



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SUR

TESIS DE DOCTOR EN ECONOMÍA

**LA GESTION DE LOS MERCADOS DE
GENERACION ELECTRICA EN LA REGION
SUDAMERICANA: LA ESPECIFICIDAD DEL CASO
ARGENTINO**

CARINA GUZOWSKI

BAHIA BLANCA

2015

ARGENTINA

PREFACIO

Esta tesis se presenta como parte de los requisitos para optar al grado académico de Doctor en Economía, de la Universidad Nacional del Sur y no ha sido presentada previamente para la obtención de otro título en esta Universidad u otra. La misma contiene los resultados obtenidos en investigaciones llevadas a cabo en el Departamento de Economía bajo la dirección del Lic. Mg Héctor Pistonesi Castelli.

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SUR

Secretaría General de Postgrado y Educación Continua

La presente tesis ha sido aprobada el 23/04/2015 mereciendo la calificación de 10 (diez).

Agradecimientos

Este trabajo fue realizado en el Departamento de Economía de la UNS, un lugar en el que encontré un espacio para expandir mis alas.

A la directora Andrea Barbero quien superviso mi trabajo como docente con alegría y libertad.

A todas mis compañeras, en especial a Gabriela Cristiano y Viviana Leonardi con quienes compartimos miles de sueños, y reflexiones diarias.

A toda la Secretaría Administrativa que nos permiten, con su generosa entrega, hacer nuestro trabajo más fácil.

En especial a Marina Recalde, quien me enseñó con su ejemplo que es más importante dar que recibir, a su entrega amorosa y desinteresada, a sus palabras siempre justas, a su tiempo sin tiempo. Gracias!

A Héctor Pistonesi Castelli, mi maestro en estos años de trabajo. A través de su ejemplo aprendí que los resultados son solo una parte del trayecto y que todos somos importantes en la construcción de un proyecto en común.

Dedicatoria

A mi esposo Ariel, por haberme apoyado incondicionalmente en todo este tiempo y por siempre haber creído en mí.

A mis padres Inés y Walter, y mi hermano Hernán, por su amor sin límites.

*“...Sin duda que un transeúnte común creerá que mi rosa se os parece. Pero ella sola es más importante que todas vosotras, puesto que es ella la rosa a quien he regado. Puesto que es ella la rosa a quien puse bajo un globo. Puesto que es ella la rosa a quién abrigué...Puesto que es ella la rosa a quien escuché quejarse o alabarse, o aún algunas veces callarse.
Puesto que es ella mi rosa...”*

El Principito

A mi hijo Tomi.

RESUMEN

La hipótesis sobre la cual se funda este trabajo de investigación es que, después de dos décadas de funcionamiento del modelo de reforma del sector eléctrico argentino la posibilidad de introducir competencia en el segmento de generación eléctrica y que esta permanezca en el largo plazo haciendo sostenible el sistema en el tiempo, ha sido altamente dependiente de un conjunto de elementos críticos, y tiene un alto grado de especificidad. Estos elementos pueden enumerarse como: condiciones particulares de tiempo y lugar, características tecnológicas de los sistemas eléctricos al momento de la reforma, disponibilidad de recursos primarios que en el caso argentino es principalmente gas, posibilidad de encadenamiento con otras cadenas productivas, calidad y estabilidad de las instituciones. En este trabajo, se tomará la experiencia Argentina como objeto privilegiado de análisis y se confrontarán aspectos de la misma con las condiciones y experiencias correspondientes a otros dos países de la región sudamericana: Colombia y Chile. El enfoque metodológico utilizado es multidimensional, sistémico e histórico enfatizando en una mirada de conjunto hacia el sector.

Se ha dividido a la tesis en tres grandes cuerpos temáticos: en el primero se establece el marco metodológico utilizado a lo largo del trabajo; en el segundo cuerpo temático titulado “La cadena productiva eléctrica”, se analiza la organización productiva, institucional y la evolución histórica de la cadena eléctrica en Argentina y se comienza a focalizar en el segmento de generación; en el tercer cuerpo temático denominado “La Gestión de los Mercados de generación Eléctrica en la región sudamericana ” se analizan las características principales de los mercados de generación eléctrica en los países elegidos en esta investigación; Lo anteriormente mencionado se analiza desde un punto de vista teórico, empírico y comparativo entre tres experiencias regionales; por último se llega a la caracterización de la singularidad del caso argentino en el contexto de los países y de la región bajo estudio. En el último apartado se elaboran las conclusiones generales.

Abstract

The general hypothesis of this research is that: after two decades of the Argentine electricity reform, the possibilities of introducing competition in electricity production and the long term sustainability of the system, has been highly dependent on a group of key issues, which have a high degree of singularity. These key issues are: specific conditions of time and place; technological characteristics of the electrical system at the time of the reform; availability of primary resources like gas in the Argentine case; finally the re-linking with other productive chains and the quality and stability of the institutions. In this study, we focus on the Argentine experience and compare it with two other South American countries: Colombia and Chile. The analytical framework of this analysis is: multidimensional, systemic and historical.

