las curvas de generación hidráulica y térmica podemos evidenciar en (1) la histórica sequía⁶⁵ del **1988-1989**, que comenzó en agosto y se extendió por 14 meses pasando por todas las etapas desde sequía incipiente hasta extrema. Esto afectó seriamente la zona del Comahue determinando serios problemas en el suministro de electricidad acompañado de lapsos de bajos aportes en el río Uruguay.

En el punto (2) podemos observar la situación de **1999** en la que las capacidades de generación plena de las plantas hidráulicas se vieron reducidas sustancialmente y en algunos casos se llegó a una reducción extrema en los niveles de los embalses.

En el punto (3) se puede observar la situación del año **2003** y principios de **2004** cuando se produjo una sequía importante en el litoral argentino. La represa Yacyretá en septiembre y octubre, que superó la dificultad de la disminución del caudal del río Paraná con valores entre los percentiles 25 y 50 por debajo de la serie 1971-2002, a través de la regulación de caudales que efectúa el sistema eléctrico brasileño con sus casi 50 presas situadas aguas arriba de Yacyretá, según lo informado por la Empresa Binacional. Los meses del período considerado fueron acompañados por temperaturas medias mayores a las normales (Alessandro, 2007).

⁶⁵ Según el Servicio Meteorológico Nacional (1988) la sequía "*en términos generales puede ser considerada como la insuficiente disponibilidad de agua en una región, por un periodo prolongado para satisfacer las necesidades de los elementos bióticos locales. Estas necesidades dependen de la distribución de las poblaciones de plantas, animales y seres humanos, de su modo de vida y del uso de la tierra*".

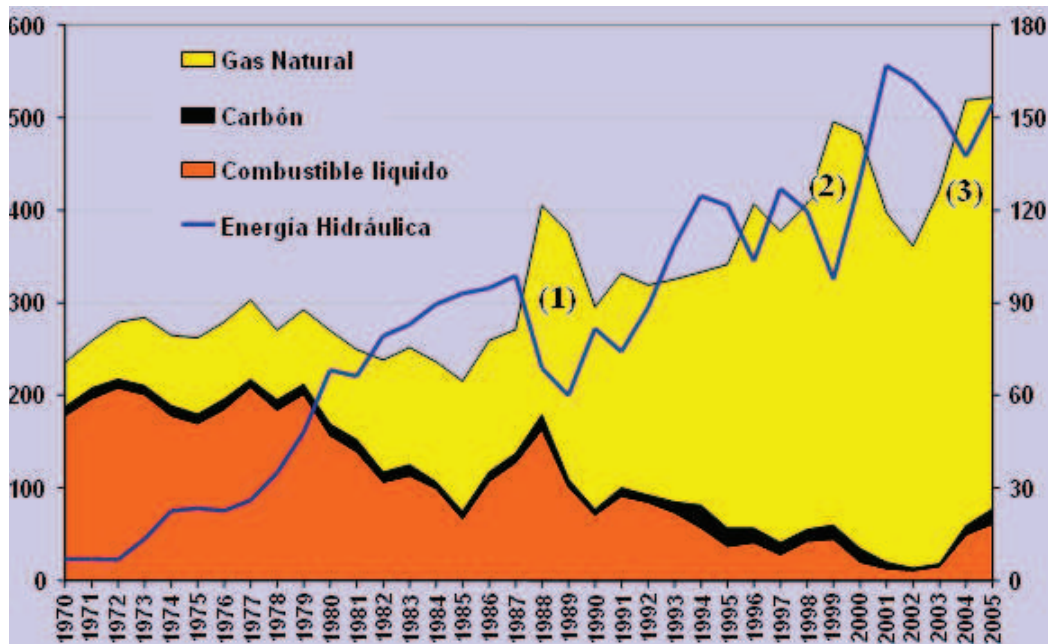


Figura 4.8: Consumo de combustible por plantas de energía térmica (derecha) y producción de energía hidráulica período 1970-2005 (izquierda) Los puntos indicados con (1), (2) y (3) señalan períodos de muy baja hidraulicidad. (Coppari et al., 2008)

En la figura 4.9 se presentan los factores de carga⁶⁶ de las diferentes tecnologías donde se puede también observar los ciclos hidrológicos y cómo son compensados con el despacho térmico fósil. Se pueden identificar nuevamente los períodos de sequía señalados como (2) y (3) en la figura 4.8.

Es también conocido el efecto que la temperatura tiene en la diferencia de rendimiento en las centrales térmicas y nucleares, así como en las de cogeneración, solar térmica de alta temperatura y en la biomasa. El ciclo Rankine reduce su rendimiento termodinámico cuando el foco frío es menos intenso. Otro de los problemas es que se incrementa el impacto térmico. Un ejemplo de esta situación es lo ocurrido en Francia cuando varias de sus centrales⁶⁷, en agosto de 2003, recibieron autorización para verter a los ríos las aguas utilizadas para enfriar los reactores nucleares con temperaturas más elevadas de lo permitido por las normas en vigor.

⁶⁶ Los factores de carga se calculan como la generación real anual dividida por la generación teórica (potencia de la máquina por las 8760 horas del año). Las únicas disponibilidades reales son las del parque eólico, nuclear e hidráulico porque el factor de carga de la generación térmica está influenciado también por el despacho que la usa como variable de ajuste.

⁶⁷ Centrales nucleares de Bugey: Ain, este; Golfech: Tarnet-Garonne, sur; y Tricastin: Drome, sureste.

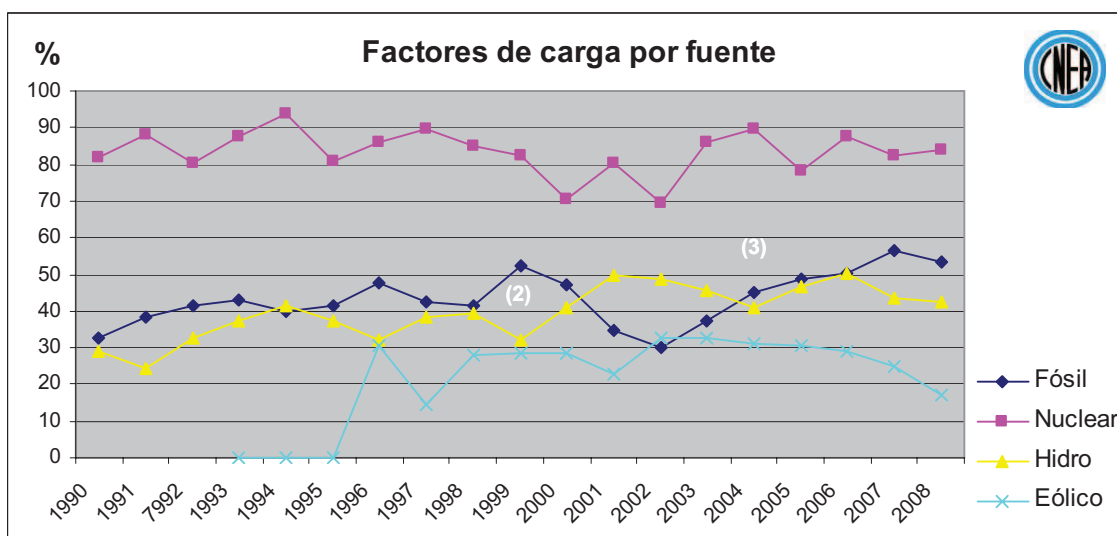


Figura 4.9: Factores de carga por fuente de generación eléctrica. (Rey, 2009)

La energía eólica se ve perjudicada con situaciones de estabilidad térmica (anticiclones en invierno o en verano) y con episodios de extrema inestabilidad (vientos muy fuertes). En el caso de la fotovoltaica y de la solar térmica, los vientos fuertes producen arrastre de polvo (ensuciamiento de paneles y helióstatos), llegando a tener que dejar de operar por períodos de mantenimiento.

En la distribución de tecnologías, es importante destacar que algunas de ellas estarían más afectadas que otras por un calentamiento atmosférico y una reducción de las precipitaciones. El cambio climático podría afectar especialmente a las centrales hidroeléctricas, por los menores aportes hídricos, y, aunque en menor grado, a las centrales nucleares⁶⁸ y térmicas, tanto de carbón, de fuel, de gas, como de ciclo combinado, ya que todas ellas reducen su eficiencia al elevarse las temperaturas.

⁶⁸ En el caso de este tipo de centrales el caudal de agua de refrigeración es menor a al 10% del caudal del río. El Paraná supera ampliamente este valor (Comunicación personal Norberto Coppari).

4.3 Estimación del clima futuro

Muchos análisis de impactos, vulnerabilidad y evaluación de riesgos futuros del cambio climático se basan en modelos que requieren escenarios cuantitativos de datos climáticos.

Como vimos en el Capítulo 2, el clima depende de los forzamientos externos⁶⁹. Por esto los modelos climáticos globales requieren los valores de estos forzamientos futuros del sistema climático para simular el clima del siglo XXI. Algunos forzamientos externos como los factores astronómicos pueden predecirse con gran exactitud mientras que otros como la radiación solar lo son con aproximación y la actividad volcánica es impredecible por el momento y solo puede hacerse una hipótesis. El componente antrópico del forzamiento radiativo (nivel de las concentraciones de GEI y de los aerosoles) va a depender de numerosos factores cuya predicción es bastante compleja tal como el crecimiento económico el desarrollo hacia una sociedad con mayor o menor equidad el crecimiento demográfico, los cambios tecnológicos y la decisión política de reducir o no las emisiones.

Una forma de manejar las incertidumbres del futuro es el desarrollo de escenarios. Un escenario futuro no es una predicción sino un estado coherente de las distintas variables del sistema bajo la suposición de la ocurrencia de ciertas circunstancias que lo determinan.

4.3.1 Escenarios climáticos

Los *escenarios climáticos* son representaciones acerca del clima futuro consistentes con suposiciones sobre emisiones futuras de gases de efecto invernadero y otros contaminantes y con el conocimiento científico actualizado sobre el efecto que tendrá el aumento de las concentraciones de estos gases sobre el clima global. En consecuencia, describen cómo se espera que las futuras actividades humanas alteren la composición de la atmósfera y por lo tanto en qué medida modificarán el clima global. Con esta información se trata de estimar cómo se afectarán los sistemas naturales y las actividades humanas. Por lo tanto, los escenarios climáticos son una indicación sobre cómo podría ser el clima en las próximas

⁶⁹ Conocidos como *driving force*.

décadas, a partir de un conjunto de suposiciones que incluyen: tendencias futuras de demanda energética, emisiones de GEI, cambios en el uso del suelo y de las aproximaciones a las leyes que rigen el comportamiento del sistema climático sobre períodos largos de tiempo. Es importante tener en cuenta que la incertidumbre que rodea estas suposiciones es grande y determina el rango de escenarios posibles.

Los escenarios de emisiones, basados en suposiciones acerca de las posibles evoluciones socioeconómicas del mundo, y las proyecciones de concentraciones de GEI y forzantes radiativos más utilizados fueron elaborados a pedido del Panel Intergubernamental para el Cambio Climático y constituyen la base sobre la que se elaboraron escenarios futuros. La causa más importante de los rápidos cambios observados en la composición atmosférica es la actividad humana, en particular las emisiones de GEI y aerosoles y las modificaciones en la cobertura y uso del suelo. Este tipo de escenarios desarrollados por el IPCC en su informe del año 2001 (IPCC, 2001) y denominados escenarios SRES⁷⁰ incluyen proyecciones hasta el año 2100. Frecuentemente se los llama *escenarios de emisiones* y para ello contienen una amplia variedad de suposiciones socio-económicas.

Estos informes contienen cuatro escenarios diferentes (Figura 4.10). Dos escenarios enfatizan en riqueza material y los otros dos en sostenibilidad y equidad. Adicionalmente, dos escenarios enfatizan en globalización y dos en regionalización⁷¹.

Los modelos climáticos globales (MCG) representan los procesos físicos en la atmósfera, océanos, criósfera y la superficie terrestre, y constituyen la herramienta más confiable para simular la respuesta del sistema climático global al incremento de las concentraciones de los GEI.

⁷⁰ Los resultados de estos modelos desarrollados por un conjunto de institutos con alta capacidad científica y computacional se encuentran disponibles en: www.dkrz.de/ipcc/ddc/html/SRES/SRES_all.html del Centro de Distribución de Datos (DDC) del IPCC (IPCC, 2000).

⁷¹ Se puede encontrar una descripción detallada de los escenarios en la pagina del Centro Grid Arendal del UNEP .en: www.grida.no/publications/other/ipcc_tar/?src=/climate/ipcc_tar/wg1/338.htm (IPCC, 2001)

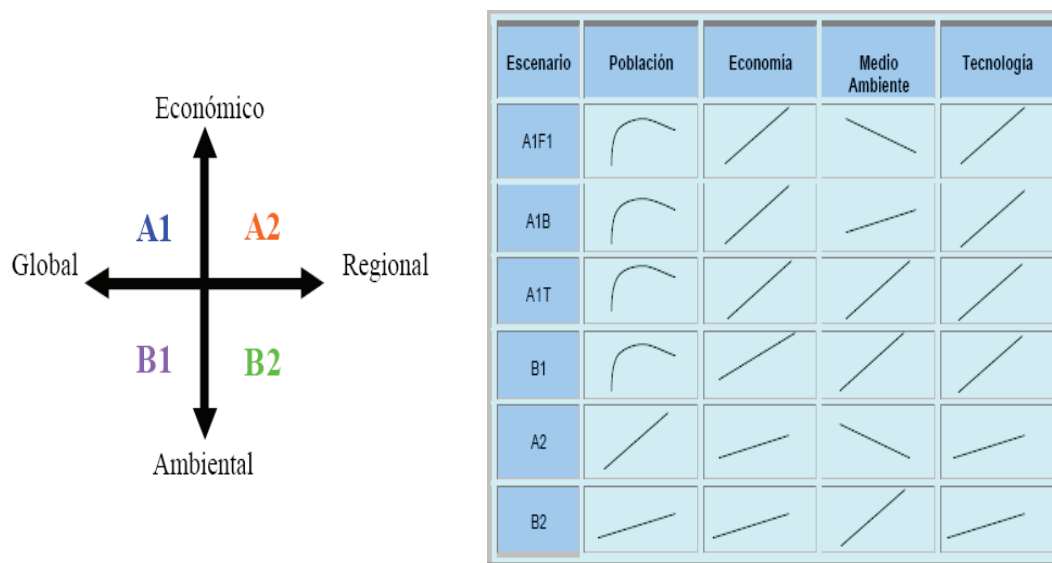


Figura 4.10: Esquema de dos de las dimensiones involucradas en los cuatro escenarios de emisiones SRES propuestos por el IPCC y concentraciones de CO₂ relativa a cada escenario. (IPCC, 2000)

La forma que los escenarios socio-económicos son considerados en los MCG es a través de los escenarios de emisión de cada uno de los gases que son convertidos a escenarios de concentraciones de acuerdo con los tiempos de vida de estos gases en la atmósfera

Los mejores modelos globales son actualmente utilizados como herramientas orientadoras para estimar los cambios climáticos globales del siglo XXI, aunque requieren todavía perfeccionamiento para la predicción de las características regionales o locales de esos cambios. Asimismo, los MCG con modelos climáticos regionales (MCR) de alta resolución anidados⁷² tienen la capacidad de proveer estimaciones globales o regionales, geográfica y físicamente consistentes del cambio climático.

La comprensión de las fuentes de incertidumbre asociadas a las proyecciones del cambio climático a nivel regional es un elemento fundamental de información para cuantificar los impactos del cambio climático.

⁷² El supuesto básico de este enfoque es que el MCG simula la respuesta de la circulación global a los forzamientos de gran escala (forzamiento radiativo de los GEI, entre otros), mientras que el modelo MCR anidado simula el efecto de los forzamientos regionales a escala inferior a la del MCG (topografía). Estos añaden regional de pequeña escala a la señal climática de gran escala pero no se espera que ellos corrijan los grandes errores de los MCG. Por este motivo, resulta fundamental analizar, en primer lugar, los campos del modelo global empleado en las condiciones de contorno laterales antes de proceder a realizar un experimento con un MCR.

4.3.2 Evaluación de la vulnerabilidad al cambio climático en la generación de electricidad

Como hemos visto, la operación del sistema eléctrico depende principalmente de la disponibilidad de generación hidroeléctrica y térmica convencional, basada en la disponibilidad de gas natural y sus sustitutos: fuel oil y gasoil (caros y más contaminantes).

Las bajas temperaturas durante el invierno son las principales variables que afectan el comportamiento del sector eléctrico como consecuencia del elevado empleo del gas natural para calefacción. En conclusión, las variables climáticas que afectan el desempeño del sistema eléctrico son:

- Las precipitaciones que modifiquen el caudal afluente de los ríos Paraná, Uruguay, y de los ríos de la cuenca del Comahue.
- La temperatura determina la disponibilidad de gas natural para la generación térmica convencional operando con dicho combustible.

La ubicación geográfica de la generación hidroeléctrica se concentra en las regiones noreste de Argentina y en la región del Comahue, y la generación térmica en el área de Gran Buenos Aires y circundantes. La generación de la cuenca del Comahue es aprovechada en los meses de invierno, mientras que la de Yacyretá es aproximadamente constante debido a que es una central de pasada. La producción de Salto Grande es altamente fluctuante, debido a la aleatoriedad de los aportes hidrológicos del río Uruguay.

4.3.3 Métodos de regionalización utilizados

Para el diseño y definición de estrategias de adaptación al cambio climático, es necesario tener una estimación de los cambios que se van a producirán en las variables climáticas a nivel regional. Es importante, entonces, la generación de *escenarios climáticos regionales*.

Los modelos climáticos globales para el desarrollo de escenarios de cambio climático global permiten evaluar los impactos globales de los cambios en los gases de efecto invernadero. Para investigar cambios regionales en las variables y condiciones atmosféricas deben considerarse otros métodos. Las simulaciones climáticas usando modelos distintos pueden producir resultados tanto global como regionalmente diferentes.

Por lo tanto, todos los posibles resultados de los modelos deben tomarse en cuenta para evaluar la incertidumbre sobre los resultados promedio del conjunto de los modelos (Brohan et al., 2006)

Se ha elegido la *región del Comahue* como área de análisis de la vulnerabilidad y simulación de escenarios futuros debido a que desde hace unos años se vienen realizando estudios de diagnóstico climático y cambio climático en la Patagonia. En este período se ha adquirido experiencia en el estudio del clima de la región y se han realizado distintos estudios de vulnerabilidad al cambio climático. (Rössler et al., 2006, 2007; Barbero et al., 2006)

Para llevar a cabo la *regionalización* se utilizaron dos métodos:

El método de regionalización más sencillo para realizar es el “*downscaling*”⁷³ que consiste en interpolar los resultados de los MCG de los puntos de grilla en un área de interés para el período presente y el futuro. De esta manera, la diferencia entre las dos respuestas representará el cambio de clima en ese sector. La ventaja de este método es que dada su simplicidad posibilita el procesamiento y comparación de una serie de MCG en un área de estudio, obteniendo estimaciones promedio del cambio en las variables consideradas.

Otro método de regionalización es el llamado “*downscaling dinámico*”⁷⁴ en el que los MCR son conducidos por simulaciones de cambio climático con MCG. Se realizan *experimentos de control* en el período 1961-1990 y para un *escenario futuro* a evaluar, considerando distintos escenarios de emisiones obteniéndose campos de variables meteorológicas a muy alta resolución. Las diferencias entre la respuesta para presente y futuro representa el cambio de clima. La principal ventaja de esta técnica es que ellos son capaces de suministrar información en alta resolución de un conjunto de variables climáticas físicamente consistentes y representando mejor los eventos extremos. Una de las desventajas es requiere un tiempo muy largo de procesamiento (del orden de meses).

⁷³ “*Downscaling*” o reducción a escala.

⁷⁴ Las técnicas de “*downscaling dinámico*”, o reducción a escala dinámica, tienen como propósito aumentar la resolución de los modelos atmosféricos, anidándolos con modelos atmosféricos regionales.

4.3.4 Tendencias climáticas en la cuenca del Comahue

La generación de energía eléctrica del Comahue con seis centrales hidroeléctricas, cinco de ellas sobre el río Limay y una sobre el río Neuquén. Las cuencas de estos se originan en los faldeos orientales de los Andes y con algunas variantes tienen máximo caudal en la primavera y verano como resultado del deshielo en los Andes. La cuenca del río Limay es la más importante en términos energéticos por contar con la mayor cantidad de obras de control de crecidas y generación hidroeléctrica, que representan en promedio el 43% de la potencia hidroeléctrica instalada en el país (Secretaría de Energía, 2004)⁷⁵.

Entre las principales obras hidroeléctricas se encuentra El Chocón. Es una presa con un embalse sobre el río Limay que presenta un lago de 816 km². Otros importantes aprovechamientos hidroeléctricos, aguas arriba del anterior, son la central de Piedra del Águila y la de Alicurá. El régimen de alimentación de esta cuenca es de característica pluvio-nival, observándose en el hidrograma anual (no mostrado) dos máximos, producidos por procesos de precipitación en el período junio a agosto y por fusión en octubre a diciembre.

Las tendencias en temperatura de la región del Comahue tuvieron un aumento de más de un grado en el siglo XX (Caffera, 2005). Hubo un retroceso de los caudales de los ríos que se originan en la cordillera, probablemente, ocasionados por la disminución de las precipitaciones nivales sobre la Cordillera de los Andes.

Con respecto a las tendencias en precipitación son muchos los autores que coinciden en que ésta es una de las regiones de Argentina con ostensibles tendencias negativas (Camilloni y Doyle, 2004; entre otros). Se observa en la región sur de Chile decrecimiento de la precipitación anual sobre una gran área inmediatamente al oeste de los Andes, (Minetti, 1998 y Minetti et al., 2003). Otros estudios, de Rusticucci y Penalba (2000), encontraron tendencias similares y también notaron que en la región de Valdivia, Chile, se observaron grandes tendencias decrecientes de la precipitación anual entre 1901-1990 principalmente en la precipitación de invierno.

⁷⁵ Disponible en: energia3.mecon.gov.ar.

4.3.5 Experimentos de regionalización en la zona del Comahue

Con el fin de obtener una estimación de los valores de las variables meteorológicas futuras a escala regional, fueron considerados los resultados de una serie de modelos climáticos globales (CCSR/NIES, CCCma, CSIRO, GFDL, HadCM3 y ECHAM4)⁷⁶ para dos escenarios de emisiones del IPCC, uno moderado (SRES B2) y otro severo (SRES A2). Se realizó un “*downscaling*” para la región del Comahue interpolando los resultados de las simulaciones de los MCGs en el área de estudio para los horizontes temporales 2010-2039, 2040-2069 y 2070-2099, comparados con el período de referencia 1961-1990⁷⁷.

Dado que los cambios proyectados de gran escala en general difieren entre sí, se realizaron diagramas de dispersión del cambio de precipitación y cambio de temperatura para los diferentes horizontes respecto del período climático de referencia. Los MGCs tienen la ventaja de haber sido usados para hacer proyecciones de cambio climático bajo las emisiones SRES y, por tanto, alguna idea de incertidumbre en el cambio de cualquier zona, puede ser aprovechada para mirar la diseminación de sus resultados.

Los diagramas de dispersión de temperatura versus precipitación para las estaciones del año, indican que bajo diferentes escenarios de emisiones (A2 y B2) y para diferentes modelos, la temperatura aumentará, aunque es poco clara la tendencia de la precipitación. En las figuras 4.11a y 4.11b se muestran los diagramas de dispersión correspondientes al verano e invierno respectivamente, en el escenario de emisiones más severo (SRES A2).

Se puede observar el consenso entre varios modelos climáticos globales con respecto a la disminución de la precipitación y el aumento de la temperatura en el verano e invierno del hemisferio sur. En la región, las tendencias presentes y futuras, se observan en Chile a la misma latitud y son consecuencia desplazamiento hacia el sur del anticiclón del Pacífico, que bloquea el paso de los sistemas precipitantes y tiende a reducir las lluvias y nevadas.

⁷⁶ CCSR/NIES: Center for Climate System Research/National Institute of Environmental Studies, (Japón); CCCma: Canadian Centre for Climate Prediction and Research (Reino Unido); CSIRO: Australia's Commonwealth Scientific and Industrial Research Organization (Australia); GFDL: Geophysical Fluid Dynamics Laboratory (Estados Unidos); HadCM3: Hadley Centre for Climate Prediction and Research (Reino Unido); ECHAM4: Max Planck Institute für Meteorologie (Alemania)

⁷⁷ El período 1961-1990 es el que se considerado como clima actual, sugerido por la Organización Meteorológica Mundial.

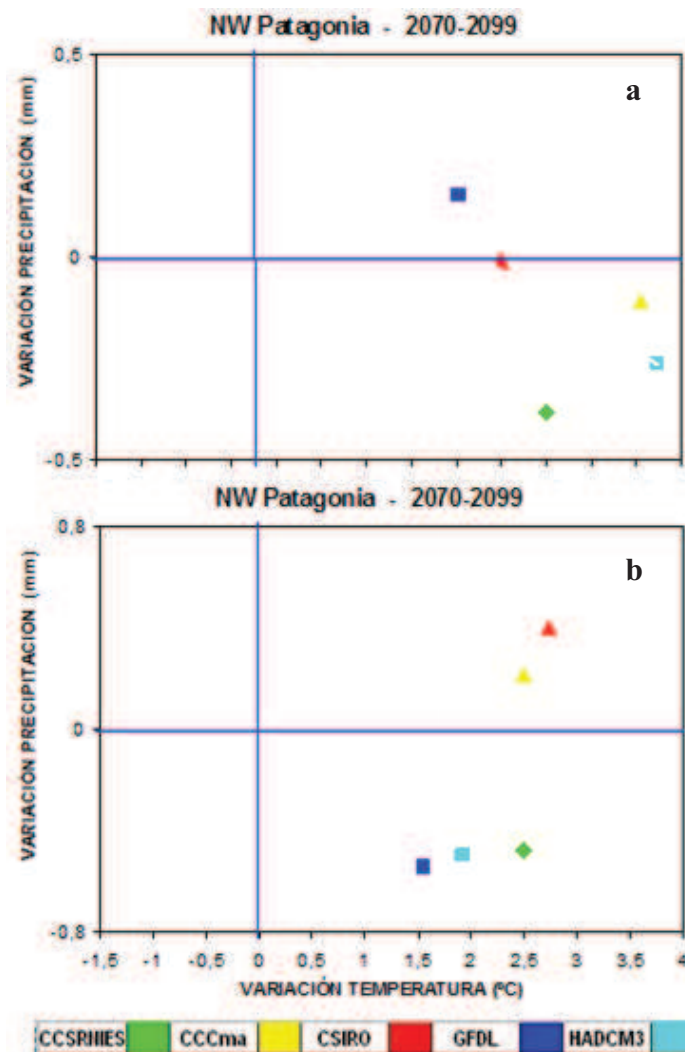


Figure 4.11: Diagrama de dispersión de la variación estacional, de la precipitación acumulada (mm/día) y variación de temperatura media (°C) para 2070-2099 con respecto al período base (1961-1990) correspondiente al verano (arriba) y al invierno (abajo) para la zona noroeste de la Patagonia. Los colores de la regla indican los modelos climáticos globales⁷⁸, SRES-A2. Elaboración propia.

En el año 2007 se realizó un ensayo de simulación de escenarios climáticos regionales con el modelo de “*downscaling dinámico*” PRECIS (Providing REgional Climates for Impact Studies)⁷⁹ para la región Patagónica para el período de control 1961-1990 (considerado como clima actual) y 2070-2080 (considerado como clima futuro), a partir del banco de datos del modelo global HadCM3 y a los escenarios de emisiones SRES-A2 y SRES-B2.

⁷⁸ Ya definidos en nota al pie 75.

⁷⁹ El modelo PRECIS es provisto por el Hadley Centre para la elaboración de escenarios regionales de cambio climático. Disponible en: precis.metoffice.com.

Para la presente tesis se procesaron los datos obtenidos en este experimento y se generaron campos de temperatura y precipitación mensuales y anuales proyectados⁸⁰ para el clima futuro con una resolución de 25 km. Los datos del modelo fueron procesados y se calcularon los promedios estacionales, mensuales y anuales de la precipitación acumulada.

En la figura 4.12a se muestran los campos de temperatura media anual para el escenario más severo (SRES A2) donde se observa, en toda la zona de estudio (indicada por el círculo), aumentos en la temperatura media del orden de 4°C para el período 2070-2080. Esto es coincidente con las tendencias actuales (Rössler et al., 2007).

Los resultados para las precipitaciones acumuladas anuales para la década 2080 y el escenario A2, se muestran en la figura 4.12b, las mismas indican una disminución en la zona de la cuenca del Comahue (indicada por el círculo). Es de destacar que se proyectan mayores descensos en el período invernal que en el verano, hecho que también ha sido observado en las últimas décadas.

Los resultados del modelo fueron validados con datos de estaciones meteorológicas de Neuquén y Bariloche provistos por el Servicio Meteorológico Nacional⁸¹.

Con el objeto del estudio de la vulnerabilidad de la generación hidroeléctrica en la zona del Comahue para un horizonte más cercano, se realizó un segundo grupo de simulaciones con el modelo PRECIS a partir de otro modelo climático global, en este caso se utilizó el modelo ECHAM4, para el período de control 1961-1990 y el escenario futuro 2010-2100 y los escenarios de emisiones más severo (SRES A2) y moderado (SRES B2). De esta manera se pudo evaluar el cambio en las precipitaciones mensuales entre un escenario base y un escenario futuro (2010-2040).

Se simularon los cambios esperados en temperatura y precipitación, en valores medios anuales y acumulados, en puntos de grilla sobre la zona de estudio con una resolución de 25km, para todos los experimentos.

⁸⁰ Cada simulación con el modelo PRECIS requiere un período de procesamiento de aproximadamente 3 meses reales para simular 100 años de integración. El período base de 30 años (experimento de control) requiere 1 mes de procesamiento. Además se realizaron 2 simulaciones A2 y B2, del período 2070-2100.

⁸¹ Disponible en: www.smn.gov.ar.

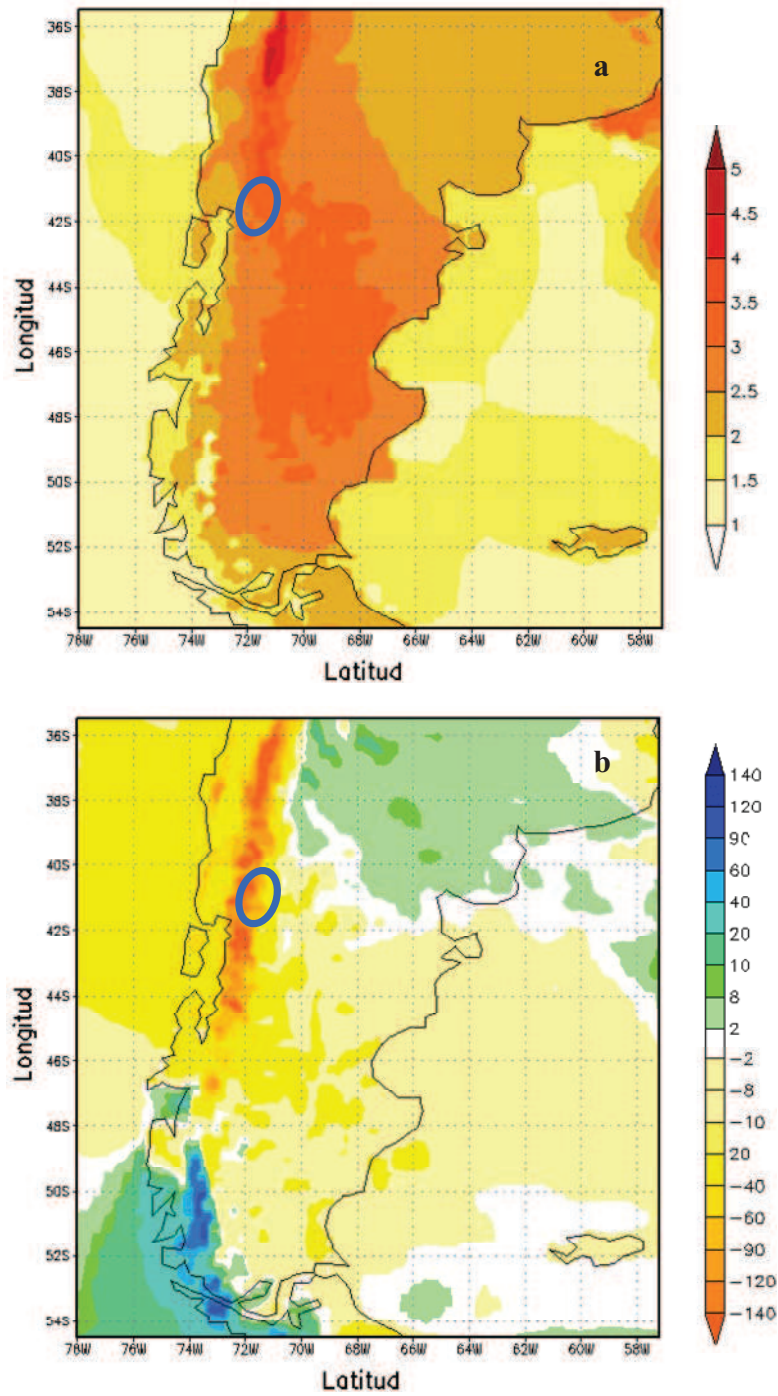


Figura 4.12: Variación anual de la temperatura media en °C (a) arriba y precipitación acumulada anual en mm/año (b) abajo (2070-2080) relativo al periodo (1960-1970), simulados por el PRECIS, con datos de borde del HadCM3 y SRES-A2. Los círculos indican la zona de la cuenta del Comahue. Elaboración propia.

En el caso del modelo ECHAM4 los experimentos realizados cubren todo el período entre los años 1991-2100, mientras que para el modelo HadCM3 van desde el año 2071 al 2100.

En la figura 4.13 se puede observar la disminución de los valores de precipitación especialmente en el período invernal. Las barras de color celeste representan el periodo base (1961-1990), las barras de color verde el escenario A2 en el período (2010-2039) y la diferencia está representada por el color claro.

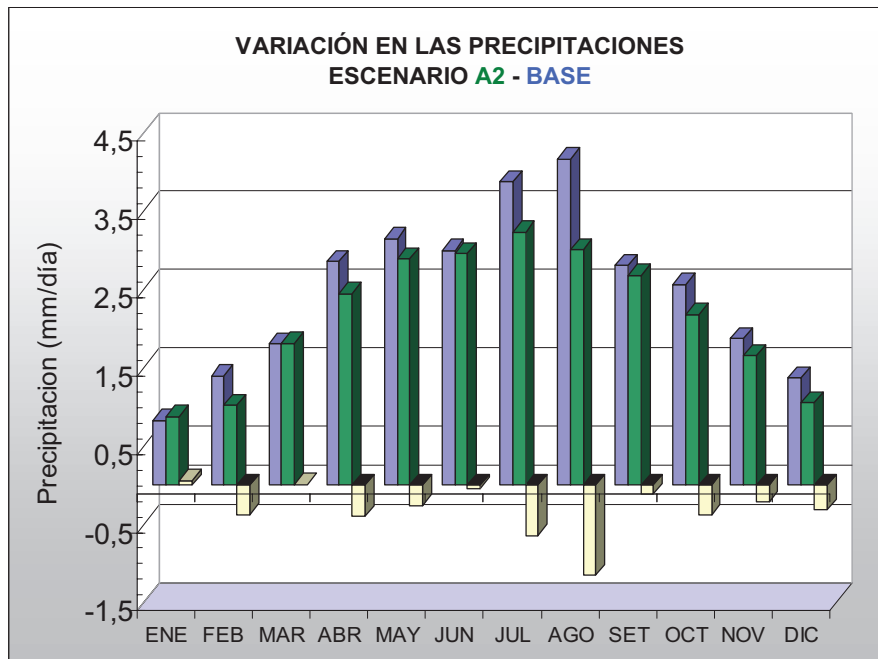


Figura 4.13: Variación en las precipitación media mensual entre un escenario base (1961-1990) en celeste y el escenario A2 (2010-2040) en verde (A2-Base). El color claro indica la diferencia. Elaboración propia.

Se observa que las mayores disminuciones se producirían en los meses de invierno con valores del orden de los 30 mm/mes para el período 2010-2039. En el escenario B2 las disminuciones fueron menores pero se mantuvieron los patrones de cambio en los meses.

Las *tendencias hídricas* de los últimos decenios son negativas en los ríos de la Patagonia norte y central, especialmente después de 1970, aunque no significativas estadísticamente. La tendencia del caudal medio del Río Limay indica que este disminuyó unos 175 m³/s desde 1903, lo cual representa una reducción de casi 22 % en un siglo (Figura 4.14). Estas disminuciones dependen fundamentalmente de la reducción significativa en la precipitación nival y pluvial en el transcurso del siglo pasado (CMNUCC, 2006).

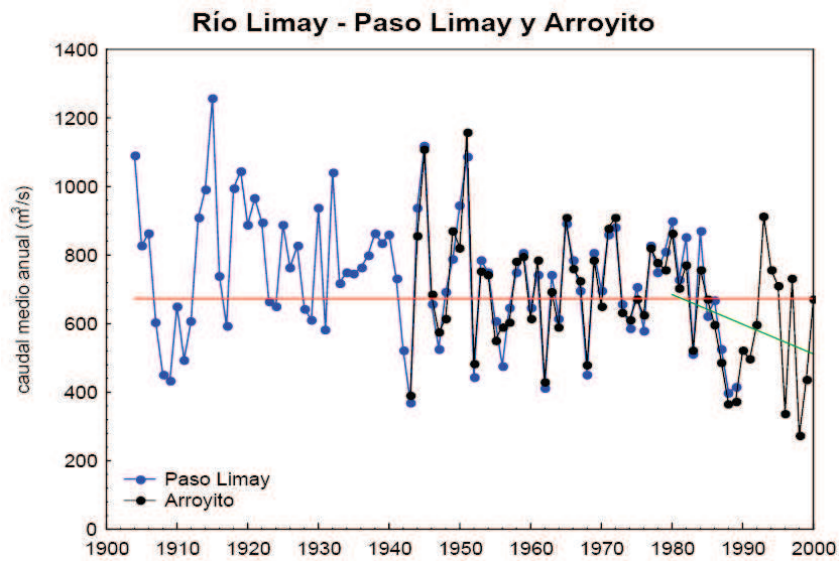


Figura 4.14: Variación del caudal medio anual en el río Limay en el siglo XX. (CMNUCC, 2006)

Los *escenarios climáticos* indican que estas tendencias continuarán y por lo tanto muy probablemente, el impacto del cambio climático sobre la generación de energía en esta región será importante. Según la proyección del caudal estimado de acuerdo con el escenario climático A2 para la década del 2020-2029, las mermas en el caudal del río serían de 26 % en verano y del 38 % en invierno (CMNUCC, 2006).

Esta disminución en el caudal implicará también una disminución en la generación eléctrica. La pérdida en la generación promedio anual se estima en 4.448.000 MWh. Esto podría tener un impacto a nivel nacional, dado que significaría una reducción de la oferta nacional del orden del 8 % de la hidroelectricidad que, en el caso de no evaluar el uso de fuentes energéticas alternativas, deberá ser reemplazada por fuentes más costosas y más contaminantes, como el fuel oil y gas oil.

4.3.6 Proyecciones climáticas y vulnerabilidades asociadas

La producción de energía hidráulica es influenciada por la variabilidad de la precipitación. Los cambios de hidraulicidad que se producirán como consecuencia del cambio climático, podrán favorecer o perjudicar la generación de energía hidráulica dependiendo de cómo

esto afecte, no solo la generación total, sino a su estacionalidad en relación con la demanda de electricidad. En el caso de que los cambios fueran desfavorables, la vulnerabilidad del sector eléctrico dependerá en gran medida del porcentaje de generación hidroeléctrica.

Como hemos visto en el punto anterior, las proyecciones climáticas futuras realizadas en *región del Comahue*, indican que habrá reducciones de las precipitaciones afectando el aporte a los caudales de los ríos y, de esta manera, a la generación hidroeléctrica.

Por otro lado, se han realizado varios estudios que señalan que los caudales en los principales ríos de la *cuenca del Plata*, el Paraná y el Uruguay, presentan una fuerte variabilidad interanual e interdecadal forzada por la variabilidad climática (Camilloni et al., 2000; Barros et al., 2000). El recurso agua ya está bajo presión en ciertas zonas y sectores como resultado de la demanda creciente. Podría ocurrir que los cambios climáticos asociados al cambio global afecten negativamente la disponibilidad de los recursos hídricos, perjudicando la generación de hidroelectricidad.

De acuerdo con distintos estudios de vulnerabilidad al cambio climático en la zona noreste de Argentina y el litoral (Barros, 2006), habrá aumentos de la variabilidad interanual de la precipitación. Si bien la media de la precipitación ha aumentado, puede haber algunos años en que las precipitaciones sean incluso menores que en periodos anteriores.

Los resultados de los estudios de vulnerabilidad de los recursos hídricos en el Litoral y Mesopotamia, realizados para la Segunda Comunicación Nacional⁸² indican que para el período 2081-2090, en el escenario más severo de emisiones, se produce una drástica disminución de los excesos hídricos en la región. Esto se origina fundamentalmente por aumento de la evapotranspiración debido al aumento de la temperatura del aire proyectada por los modelos. Este aumento llevaría a una mayor tasa de evaporación, produciendo reducciones considerables en los caudales de hasta 20%.

Con respecto a las temperaturas, se producirán aumentos especialmente en verano y mayores en la zona norte del país aumentando el consumo de electricidad en los períodos más cálidos. Las centrales térmicas convencionales y nucleares necesitan de un caudal mínimo relativamente alto para su funcionamiento normal, deberían evaluar la existencia de posibles problemas durante su vida útil restante a la luz tanto de la reducción de recursos como del aumento de la severidad de las sequías.

⁸² Disponible en: www.ambiente.gov.ar/archivos/web/File/home_documentos/Informe_Final_2CN.pdf.

El sistema eléctrico argentino es vulnerable y esa vulnerabilidad puede aumentar con el tiempo por lo que se requiere una mirada hacia el *medio y largo plazo*⁸³ para introducir medidas correctivas lo antes posible.

⁸³ Se considera medio plazo 2 a 6 años y largo plazo más de 5 años.

CAPITULO 5

EXPANSION DE LA GENERACION ELÉCTRICA

El sistema de generación eléctrica de la Argentina es fuertemente dependiente del quemado de gas natural. Este combustible es empleado por el 90% de las plantas de generación térmica⁸⁴. El crecimiento económico e industrial del país provocará indefectiblemente un fuerte crecimiento de la demanda de energía eléctrica. En este capítulo se evalúan los principales problemas y necesidades de expansión del sector eléctrico y se realiza un análisis de los resultados de una simulación de la expansión del parque de generación eléctrico⁸⁵ con restricciones en la disponibilidad de los combustibles fósiles, teniendo en cuenta el aumento de los gases de efecto invernadero.

5.1 Necesidades de expansión del sector eléctrico

Argentina ha sido un importante productor y consumidor sudamericano de energía, de la que fue un neto exportador principalmente a Brasil y Chile, pero también a Uruguay. El sector energético en nuestro país presenta algunas particularidades que se observan al analizar la evolución de la estructura del abastecimiento desde los años setenta hasta la actualidad. Se advierte en ese período el predominio del petróleo y derivados hasta mitad de los setenta y un claro proceso de sustitución paulatina del petróleo por hidroelectricidad y gas natural. En la figura 5.1 se muestra la penetración paulatina del gas en la matriz energética argentina.

⁸⁴ Valor medio de los últimos 15 años.

⁸⁵ Realizada con el modelo MESSAGE (Model of Energy Supply Systems and their General Environmental Impacts) (IAEA, 2003), por el *Grupo de Prospectiva y planificación energética y el Grupo de Monitoreo ambiental*, de la Comisión Nacional de Energía Atómica.

En la década de los ochenta se efectuó una planificación centralizada por el Estado nacional y ejecutado a través de empresas del sector, propiedad del Estado. En este período se descuidó el corto plazo y el efecto de los ciclos hidrológicos. No se realizaron inversiones, como la terminación de la central Atucha II, prevista para el año 1987, pudiendo minimizar de esta manera la crisis con racionamiento energético de los años 1988 1989 debida a la gran sequía, ya analizada en el Capítulo 4.

A partir de la reforma del sector eléctrico en los noventa, la decisión sobre nuevas inversiones quedó en manos privadas. El mercado sólo resolvió el corto plazo con el objeto de recuperar rápidamente el capital invertido. Hubo fuertes inversiones en generación térmica pero se descuidó el largo plazo. Se verificó, entonces, un uso intensivo del gas natural para la generación eléctrica. La *crisis energética*⁸⁶ de la Argentina del año 2004 (nuevo período de muy baja hidraulicidad), tuvo su epicentro en el gas natural expandiéndose rápidamente sobre el sector eléctrico (Guzowski, 2006). Las restricciones de gas para usinas registradas ese año, combinadas con un período de disminución de aportes de agua de las principales regiones productoras de hidroelectricidad, obligaron a incrementar la componente térmica de generación y a una mayor utilización de combustibles líquidos, en sustitución de los faltantes de gas, que incrementaron levemente las emisiones de las centrales.

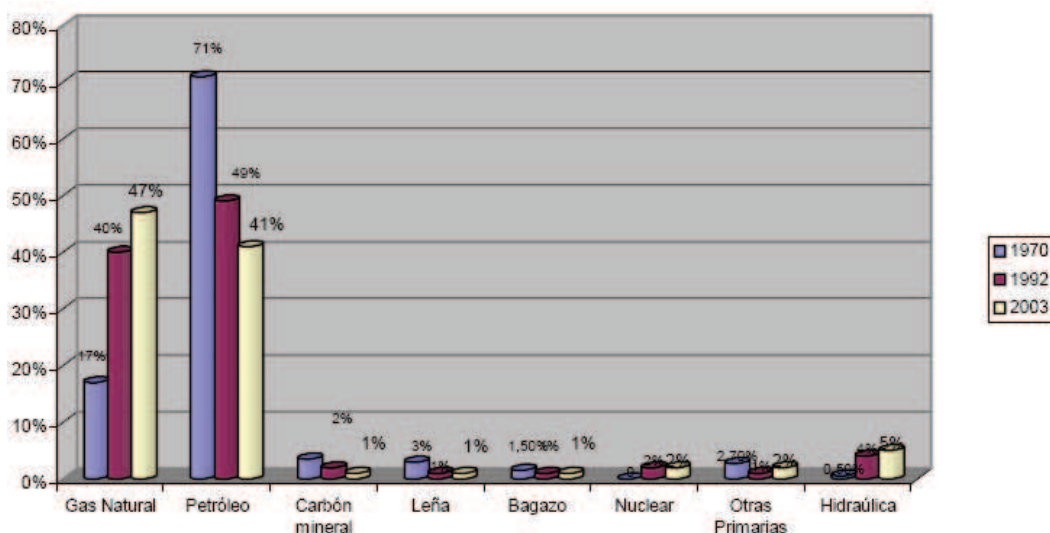


Figura 5.1: Matriz energética primaria (CAMMESA, 2004)

⁸⁶ Se define aquí *crisis energética* como una situación económica grave causada por aumento de precios y el agravamiento de los problemas de abastecimiento de las principales fuentes de energía (el petróleo y el gas).

Esta situación que se evidenció en el invierno de 2004, ha puesto de relieve que el sector necesita inversiones en producción, transporte y distribución. Por otro lado el explosivo aumento de la demanda en el consumo, empezó a exigir al sistema, que pudo responder en un primer momento pero que actualmente está comprometiendo seriamente la calidad del servicio.

El aumento de la demanda, sin embargo, debe ser tomado como algo muy positivo ya que es un reflejo del crecimiento económico. Consideramos que no corresponde frenar el crecimiento de la demanda sino resolver los problemas que se fueron acumulando. Por otro lado podría moderarse con un uso racional de la energía.

5.2 Evolución de las emisiones del sector energético

En la figura 5.2 se puede observar el efecto de la sustitución de combustibles líquidos a gas, ocurrido en el período, a través de las emisiones específicas. Las emisiones específicas de CO₂ muestran una tendencia decreciente en los últimos años aproximándose al factor de emisión del gas natural. Además podemos observar en período 1987-1989 un aumento en las emisiones debido al período de sequía, ya analizado en el Capítulo 4, lo que llevó a la utilización de combustibles como fuel oil y gas oil en el período invernal.

La combustión de combustibles fósiles y sus correspondientes emisiones de CO₂ están fuertemente correlacionadas en el período 1970-2004 (Figura 5.3). Se puede notar como las tendencias de las emisiones de CO₂ y el consumo de este tipo de combustibles se separan de la tendencia de PBI en el período 1986-1989. Debido a la baja hidráulicidad fue necesaria la utilización de generación térmica extra para satisfacer la demanda de electricidad (también señalado con anterioridad en la figura 5.2).

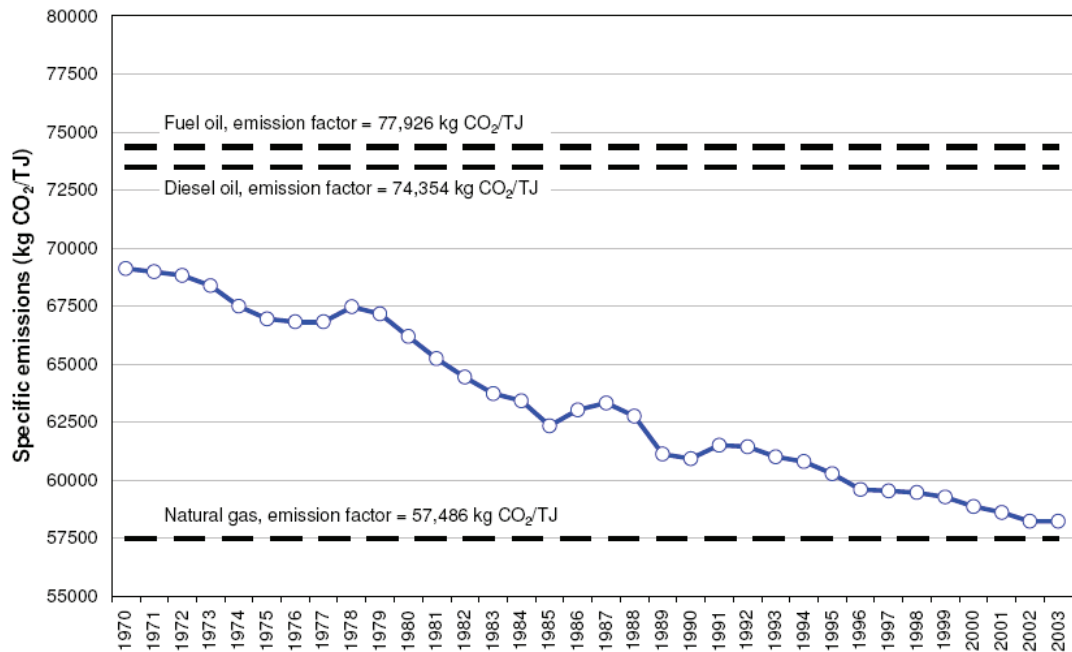


Figura 5.2: Emisiones de CO₂ de la combustión de combustibles fósiles en fuentes estacionarias. (Gómez et al., 2008)

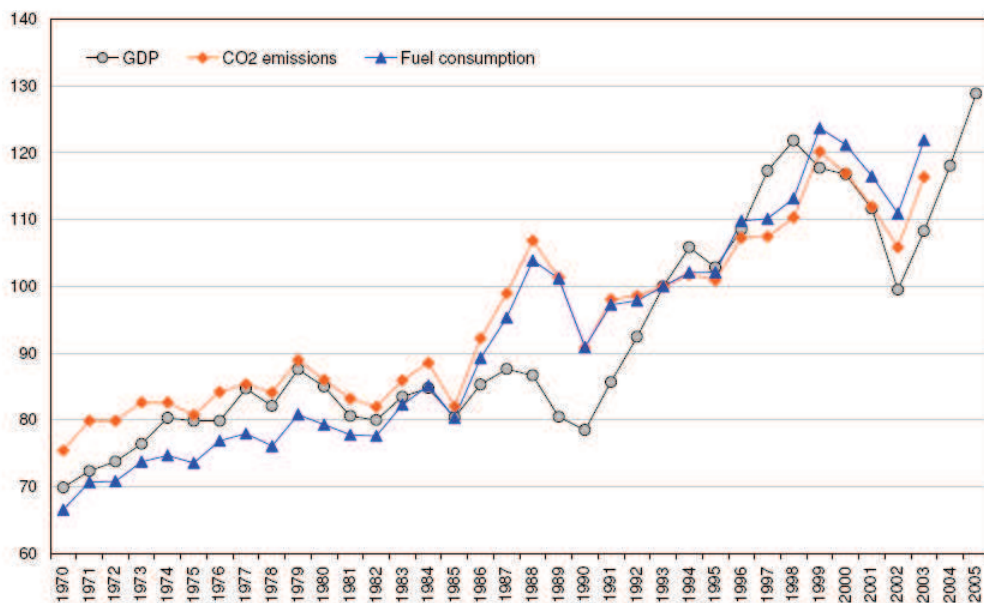


Figura 5.3: Tendencia de PBI, emisiones anuales de CO₂ y consumo de combustibles para fuentes estacionarias en argentina. Las series se representan con el 1993 como año base debido a que esta es la base actual para expresar PBI en términos de precios constantes. (Gómez et al., 2008)

Una situación opuesta se observa el año 1995, 1990 y 2002 de muy buenas condiciones de hidraulicidad con la consecuente disponibilidad para generación hidráulica extra. Se

observa, además, el marcado decrecimiento de la curva de PBI luego de la crisis de 2001, y acompañado por la disminución del consumo de combustibles en el período 1998-2002, así como la recuperación en la economía argentina luego de 2002. Cabe notar que luego de la crisis de 2001 y con la ventaja de la alta hidraulicidad del año 2002, se utilizó mucha generación hidráulica por una cuestión de economía. Los valores de emisiones relativamente más altas en el periodo 1970-1993 y relativamente más bajas luego, son también consistentes con la relativa descarbonización del sistema energético argentino mostrado ya en la figura 5.2. A partir de 2003, se observa que comienzan a aumentar nuevamente las emisiones, observándose la misma tendencia hacia 2007. Esta nueva tendencia puede explicarse por el aumento constante, en los últimos años, de la participación térmica en la generación total a nivel país, como por la menor calidad de los combustibles fósiles utilizados debido a que en los últimos años existen restricciones al gas natural y un mayor consumo de fuel oil, cuyo factor de emisión es mucho mayor.

Durante la Cuarta conferencia de las partes (COP4) de la UNFCCC realizada en Buenos Aires en 1998, la Argentina manifestó el compromiso de establecer metas voluntarias de emisión de GEI para el período 2008-2012. Adoptar metas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para un país en desarrollo requiere que sean dinámicas, evitando frenar el crecimiento (Barros et al., 1999). Sin embargo la no obligación de compromiso estipula una meta dinámica basada en emisiones/PBI. El índice elegido por Argentina está relacionado con la raíz del PBI promediado en 5 años del periodo del Protocolo de Kyoto 2008-2012.

5.3 Planeamiento energético

Para hacer una *planificación energética* con el fin de abastecer la demanda presente al menor costo posible, es necesario también no comprometer el abastecimiento de las generaciones futuras ni el medio ambiente a través del crecimiento energético sustentable (Brutland, 1987).

La Argentina viene experimentando un crecimiento en su demanda de más del 5% acumulativo en las últimas dos décadas. Si continua creciendo a esta velocidad es probable que pueda haber riesgo de problemas energéticos que podrían tener alguna incidencia en la economía (Rey, 2005). A partir de la proyección del crecimiento del PBI, población y demanda eléctrica hasta el año 2025 se puede analizar cómo debería ser la evolución del parque de generación para satisfacer los requerimientos de electricidad teniendo en cuenta las restricciones geográficas y técnicas del país.

Es necesario tener en cuenta que el sistema eléctrico debe poseer una capacidad en exceso por encima de la máxima demanda de punta, como mínimo en un 30%⁸⁷, para poder prever los ciclos hidrológicos que limitan la generación hidráulica, la indisponibilidad habitual del parque térmico, las obligatorias salidas periódicas por mantenimiento del parque nuclear y los habituales problemas en el suministro de gas natural en invierno.

En la figura 5.4 se muestra la evolución esperable de la demanda máxima de punta, del parque de generación existente y los márgenes de reserva (máximo y mínimo). Considerando los proyectos anunciados por el gobierno (aumento de la cota de Yacretá, dos ciclos combinados y finalización de obras de Atucha II), queda por definir como se cubrirá la expansión de la demanda hasta el año 2025.

Con un crecimiento de la demanda eléctrica del 5% anual, el retiro de máquinas térmicas por obsolescencia y un margen de reserva, se requiere la incorporación de aproximadamente 35000 MW⁸⁸ de nueva capacidad de generación.

De esos 35000 MW el plan de gestión del Gobierno (de corto plazo) puesto en marcha por la Secretaría de Energía, prevé la incorporación de alrededor de 3500 MW de nuevas fuentes de generación para satisfacer el suministro eléctrico de los próximos años. La cantidad restante debería definirse en el plan estratégico de mediano y largo plazo.

⁸⁷ Comunicación personal Norberto Coppari.

⁸⁸ Valores estimados por el grupo de Prospectiva y planificación energética de la CNEA (Rey, 2009).

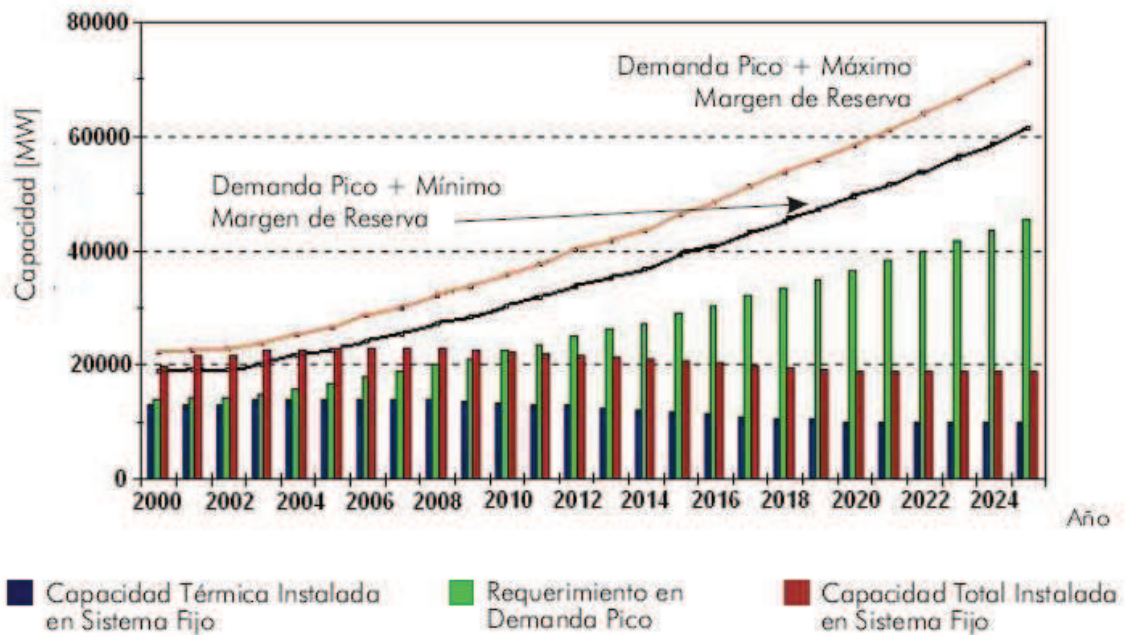


Figura 5.4: Capacidad instalada y demanda pico diagnosticada y proyectada en el período 2000-2025. (Rey, 2009)

Los *modelos de planificación de la expansión eléctrica* tienen como objetivo el mínimo costo del sistema representando el interés de los usuarios y del país. Existen distintos tipos de modelos matemáticos que distribuye el OIEA, algunos se limitan al sector eléctrico y otros incluyen la totalidad de la cadena energética⁸⁹. En algunos modelos como la optimización es económico-financiera, si se desea tener en cuenta las variables ambientales, hay que valorizarlas e introducirlas en el cuadro de costos. Para evaluar las opciones convenientes para cumplir determinados objetivos se pueden utilizar, entre otros, mínimo costo, mínimo impacto ambiental, mínima dependencia externa o cumplir eventuales compromisos internacionales en la disminución de GEI.

⁸⁹ Los modelos de planificación promovidos y distribuidos por el OIEA son: Sistema de planificación de alternativas para la expansión económicamente óptima del sistema eléctrico bajo restricciones dadas por el usuario (WASP), Análisis de la demanda de energía (MAED), Programa de evaluación de potencia y energía (ENEP), Modelo para sistemas de suministro de energía y sus impactos ambientales (MESSAGE), modelo para el análisis financiero de los planes de expansión del sector energético (FINPLAN) y Metodología simplificada para la estimación de los impactos de la generación de electricidad (SIMPACTS).

5.3.1 Simulación del parque de generación de electricidad y su posible expansión

Con el objetivo de analizar la opción nuclear en la Argentina, se analizaron los resultados de una simulación del parque de generación eléctrica y su posible expansión, realizada por el grupo de Prospectiva y planificación de la CNEA con el *modelo MESSAGE*. En este experimento fueron consideradas la disminución en las emisiones de GEI por la mayor disponibilidad de tecnologías alternativas de generación tales como la hidráulica y la nuclear. Esto se llevó a cabo en colaboración con el grupo de Monitoreo ambiental de la CNEA.

En el experimento se modelaron *cuatro escenarios*: Caso 1 o BAU⁹⁰, Caso 2, Escenario 1 y Escenario 2 como se esquematiza la figura 5.5.

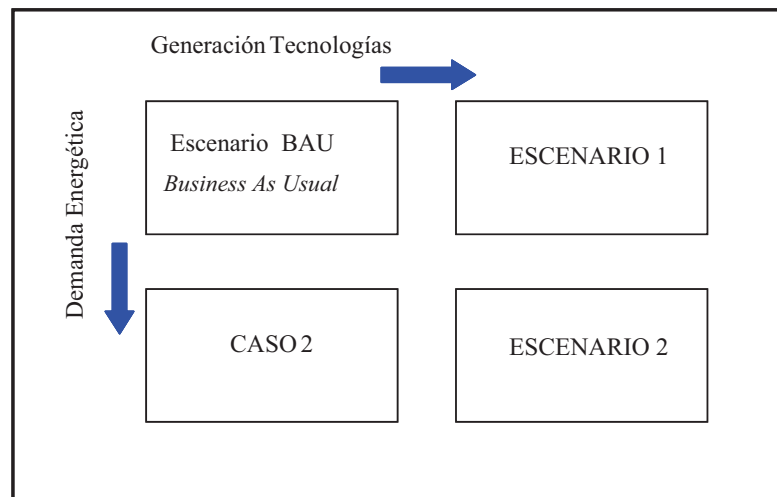


Figura 5.5: Escenarios modelados en el MESSAGE. (Adaptado de Coppari et al., 2008)

El *escenario de referencia* considera una futura diversificación de la matriz eléctrica⁹¹ con un crecimiento anual acumulativo de la demanda eléctrica del 5%. El **Caso 2** contempla la implementación de un ambicioso programa de eficiencia con un aumento anual de la demanda de electricidad del 4.1%. Esto se logra a través del uso de políticas de eficiencia

⁹⁰ BAU (Business as usual) corresponde a la situación actual o escenario de referencia.

⁹¹ De acuerdo al Plan energético Nacional de la Secretaría de Energía. Información disponible en: energia3.mecon.gov.ar/home.

energética⁹². En estos dos casos la participación de generación nuclear es limitada⁹³. Se evalúa también un escenario alternativo para cada caso en los que se tiene en cuenta la fuerte penetración de la energía nuclear⁹⁴ y mayor disponibilidad de energía hidráulica (*Escenario 1 y 2*). En cada escenario se toma en cuenta la variación de la demanda energética.

El modelo MESSAGE optimiza⁹⁵ la expansión del sistema de generación de electricidad sobre la base de la tendencia de precios actuales y los diferentes escenarios de disponibilidad de recursos hasta el 2025. En la definición de las formas de energía se incluyen los niveles de la cadena energética comenzando desde la demanda y llegando hasta los recursos. En el modelado del año base, 2004, se consideró un año tipo estacional de cuatro estaciones (verano, otoño, invierno y primavera con una duración de tres meses cada una, en las que existen dos tipos de días, laborables (lunes a viernes) y días restantes (sábado, domingo y feriados). Dividiendo el día en tres partes de distintas duraciones cada una, simulando los períodos de punta, valle y el resto de nuestra curva de demanda diaria. El modelo consideró la característica dual de la mayoría de los equipos de generación térmica que permiten usar más de un combustible en el mismo equipo⁹⁶.

En lo referente a la disponibilidad de recursos empleados en la generación eléctrica se consideró que el uranio y el carbón no presentan limitaciones durante el período simulado. Para el gas natural se simuló en el año base la restricción en la capacidad de transporte (120 MM m³/día)⁹⁷ mientras que las expansiones hechas hasta 2008 fueron actualizadas de acuerdo al plan de gestión del Gobierno Nacional.

En la figura 5.6 se muestran para las cuatro opciones analizadas. La capacidad instalada fija (existente) y la proyectada (en construcción o proyectados) es igual para todas las alternativas (arriba) y muestra el mismo patrón de retiros e incorporaciones. Es significativa la incorporación de nuevos proyectos de al menos 7500 MW, a partir del período 2009-2011. En la misma figura (abajo) los resultados de la optimización muestran

⁹² De acuerdo Energía del Programa de uso racional para la energía eléctrica PUREE a la política de la Secretaría de Energía. Resolución SE 1170/2008. Boletín Oficial N° 31.526, 6 de octubre de 2008.

⁹³ 3000 MW de plantas nucleares.

⁹⁴ 8000 MW de plantas nucleares.

⁹⁵ Los criterios de optimización incluyen el costo de inversión, costo de operación y cualquier otro costo de penalización adicional definido por los límites, rangos o restricciones. La suma de los costos ajustados por la tasa de descuento, elegida de 10%, es utilizada para encontrar la solución óptima.

⁹⁶ Las turbinas de vapor puede usar gas natural o fuel oil y algunas también carbón, mientras que las turbinas de gas y ciclos combinados pueden usar gasoil como sustituto del gas natural.

⁹⁷ MM m³/día son millones de metros cúbicos por día.

la incorporación de plantas candidatas con un patrón diferente para las cuatro opciones (Coppari et al., 2008). Las incorporaciones comienzan en el 2012 para los casos de referencia y un año después para los escenarios alternativos. Para estos escenarios donde la disponibilidad de energía nuclear es menos restrictiva que en los casos de referencia, el modelo elige una gran participación de energía nuclear en las soluciones óptimas.

5.3.2 Evaluación de emisiones de los distintos escenarios

Como fue mencionado en párrafos anteriores, el sistema eléctrico argentino es muy dependiente del gas natural. Dada la falta de inversiones en el sector gas y el aumento en demanda de este combustible, los problemas de abastecimiento provocan un aumento en la utilización de combustible líquido para la generación de electricidad con el consecuente aumento de emisiones de CO₂. Esto resulta evidente cuando analizamos los resultados de la optimización del modelo MESSAGE (Coppari et al., 2008).

Como podemos observar en la figura 5.7 las tendencias en la generación de electricidad son diferentes para cada opción. En el caso de referencia donde se considera un escenario sin restricciones de reservas de combustibles fósiles, el modelo elige para cubrir el crecimiento de la demanda de energía, la mayor cantidad de generación térmica mientras que en el escenario 2 requiere el mínimo de este tipo y señala la mayor participación de la nuclear y la hidroeléctrica como óptimas.

La figura 5.8 muestra la comparación de las emisiones de CO₂ para cada escenario y los distintos combustibles utilizados en las plantas de generación térmica. Es muy evidente la diferencia de las emisiones entre el caso de referencia y el escenario 2. Se evidencia la disminución de emisiones con la disminución de la utilización del carbón.

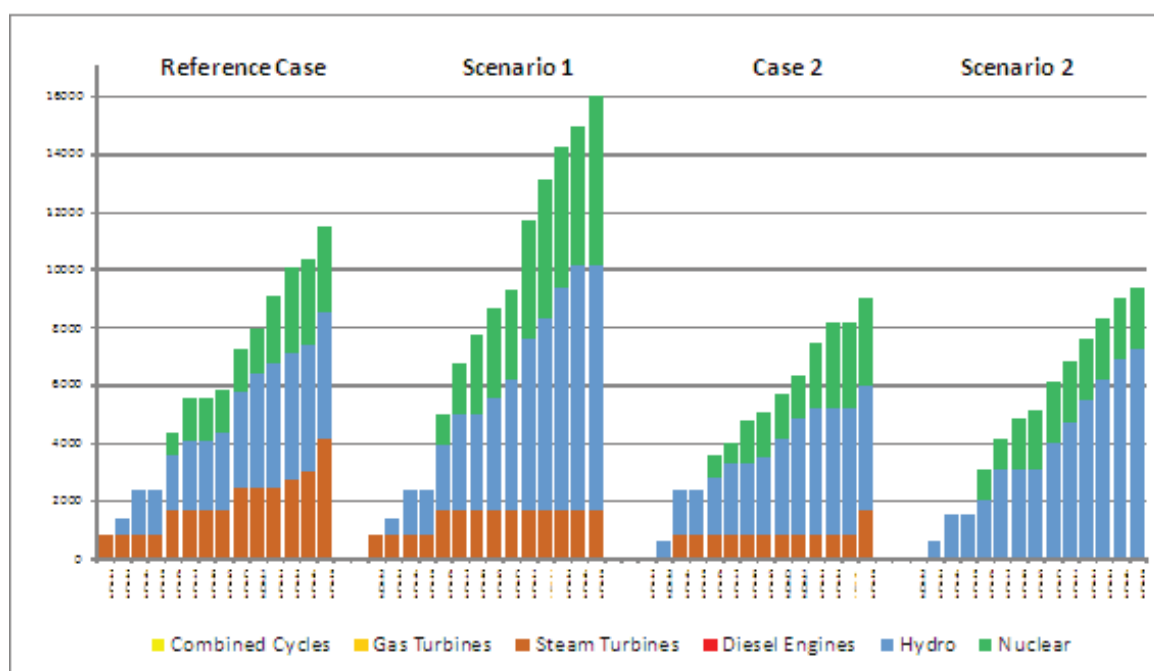
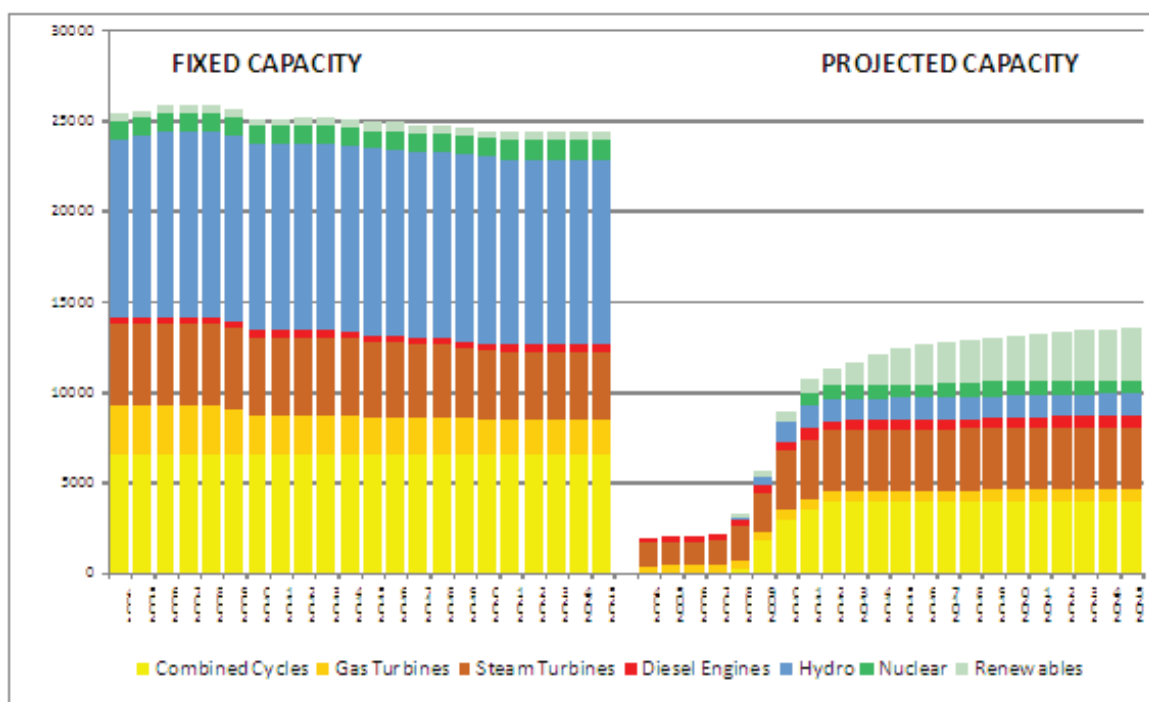


Figura 5.6: Arriba: Capacidad instalada fija y proyectada es igual para los dos casos y los correspondientes escenarios. Abajo: Incorporación de plantas candidatas es diferente para cada una de las cuatro opciones. (Coppari et al., 2008)

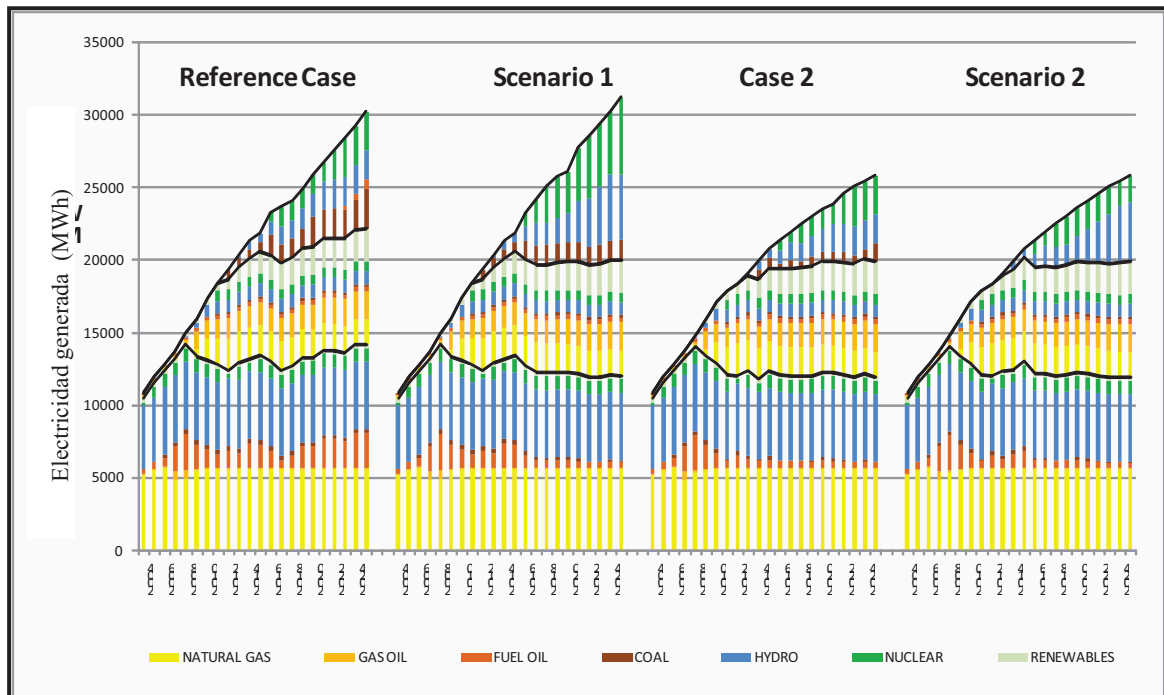


Figura 5.7: Generación de electricidad en los dos casos de referencia y los escenarios alternativos en MW/año. (Coppari et al, 2008)

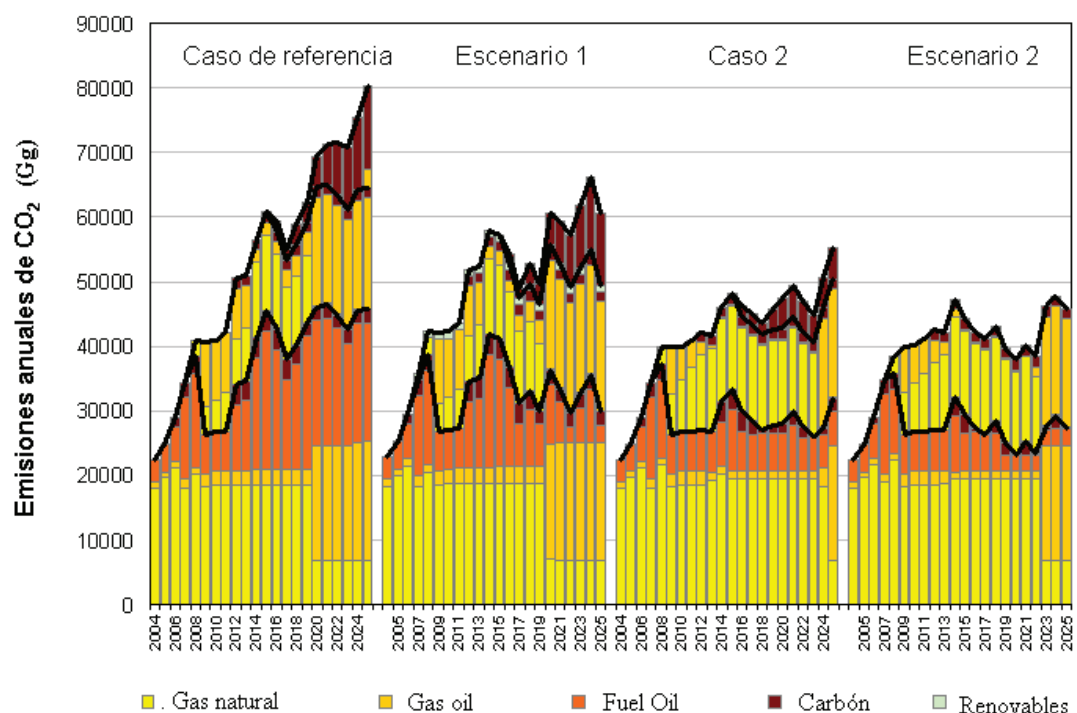


Figura 5.8: Emisiones asociadas a las fuentes de energía. (Adaptado de Coppari et al., 2008)

Los cuatro escenarios muestran tendencias en aumento significativas para el período 2004-2025 con un máximo en el 2008. Desde ese año las emisiones tienen un aumento en el caso

de referencia y una disminución en los escenarios 1 y 2, que permiten la incorporación de tecnologías que no emiten GEI, como la nuclear y la hidroeléctrica

La disminución de la cantidad de emisiones entre el caso de referencia y el escenario 2 es muy evidente. Esto se debe al aumento del uso de combustible líquido debido a la indisponibilidad de gas natural y los resultados de la expansión llevan a carbonización del sistema eléctrico en el caso de referencia.

Como se evidencia en la figura 5.8, y en los resultados de la optimización, ambas fuentes, hidráulica y nuclear son, sin ninguna duda, las que poseen mejor relación costo-efectividad para resolver los problemas de las emisiones de gases que provocan el calentamiento global.

Con respecto a los objetivos de reducciones de emisiones de GEI, Coppari et al. (2008) muestran que tomando el Caso 2, de eficiencia energética se podría lograr un valor de ~6% de reducciones durante 2008-2012. Con respecto al período Post Kyoto (2013-2025) las reducciones podrían ser más importantes: del 14% para el *Escenario 1*, 26% para el *Caso 2* y de 33% para el *Escenario 2*.

CAPITULO 6

REFLEXIONES FINALES

6.1 Recapitulación

La investigación se realizó buscando la confluencia de tres líneas de trabajo: la consideración de dos aspectos clave relacionados con el cambio climático: la evaluación de vulnerabilidad y el desarrollo de estrategias de mitigación; la información sobre el sector eléctrico argentino y el análisis sobre la posible expansión del sector nucleoelectrico en la Argentina.

Se ha presentado la base científica que existe detrás del cambio climático y una justificación de por qué se ha hecho necesario el control de las emisiones de los gases de efecto invernadero. Se analizaron, además, los antecedentes regulatorios y políticos de lucha contra el cambio climático examinando la posición de la Argentina y la situación del sector eléctrico en la reducción de las emisiones.

La caracterización del funcionamiento del sistema eléctrico argentino nos ha permitido comparar la contribución relativa a los gases de efecto invernadero de las principales tecnologías de generación en las que se basa el sector.

Un análisis de la relación demanda/oferta de electricidad y clima permitió establecer los principales problemas en el funcionamiento del sistema. A través de la construcción de escenarios futuros de cambio climático se determinaron las vulnerabilidades en la generación de electricidad en Argentina.

Se analizaron los resultados de una simulación del parque de generación eléctrica y su posible expansión con distintas restricciones en la disponibilidad de combustibles fósiles, considerando distintos escenarios de demanda energética. Se compararon también las emisiones de cada escenario de acuerdo a las fuentes de generación.

6.2 Análisis de los resultados

Es evidente que se presenta un reto importante para el sector eléctrico. Las soluciones que se plantean para luchar contra el problema del cambio climático, muestran la necesidad de evolucionar en el sentido de una mayor eficiencia energética y desarrollo de tecnologías más limpias.

Desde los años noventa el *gas natural* ha adquirido una mayor presencia. Esto obliga a mantener un especial cuidado en el aseguramiento del suministro energético, especialmente en el invierno, en el que la necesidad de gas para uso residencial y la falta de inversiones en ese sector producen falta de abastecimiento. Sumado a estos factores, los ciclos de baja hidraulicidad con restricciones a la disponibilidad de gas natural, en períodos invernales, obligan a la sustitución de combustibles fósiles alternativos más caros y más contaminantes. Muchas veces se tiene que recurrir a importaciones de fuel oil o gas oil.

La Argentina posee un sistema de *generación eléctrica diversificado* en el que se encuentran las principales fuentes de generación que se utilizan en el mundo: *térmica de origen fósil, hidráulico y nuclear*. Como se ha visto en el Capítulo 3, cada una tiene ventajas respecto de las otras en algún aspecto y desventajas en otros aspectos. Las que requieren menor inversión son las térmicas a gas natural, y las que tienen menor costo operativo son las hidráulicas y las nucleares. La *energía nuclear* comienza a ser competitiva a valores de importación del gas o cuando las plantas de generación térmica deben sustituir el gas por los combustibles líquidos⁹⁸.

Las **energías renovables** presentan posibilidades ciertas para la producción de energía eléctrica, especialmente en el caso de la eólica, sin embargo, su carácter de intermitente, su escasa fiabilidad, su costo y diversos condicionantes técnicos de su utilización hace que su contribución tenga que ser limitada solo complementando la matriz energética.

Todas las centrales de generación de electricidad contaminan y para comparar las emisiones hay que estudiar el total de la **cadena energética**. A través del análisis de las distintas tecnologías en el Capítulo 3 se evidencia que el problema de las emisiones de gases de efecto invernadero no puede resolverse solo mediante el aumento de la eficiencia térmica de la generación fósil. El uso del gas natural produce emisiones, por lo que la

⁹⁸ Citado en Capítulo 3.

solución definitiva no reside en esta tecnología, aún con el uso de los ciclos combinados. No habrá solución del mismo si, con la necesaria optimización del rendimiento de la generación de energía, no se instalan nuevas fuentes con bajas de emisiones de GEI.

De acuerdo con el análisis de los resultados de la *optimización del modelo MESSAGE* (Coppari et al., 2008) realizado en el Capítulo 5, el escenario de eficiencia energética y con mayor inserción de energía nuclear e hidráulica (Escenario 2) resulta el de menores emisiones, como se mostró en la figura 5.8, pudiéndose lograr reducciones del **33%** para el *período Post Kyoto (2013-2025)*.

Como se ha visto en el Capítulo 4, en el caso de la **generación hidráulica**, los períodos de baja hidraulicidad obligan a proveer energía con centrales de otro tipo para la producción de energía eléctrica en los momentos en que las mismas no están disponibles, como vimos en la figura 4.8. El análisis de las proyecciones de los modelos climáticos indica que en la zona de la cuenca del Comahue las precipitaciones disminuirán para finales del siglo XXI. Esto afectaría seriamente el aporte de los ríos de la región y por lo tanto la generación hidráulica en el Comahue. Podemos entonces decir que *el sistema eléctrico argentino es vulnerable* y esa vulnerabilidad puede aumentar con el tiempo, por lo que se requiere una mirada hacia el medio y largo plazo para introducir medidas correctivas lo antes posible.

Para un país como la Argentina la relación entre las tecnologías de generación actuales debería tender a un equilibrio en la participación de cada una de ellas. En otros países como Brasil el 90% de la matriz energética dependía de la generación hidroeléctrica lo que provocó la crisis energética de 2001 debido a un largo período de sequía. Por estas causas, en Argentina sería conveniente el *aumento del porcentaje* de generación de *origen nuclear* con el objeto de darle mayor confiabilidad y estabilidad al suministro eléctrico.

6.3 Generación nucleoelectrica: ¿Una opción para la Argentina?

El debate sobre la energía nuclear debe ser considerado una prioridad por parte de las empresas y autoridades políticas, ya que la decisión que cada país tome sobre el sector

nuclear, puede afectar de forma importante a la competitividad de su matriz energética, a su nivel de dependencia exterior y a su medioambiente.

El **retorno de la energía nuclear** a nivel global está sólidamente basado en cuatro factores: *económico*, por la subida de los precios de los hidrocarburos; *geoestratégico*, debido a la inestabilidad política existente en importantes productores de gas y petróleo; *medioambiental*, con el principal objetivo en la reducción de emisiones a la atmósfera; y *tecnológico*, por las mejoras en seguridad alcanzadas en las plantas de tercera generación⁹⁹.

Un amplio sector de la **opinión pública** sigue dudoso u opuesto con respecto a la utilización de la energía nucleoelectrica. Dicha oposición gira en torno a tres factores: el temor a los accidentes, el temor a los desechos radiactivos de larga actividad y el temor a que la utilización de la energía nucleoelectrica contribuya a la proliferación de las armas nucleares.

El historial de **seguridad** de la energía nucleoelectrica es extenso, y el principio en que se basa es el del licenciamiento. En respuesta a los dos principales accidentes de la industria, el de Three Mile Island, en 1979 y el de Chernobyl, en 1986, se han difundido ampliamente en toda la industria mejoras técnicas e institucionales de gran envergadura.

Desde la ratificación del Tratado de **no proliferación** de armas nucleares (TNP)¹⁰⁰ realizada hace más de 30 años, el mundo ha experimentado veloces cambios sociales, políticos y económicos que han modificado el panorama de no proliferación. En los últimos veinte años se ha producido una mayor difusión de tecnología nuclear y de los procedimientos nucleares, imputable sobre todo a un mayor interés por la energía nucleoelectrica. El TNP establece un sistema de salvaguardias bajo la responsabilidad del OIEA que se utilizan para verificar el cumplimiento del tratado mediante inspecciones dirigidas por este organismo y también fomenta la transferencia de la tecnología nuclear, con fines pacíficos. El número de países comprometidos con la no proliferación ha aumentado en los últimos años (Cooley, 2008).

Un número relativamente pequeño de países ha llegado a dominar parte o la totalidad del **ciclo de combustible nuclear**, de modo que podrían enriquecer uranio (la Argentina domina esta tecnología), producir combustible para reactores de potencia e investigación, reprocesar el combustible gastado para su reciclaje y eliminación de desechos. Se está

⁹⁹ Disponible en: www.belt.es/noticiasmdb/HOME2_noticias.asp?id=5315.

¹⁰⁰ El NPT Non-Proliferation of Nuclear Weapons fue ratificado en Julio de 1968 en Tlatelolco. Disponible en: disarmament.un.org/TreatyStatus.nsf.

estudiando la posibilidad de establecer un mejor control del acceso al ciclo de combustible nuclear por medio de iniciativas multinacionales de enriquecimiento y de reprocesamiento¹⁰¹.

Con respecto a los *residuos*, aquellos que son producto de la quema de combustibles fósiles en centrales térmicas son volcados al medio ambiente, con los consiguientes problemas de lluvia ácida, efecto invernadero y calentamiento global. Como se ha analizado en el Capítulo 3, la energía nuclear no contribuye a los GEI y el combustible gastado es de volumen muy reducido. La solución adoptada por la industria nuclear en muchos países europeos es aislar estos residuos radiactivos en repositorios geológicos profundos. La disposición final del combustible nuclear está en desarrollo avanzado en Suecia y Finlandia. Otra posibilidad es mirar al combustible nuclear como una fuente continuada de energía. El combustible que ha sido quemado en el reactor tiene una gran energía almacenada en sí mismo. El reprocesamiento del combustible gastado se realiza ya en Francia, Japón y Reino Unido. El problema de los residuos radiactivos tratado en forma rigurosa muestra que no amenaza seriamente el porvenir de las generaciones futuras.

Para operar centrales nucleares con responsabilidad y seguridad se requiere *historia nuclear*. Para que crezca la participación nuclear entre fuentes de generación es necesaria una comprobada experiencia, un marco legal y normativo y una estructura de control de la actividad (Autoridad Regulatoria Nuclear¹⁰²) que le asegure a los ciudadanos del país y al mundo que la actividad no representa riesgos de ningún tipo y que se conducirá en forma responsable.

Argentina tiene una historia nuclear de 59 años de uso responsable. Posee un sector nuclear desarrollado y cuenta con el reconocimiento tecnológico internacional por ser uno de los pocos países en el mundo que domina el ciclo de combustible nuclear. El desafío es aclarar las dudas de la opinión pública respecto de la actividad nuclear nacional y reforzar fuertemente los recursos humanos existentes para afrontar con agilidad el desafío futuro.

¹⁰¹ *Global Nuclear Energy Partnership Statement of Principles*, Global Nuclear Energy Partnership, September 16, 2007, Información disponible en: www.gneppartnership.org/docs/GNEP_SOP.pdf.

¹⁰² ARN. Información disponible en: www.arn.gov.ar.

6.4 CONCLUSIONES

El crecimiento de la población y el desarrollo económico registrados en Argentina en los últimos años ha generado un aumento de la demanda de energía y especialmente de energía eléctrica. Esto influye fuertemente en el aumento de las emisiones. El sector eléctrico se halla en fuerte expansión. La Argentina realizó una oportuna transición mediante la reforma del sector energético y la utilización de gas natural, pero el potencial del país de reducción de emisiones de GEI continúa siendo limitada.

Las *opciones de mitigación* en este sector, que tendrán un impacto apreciable sobre las emisiones, son aquellas que permitan una fuerte reducción en la quema de combustibles fósiles. El mayor uso de fuentes alternativas de energía que no utilicen este tipo de combustible contribuirá a la resolución del problema. Por otro lado podemos decir que las medidas para reducir las emisiones de GEI pueden aportar a la solución de la crisis energética. En el caso de países como Argentina, que no son ricos en carbón, el mismo camino que conduce a la solución energética puede también conducir a la mitigación del cambio climático. Como se ha visto en el Capítulo 2, resulta muy difícil poner en práctica instrumentos de reducción obligatoria como el PK que no han tenido el resultado esperado.

Teniendo en cuenta que la mayoría de las acciones de reducción de emisiones tienen efectos secundarios positivos, la Argentina estaría en condiciones de plantearse los compromisos contraídos al ratificar la CMNUCC, no como una carga, sino como una oportunidad de contribuir a la mitigación del cambio climático, de mejorar tanto desde el punto de vista económico, como social y ambiental.

Como se ha visto en la discusión de los resultados, la Argentina estaría en condiciones de asumir un compromiso sectorial de limitación de emisiones de GEI en futuros acuerdos Post-Kyoto. La ejecución de las acciones que permitan explotar estas opciones de mitigación, presentará ventajas, tanto para la Argentina como para los países desarrollados que contribuyan a implementarlas. Una posibilidad es la de incluir al sector eléctrico en las Acciones Apropriadas de Mitigación (NAMA)¹⁰³. Estos son nuevos mecanismos de

¹⁰³ Nationally Appropriate Mitigation Actions. Plan de acción de Bali Decisión 1/CP.13. FCCC/KP/AWG/2009/L.2, Sección D. En función de las necesidades y prioridades de los sectores específicos nacionales, así como la contribución a la mitigación de GEIs, provee la plataforma apropiada para aumentar el financiamiento y la inversión del sector privado en países en desarrollo, promoviendo soluciones en un contexto de desarrollo sustentable.

mercado de carbono, basados en reducciones de GEI mensurables, verificables y reportables, generadas a través de acciones nacionales de manera que no implican penalidades en caso de no cumplirse.

Con respecto a las opciones de mitigación, la generación empleando *fuentes renovables*, especialmente la eólica tendrá un papel importante con la mejora de tecnologías necesarias para su obtención, pero no se puede esperar que ellas se hagan cargo de la demanda continua de energía de base de modo confiable debido a la intermitencia de su generación y a la incapacidad de acumulación de cantidades masivas de electricidad. Sin embargo son adecuadas para la descentralización.

La ventaja de la *generación nuclear* es que su proceso no emite gases de efecto invernadero, aportando seguridad al suministro eléctrico. El incremento de la participación de nucleoelectricidad podría ser una de las formas más eficaces de contribuir a la mitigación del cambio climático. De acuerdo a la discusión de los resultados la disminución significativa de las emisiones se logra mediante la acción conjunta de la inserción de tecnologías que no emitan GEI, como la hidráulica y la nuclear, y acciones de *eficiencia energética*.

Por otro lado, a pesar de lo que se pueda lograr en el intento de mitigar, el Cambio climático en las próximas décadas y sus consecuencias, ya son inevitables. Es necesario entonces comenzar a trabajar en medidas para la adaptación de los impactos que produciría el cambio climático en el sector eléctrico. La adaptación óptima sería aquella que se pueda planificar con antelación y no la que ocurre a medida que aparecen los cambios.

Es probable que la consecuencia más grave del calentamiento global para la humanidad no sea el clima más cálido, sino los cambios en los patrones hidrológicos. En la escala global ya se están percibiendo cambios sin precedentes, tales como una mayor frecuencia e intensidad de inundaciones extremas y sequías. Estas tendencias podrían intensificarse en el futuro.

El problema de las sequías en las usinas hidroeléctricas puede ocasionar problemas en la generación eléctrica. Las capacidades de generación plena se ven reducidas sustancialmente y en algunos casos se llega a una reducción extrema en los niveles de los embalses como en 1989, 1999 y en 2004. Hemos visto que el sistema eléctrico argentino es vulnerable y esa vulnerabilidad puede aumentar con el tiempo. Como se mostró en el capítulo 4, los modelos climáticos proyectan disminución en las precipitaciones para

mediados y finales del siglo en la región del Comahue, lo que afectaría la generación de energía hidroeléctrica, que actualmente contribuye con un 26% de energía.

Por todo lo expuesto podemos decir que la cobertura de la demanda eléctrica a medio y largo plazo tendrá que hacerse con una participación porcentual decreciente de los combustibles fósiles para lograr una reducción significativa en las emisiones de GEI.

Por otra parte una presencia creciente, aunque de impacto limitado, de las energías renovables, la eólica y en especial la hidráulica. El aporte de la energía nuclear debería aumentar en sucesivas fases, para hacer posible la configuración de una matriz energética sostenible para darle mayor estabilidad al sistema eléctrico y disminuir el crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero. Como hemos discutido en párrafos anteriores es importante acompañar estas medidas con programas de eficiencia energética.

Por último, y como aconseja el Organismo Internacional de Energía Atómica, se hace necesario aumentar la inversión en investigación y desarrollo para que las nuevas tecnologías de generación nucleoelectrica y su ciclo de combustible ofrezca cada vez mayores garantías.

BIBLIOGRAFÍA

Abderrahim, H., 2008. **Status and Challenges within Nuclear Waste Treatment and ADS**. Presented at the *ACT 2008* Grieghallen, Bergen, April 17-18.

Albrecht, B., 1989. **Aerosols, cloud microphysics and fractional cloudiness**. *Science*, 245. 1227-30.

Alessandro, A., 2008. **Anomalías de circulación atmosférica en 500 y 1000 hPa asociada a la sequía producida en Argentina durante enero de 2003 a marzo de 2004**. *Revista Brasileira de Meteorologia*, v.23, n.1, 12-29.

Alsema, E., Wild Scholten, M. and Fthenakis, V., 2006. **Environmental impacts of PV electricity generation - a critical comparison of energy supply options ECN**.

Presented at the *21st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Dresden, Germany, September 4-8.

Aranega, L., Flory, L., Franke, A., Lestard, G., Lestard, R., Manzano, R., 2005. **Situación actual del abastecimiento. Diagnóstico.** En *Informe final SORS S.A.* Subcomponente B7- Vulnerabilidad del Sistema y de la Infraestructura Energética, Buenos Aires, 55-82.

Athanasίου, T., Kartha, S., Baer, P., 2006. **Greenhouse Development Rights. An approach to the global climate regime that takes climate protection seriously while also preserving the right to human development.** EcoEquity and Christian Aid (eds), San Francisco, November.

Baer, P., Mastrandrea, M., 2006. **High Stakes: Designing emissions pathways to reduce the risk of dangerous climate change.** *Institute for Public Policy Research.* In: www.ecoequity.org.

Barbero, N., Rössler, C., Canziani P., 2006. **Preliminary Assessment of the Climate Change on Patagonia Argentina's Agriculture.** Presented at the *8th International Conference on Southern Hemisphere Meteorology and Oceanography*, Foz do Iguacu, Brazil, April 24-28

Barros, V., Conte, M., 1999. **El significado de una meta dinámica de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. El caso argentino.** UCEMA Working Papers. Serie Documentos de Trabajo.160. Buenos Aires: Universidad del CEMA.

-----, M. González, B. Liebmann and I. Camilloni 2000. **Influence of the South Atlantic convergence zone and South Atlantic sea surface temperature on interannual summer rainfall variability in southeastern South America.** *Theor. Appl. Meteor.*, 67, 123-133.

-----, Clarke, R, Silva Días, P. (eds) 2006. **El cambio climático en la Cuenca del Plata.** CIMA-CONICET, Buenos Aires.

-----, 2006. **B5. Vulnerabilidad de la Patagonia y sur de las provincias de Buenos Aires y la Pampa.** Actividades habilitantes para la segunda Comunicación Nacional a la CMNUCC. Fundación e Instituto Torcuato Di Tella. Buenos Aires.

- , Kullock, D. 2006. B8 **Programa Nacional de Adaptación y Planes Regionales de Adaptación**. Informe final. Resumen Ejecutivo. Comunicación Nacional. Fundación e Instituto Torcuato Di Tella. Buenos Aires.
- Benedict, M., Pigford, T., Levi, H., 1981. **Nuclear Chemical Engineering**. New York: McGraw-Hill.
- Bouille, D., 2005. **Manual de Economía de la Energía**. Instituto de Economía Energética.
- Brohan, P., Kennedy, J., Harris, I., Tett, S., Jones P., 2006. **Uncertainty estimates in regional and global observed temperature changes. A new dataset from 1850**. *J. Geophys. Res.*, 111, D12106.
- Bruno, J., Ewing, R., 2006. **Spent Nuclear Fuel**. *Elements*, v.2, 343-349.
- Bunn, M., Fetter, S., Holdren, J., Zwaan, B., 2003. **The economics of reprocessing vs. direct disposal of spent nuclear fuel**. Final Report Project on Managing the Atom. Cambridge: Harvard University.
- Burgos, M., 2003. **Gestión de riesgos en un mercado de emisiones para el sector eléctrico**. Tesis de Master en Gestión técnica y económica en el sector eléctrico. Madrid. España: Universidad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingeniería.
- Brutland, G. (ed.), 1987. **Our Common Future**. The World Commission on Environment and Development Oxford: Oxford University Press.
- Caffera, R., 2005. **Escenarios probables de temperatura media para Argentina hasta 2030**. Fundación e Instituto Torcuato Di Tella. Proyecto PNUD/ARG /01/2003.
- CAMMESA, 2004. **Informe Anual**. En: www.cammesa.com.ar.
- CAMMESA, 2007. **Informe Anual**. En: www.cammesa.com.ar.
- CAMMESA, 2008. **Informe Anual**. En: www.cammesa.com.ar.
- Camilloni, I., Doyle, M., 2004. **Southern South America Climate Trends**. Report of the Second AIACC Regional Workshop for Latin America and the Caribbean. Buenos Aires, Argentina, August, 24-27
- , I. and V. Barros 2000. **The Paraná river response to El Niño 1982-83 and 1997-1998 events**. *J. Hydrometeor.*, 1, 412-430.
- Cerrutti, L., 2006. **Marco Regulatorio del Sector Eléctrico**. Tesina de pregrado, Bahía

- Blanca. Argentina: Universidad Nacional del Sur, Departamento de Economía.
- Chahab, M., 2006. **Imágenes y símbolos en la opinión pública argentina sobre la energía nuclear y el medio ambiente: La necesidad de una nueva estrategia comunicacional.** Presentado en el *Primer Congreso Americano del IRPA* International Radiation Protection Association. Acapulco, México. Septiembre 4-8.
- Ciallella, N., 1997. **Eliminación de Residuos Radioactivos de Alta Actividad,** *Ciencia Hoy*, v.7, n.42, 18-27.
- CMNUCC, 2006. **Vulnerabilidad de La Patagonia y sur de las provincias de Buenos Aires y La Pampa** Informe Final Comunicación Nacional de Cambio Climático. Fundación e Instituto Torcuato Di Tella. Buenos Aires.
- CMNUCC, 1997. **Estudio de Mitigación del Cambio Climático.** *Primera Comunicación Nacional del Cambio Climático,* Fundación Bariloche. Buenos Aires.
- CMNUCC, 2006. **Vulnerabilidad de La Patagonia y sur de las provincias de Buenos Aires y La Pampa.** *Segunda Comunicación Nacional de Cambio Climático.* Informe Final. Fundación e Instituto Torcuato Di Tella. Buenos Aires.
- CMNUCC, 2006. **Vulnerabilidad de los recursos hídricos en el Litoral – Mesopotamia.** *Segunda Comunicación Nacional de Cambio Climático.* Informe Final.
- CNEA, 2004. *Boletín Energético* CNEA. Publicación del Grupo de prospectiva y planificación de la Comisión Nacional de Energía Atómica. [Rey, F.C. et al. (eds.)] Año 6 n.14. En: www.cnea.gov.ar/xxi/energe.
- CNEA, 2007. *Boletín energético* CNEA. Publicación del Grupo de prospectiva y planificación de la Comisión Nacional de Energía Atómica. [Rey, F.C. et al. (eds.)] Año 10 n.19. En: www.cnea.gov.ar/xxi/energe.
- CNEA, 2007. *Boletín energético* CNEA. Publicación del Grupo de prospectiva y planificación de la Comisión Nacional de Energía Atómica. [Rey, F.C. et al. (eds.)] Año 10 n.20. En: www.cnea.gov.ar/xxi/energe.
- Cooley, J., Rauf, T., 2008. **Energía nuclear y no proliferación: El papel de la Organización Internacional de Energía Atómica** *Economía industrial*, n.69, (Ejemplar dedicado a: 50 Aniversario de la Agencia de la Energía Nuclear de la OCDE), 27-33.

- Coppari, N., Dawidowski, L., Giubergia, J., Mancuso, R., Maur, D., Precensio Deck F., Rey, F., Gómez, D. 2008. **Past (1970 – 2005) and prospective (2005 – 2025) trends of CO₂ emissions from the Argentinean energy sector 2008 South American Megacities**, Presented at the *Emissions and Climate Workshop Ubatuba*. Brazil, April 2-4.
- , Dawidowski, L., Giubergia, J., Gómez, D., Maur, D., Rey, F., Barbarán, G., Cañadas, V., Coppari, D., D'Angiola, A., Jensen Mariani, S., Leuzzi, F., Martínez, P., Torino Aráoz, I., 2008. **Assessment of greenhouse gas mitigation strategies for the energy system of Argentina** End of Year 2 Report IAEA. Research Contract 13709.
- CRIEPI, 1995. **Comparison of CO₂ Emission Factors between Process Analysis and I/O Analysis**. Working document prepared for IAEA, Tokyo.
- Deutch J., Moniz, E., Ansolabehere, S., Driscoll, M., Gray, P., Holdren, J., Joskow, P., Lester, R., Todreas, N., 2003. **The future of Nuclear Power**. An MIT Interdisciplinary Study. Massachusetts: Massachusetts Institute of Technology.
- Diesendorf, M., Christoff, P., 2006. **Economics of Nuclear Power** A Report to the Sustainable Development Commission. Fact sheet 01. November.
- Dittmar, M., 2007. **The Nuclear Energy Option facts and fantasies**. Presented at the *ASPO 06 Conference Cork*, Ireland, September 17-18.
- Duran, J., Godfrin, E., 2005. **Aprovechamiento de la energía solar en la Argentina y en el Mundo**. CNEA Boletín energético. Año 7, n. 16.
- Erdogdu, E., 2007. **Nuclear power in open energy markets: A case study of Turkey**. *Energy Policy* v.35, n.5, 3061–3073
- EUR, 2003. **External Costs Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport** Luxembourg: *Office for Official Publications of the European Communities*. European Commission.
- Eyre, N., Downing, T., Hoekstra, R., Renning, K., 1999. ExternE. Externalities of Energy. **Global Warming**. *European Commission*, v.8, Belgium. En: www.externe.info.
- Ewing, R., 2001. **The design and evaluation of nuclear-waste forms: clues from mineralogy**. *Canadian Mineralogist* 39, 697-715.

- , 2001. **The Nuclear Fuel Cycle Intersects Geochemical Cycle: Weather, Waste & Weapon.** Presented at the *Eleventh Annual V.M. Goldschmidt Conference*, Hot Springs, Virginia, May 20-24.
- , 2006. **The Nuclear Fuel Cycle: A role for mineralogy and geochemistry.** *Elements*, v.2, 331-334.
- Flöhn, H., 1968. **Le temps et le climat.** *L'Univ. Connaissances*, Hachette, Paris.
- Flores, N., Anschau, A., Carballo, S., 2008. **Uso de biomasa para la generación de energía eléctrica en la provincia de Tucumán.** Presentado en la *XXXI Reunión de trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente, ASADES Mendoza*, noviembre 11-14.
- Fritsche, U., 1997. **Comparing Greenhouse-Gas Emissions and Abatement Costs of Nuclear and Alternative Energy Options from a Life-Cycle Perspective.** Öko-Institute for Applied Ecology. Presented at the *Citizens Nuclear Information Center (CNIC) Conference on Nuclear Energy and Greenhouse-Gas Emissions*, Tokio, November.
- Fthenakisa, V., Kima, H., 2007. **Greenhouse-gas emissions from solar electric- and nuclear power: A life-cycle study.** *Energy Policy*, v.35, 2549–2557.
- Fundación Torcuato Di Tella, 2006. **Cambio Climático y Vulnerabilidad en la Argentina.** Informe final. Resumen Ejecutivo. Comunicación Nacional. En aplicaciones.medioambiente.gov.ar.
- FVSA, 2006. **Escenarios energéticos para Argentina 2006-2020 con políticas de eficiencia. Eficiencia energética: reducir emisiones ahorrando.** Presentado en la Avant Premier de la película sobre cambio climático, *La verdad Incómoda*. Octubre 20.
- GISS, 2008. **Surface Temperature Análisis Global Temperature Trends.** 2007 Summation. Goddard Institute for Space Studies New York. En: data.giss.nasa.gov/gistemp/2007
- Giubergia, J., Coppari, N., 2007. **Política Energética y Comparación de Fuentes de Generación.** Presentado en la *Escuela de Defensa*. Buenos Aires, septiembre 20.

- Gómez, D., Coppari, R., Dawidowski, L. Giubergia, J., Maur, D., Precensio Deck F., Rey, F., 2007. **Assessment of greenhouse gas mitigation strategies for the energy system of Argentina** End of Year Report IAEA. Research Contract 13709
- Guérin, F., Abril, G., Richard, S., Burban, B., Reynouard, C., Seyler, P., Delmas, R., 2006. **Methane and carbon dioxide emissions from tropical reservoirs: Significance of downstream rivers**, *Geophys. Res. Lett.*, 33, L21407
- Guzowski, C., Recalde, M., 2006. **El Problema de Abastecimiento Energético en Argentina. Diagnóstico y Perspectivas**. Presentado en la XLI *Reunión Anual de la AAEP*. Asociación Argentina de Economía Política. Salta, Argentina, noviembre 16-17.
- Hore-Lacy, I., 2003. **Nuclear Electricity**. Uranium Information Centre Ltd and World Nuclear Association. London: World Nuclear University Press; Burlington, Mass.: Elsevier.
- IAE, 2003. **Análisis del Sector Hidrocarburos a través de la evolución de las Reservas Comprobadas (Período 1986 – 2002)**. Departamento Técnico IAE. En: iae.org.ar/archivos/inforeservas.pdf.
- IAEA, 2000. *Bulletin* v.42, n.2. En: www.iaea/archive.
- IAEA, 2002. **Mantenimiento y aumento del patrimonio para las futuras generaciones. Energía nucleoelectrica y desarrollo sostenible**. Factsheets & FAQs.
- IAEA, 2003. **MESSAGE. Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact. User Manual**. International Atomic Energy Agency.
- IAEA, 2007. **La electricidad, la energía nucleoelectrica y el medio ambiente mundial Energía eléctrica y progreso** *Factsheets & FAQs*. Internacional Atomic Energy Agency. En: www.iaea.org/Publications/Factsheets/index.html.
- Idee/FB, 2005. **Modelos Energéticos**. En: www.fundacionbariloche.org.ar.
- Idee/FB, 2005. **La construcción de Escenarios Socioeconómicos para la Prospectiva Energética**. En: www.fundacionbariloche.org.ar
- INVGEI, 2005. **Inventario Nacional de la República Argentina, de fuentes de emisiones y absorciones de gases de efecto invernadero, no controlados por el**

Protocolo de Montreal. Inventario correspondiente al año 2000 y revisión de los inventarios 1990, 1994 y 1997. Fundación Bariloche. Buenos Aires. En: www.fundacionbariloche.org.ar

- IPCC, 2000. **Emissions Scenarios: A Special Reports of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change**, [Nakicenovic, N., et al. (eds.)] *Cambridge University Press*. UK.
- IPCC, 2001. **Climate Change 2001: Synthesis Report**. A contribution of Working Groups I, II, and III to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Watson, R.T., et al. (eds.)]. *Cambridge University Press*, UK.
- IPCC, 2001a. **Climate Change 2001: The Scientific Basis**. Contribution of Working Group I to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Houghton, J.T., et al. (eds.)]. *Cambridge University Press*, UK.
- IPCC, 2001b. **Climate Change 2001: Adaptation and Vulnerability**. A contribution of Working Groups II to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [McCarthy, J.J. et al. (eds.)]. *Cambridge University Press*, UK.
- IPCC, 2005. **Carbon Dioxide Capture and Storage**. [Bert Metz, Ogunlade Davidson, Heleen de Coninck, Manuela Loos and Leo Meyer (Eds.)] *Cambridge University Press*, UK.
- IPCC, 2007. **Climate Change 2007: Synthesis Report. Summary for Policymakers**. Contribution of Working Group I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. [Pachauri, R.K., et al. (eds.)] *Cambridge University Press*, UK. In: www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr_spm.pdf
- IPCC, 2007a. **Climate Change 2007: The Physical Science basis**. Contribution of Working Group I to the fourth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge: Cambridge University Press. United Kingdom. and New York, NY, USA. In: www.ipcc.ch/ipccreports/ar4-wg1.htm
- IPCC, 2007b. **Climate Change 2007: Impacts, adaptation and vulnerability**. Contribution of Working Group II to the fourth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. [Parry M.N. et al. (eds.)] *Cambridge University Press*. UK. In: www.ipcc.ch/ipccreports/ar4-wg2.htm

- IPCC, 2007c. **Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change**. Contribution of Working Group III to the fourth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. [Metz, B. et al. (eds.)] *Cambridge University Press*. UK. In www.ipcc.ch/ipccreports/ar4-wg3.htm.
- Lloyd's, 1999. **Hedging your bets to beat weather**. Lloyd's list insurance day Jan 5.
- Lovelock, J., 2007. **The revenge of Gaia: Why the Earth is Fighting Back and How We Can Still Save Humanity**. California: Allen Lane.
- Mastrandrea, M., Baer, P., 2006. **High Stakes: Designing emissions pathways to reduce the risk of dangerous climate change**. *Institute for Public Policy Research*. En: www.ippr.org.
- Meinshausen, M., 2006. **What Does a 2°C Target Mean for Greenhouse Gas Concentrations? A Brief Analysis Based on Multi-Gas Emission Pathways and Several Climate Sensitivity Uncertainty Estimates**. In Hans Joachim Schellnhuber (Ed in Chief). *Avoiding Dangerous Climate Change*. *Cambridge University Press*.
- Minetti, J., 1998. **Trends and jumps in the annual precipitation in South America, south of the 15 degrees S**. *Atmosfera*, 11, 205-221.
- Minetti, J., Vargas, W., Poblete, A., Acuña, L., Casagrande, G., 2003. **Non-linear trends and low frequency oscillations in annual precipitation over Argentina and Chile, 1931-1999**. *Atmosfera*, 16, 119-135.
- OECD, 2003. **Nuclear Energy Today**. Agence pour l'énergie nucléaire Nuclear Energy Agency. E-book. En: www.nea.fr/html/pub/nuclearenergytoday/nuclear-energy-today.html.
- OMM, 1992. **Vocabulario Meteorológico Internacional**. OMM n.182.
- Patrakka, E., 2007. **Towards implementation on spent nuclear fuel Management in Finland**. Presented at the 20th *World energy congress*. Rome, November 11-15.
- Perez Ferreira, E., 1997. **La Necesidad de Contar con Repositorios Nucleares** *Ciencia Hoy*, v.7, n.42.
- Protocolo de Kyoto, 1998. En: www.unfccc.int.

- Quinto, J., 2006. **Ocho razones por las que el sector eléctrico Iraní puede pasar sin la energía nuclear.** *UNISCI Discussion Papers*, enero, n.10. Universidad Complutense de Madrid ISSN 1696-2206
- Rey, F., 2005. **Planeamiento energético ¿para qué sirve y cómo se hace?** En CNEA Boletín Energético. Publicación del Grupo de prospectiva y planificación de la Comisión Nacional de Energía Atómica. [Rey, F.C. et al. (eds.)] Año 8, n.15.
- , Coppari, N., 2005. **SINTESIS del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina.** Publicación mensual. Informes mensuales y anual. Buenos Aires: CNEA.
- , Coppari, N., 2006. **SINTESIS del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina.** Publicación mensual. Informes mensuales y anual. Buenos Aires: CNEA.
- , Coppari, N., 2007. **SINTESIS del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina.** Publicación mensual. Informes mensuales y anual. Buenos Aires: CNEA.
- , Coppari, N., Torino, I., 2008. **SINTESIS del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina.** Publicación mensual. Informes mensuales y anual. Buenos Aires: CNEA.
- , 2009. **Política energética y comparación de fuentes de generación.** Presentado en la *Escuela de defensa*. Buenos Aires, mayo 19.
- Rosenfeld, D., Lohmann, U., Rag, G., O'Dowd, C., Kulmal, M., Fuzzi, S., Reisell, A., Andreae, M., 2008. **Flood or Drought. How Do Aerosols Affect Precipitation?** *Science* 5 Vol. 321. 5894, pp.
- Rössler, C., Barbero, N., Canziani, P., 2007. **Efectos de la variabilidad climática y del cambio climático en el cultivo de la vid en la Patagonia Argentina.** Presentado en las *1º Jornadas Interdisciplinarias sobre Cambio Climático*. Facultad de Derecho UBA. Buenos Aires, noviembre 14-16.
- Rössler, C., Barbero, N., Carbajal Benitez, G., Canziani, P., 2007. **Comparison of climate change projections for Patagonia viticultural regions generated by GCMs and a regional climate model PRECIS.** Presented at the *Internacional Conference on Climate Change*. Hong Kong, Japan, May 29-31.

- Rusticucci, M., Penalba, O., 2000. **Interdecadal changes in the precipitation seasonal cycle over Southern South America and their relationship with surface temperature.** *Climate Research*, 16, 1-15
- Secretaría de Energía de la Nación, **Resoluciones PURE** N° 415/04, 416/04, 552/04.
- Secretaria de Energía de la Nación, Balances Energéticos 1990-2004
- Schellnhuber, H., Cramer, W., Nakicenovic, N., 2006. **Avoiding dangerous climate change.** Cambridge: *Cambridge University Press*.
- SMN, 2007. **Síntesis boletín climatológico.** Archivo Información histórica. Informes mensuales y Anual.
- SMN, 2008. **Síntesis boletín climatológico.** Archivo Información histórica. Informe mensual noviembre.
- SORS S.A., 2005. **Estudio de Vulnerabilidad del Sistema y de la Infraestructura Energética.** En: www.ambiente.gov.ar/cambio_climatico.
- Spadaro, J., Langlois, L., Hamilton, B., 2000. **Greenhouse gas emissions of electricity generation chains-assessing the difference,** IAEA Bulletin, v.42, n. 2.
- Stanganelli, 2006. **Las fuentes de energía en el cono sur.** Mendoza: Caviar Blue.
- Steen, M., 2001. **Greenhouse gas emissions from fossil fuel fired power generation systems.** *Institute for Advanced Materials Annual Report.* Joint Research Centre. European Commission. Eur 19754/EN.
- Stern, S., 2006. **The Economics of Climate Change.** *HM Treasury.* In: www.hm-treasury.gov.uk/stern_review_report.htm.
- Toth, F., 2008. **Energía Nuclear en el Mundo: Situación Actual y Prospectiva.** Presentado en el *MESSAGE Training Course IAEA.* Buenos Aires, Argentina, Abril 2008.
- Planning and Economic Studies Section.** Department of Nuclear Energy. Message Training Course IAEA, April.
- Twomey Sean A., 1974. **Pollution and the Planetary Albedo.** *Atmospheric Environment* v.8. 1251-56.
- UNESA, 2003. **La electricidad en España. Preguntas y respuestas.** Asociación Española de la industria Eléctrica. Madrid: UNESA.

- WEC, 2003. **Elementos activadores de la escena energética.** London: Report World Energy Council, Dec.
- WEC, 2004. **Comparison of Energy Systems Using Life Cycle Assessment.** London: Report of the *World Energy Council*, Jul.
- Zafra, J., Sánchez de Tembleque, L., Meneu, V., 2005. **Impactos sobre el sector energético.** En Moreno Rodríguez, JM (ed). Proyecto OCCE Informe final. Ministerio de Medio Ambiente. Evaluación Preliminar de los Impactos en España por Efecto del Cambio Climático. Universidad de Castilla, La Mancha.