The paper has been structured into three sections. The first section presents the methodology framework of the thesis. The second section studies the institutional organization and historical evolution of the electricity chain in Argentina, focusing on the electricity production. The third section refers to the evolution of the electricity production in the countries selected in this investigation which belong to the South American Region. In the same section we reach the characterization of the singularity of the Argentine case in reference to the countries and region analyzed in this thesis. Finally general conclusions have been established.

INDICE

<i>Introducción</i>	1
---------------------	---

PRIMERA SECCION: MARCO GENERAL DE ANALISIS.

Capítulo 1: *Marco de Referencia: Enfoque Metodológico para el análisis de las cadenas productivas energéticas.*

1 Economía de la energía: Objeto de Estudio y Método	6
1.2 Enfoque Sistémico: Bases de una propuesta Teórica-Metodológica.	12
1.3 Cadenas Productivas: Su aplicación al estudio del sistema energético en el sistema energético argentino	13
1.4 Configuración histórica de las cadenas productivas en el sistema energético argentino.	20
1.4.1 Periodo Anterior a 1989.	23
1.4.2 Periodo 1989-2000	26
1.4.3 Periodo 2001-2013	32
1.5 La Cadena productiva eléctrica y sus interrelaciones con otras cadena energéticas.	42
1.6 Consideraciones finales del capítulo	45
1.7 Bibliografía citada y consultada.	46

SEGUNDA SECCION: LA CADENA PRODUCTIVA ELECTRICA

Capítulo 2: *Organización Productiva de la Cadena Productiva Eléctrica: El Eslabón de Generación.*

2.1 Características Técnico-económicas y Especificidades de la Cadena Productiva Eléctrica.	48
2.1.1 El Eslabón de Generación: el parque óptimo de producción	56
2.1.2 La Generación y los centros de producción .Clasificación de las centrales	59
2.1.3 Principales esquemas de incentivos a las inversiones en la generación de energía eléctrica.	71
2.1.4 El Eslabón de Transporte	75
2.1.5 El Eslabón de Distribución	77
2.2 Formas de organización sectorial en el sector eléctrico.	78
2.2.1 Modalidad de Control Central	79
2.2.2 Comprador Único	81
2.2.3 Estructura Integrada Regulada.	83
2.2.4 Modalidad de Mercado o Mercado Abierto.	83
2.3 Consideraciones Finales del capítulo	87
2.4 Bibliografía citada y consultada	89

Capítulo 3: *Evolución histórica de la Cadena productiva Eléctrica en Argentina con énfasis en el eslabón de generación: Gestión y Evolución de principales indicadores.*

3.1 Marco Histórico: Organización de la Industria Eléctrica con Anterioridad a la Reforma	91
3.1.1 Primer Periodo: 1877-1945. Concesiones Privadas	91

3.1.2 Segundo Periodo: 1945-1966. Estado Empresario	93
3.1.3 Tercer Periodo: 1967-1980. Descentralización de la Generación	94
3.1.4 Cuarto Periodo: 1980-1990. Descentralización de la Distribución	96
3.2 La Reforma Eléctrica Argentina a comienzos de los '90.	98
3.2.1 Antecedentes del proceso de reformas del sector eléctrico en América Latina.	100
3.2.2 Periodo 1992-2001: Reforma y Privatización: La especificidad del caso argentino	101
3.2.2.1 Creación y Características del MEM.	102
3.2.2.2 Organización del MEM	105
3.2.2.3 Agentes del MEM	107
3.2.3 Análisis del desempeño de la reforma: El gas como recurso clave	111
3.3 Periodo 2001-2013: Crecimiento de la demanda eléctrica, subinversión y escasez de gas.	122
3.3.1 El contexto post-devaluación: Análisis de las resoluciones más importantes	129
3.3.2 Nuevas Reformas en el Sector: Hacia un modelo de Comprador Único	140
3.3.3 Promoción de las fuentes renovables de energía	142
3.4 Consideraciones finales del capítulo	148
3.5 Bibliografía citada y consultada.	151

*TERCERA SECCION: LA GESTIÓN DE LOS MERCADOS DE GENERACION
ELECTRICA EN LA REGION SUDAMERICANA.*

Capítulo 4: Un marco para el análisis de los mercados de generación eléctrica de la región sudamericana

4.1 Caracterización de los mercados energéticos de los países de la región.	153
4.2 Caracterización de los mercados eléctricos de la región.	157
4.3 La gestión de la generación eléctrica en Colombia.	164
4.3.1 Historia del Sector	164
4.3.2 Gestión de la industria	165
4.3.3 Evolución principales indicadores	169
4.3.4 Promoción de fuentes renovables en generación.	175
4.4 La Gestión de la generación eléctrica en Chile	175
4.4.1 Historia del Sector	176
4.4.2 Gestión de la Industria	177
4.4.3 Evolución de los principales indicadores	182
4.4.4 Promoción de las fuentes renovables en generación.	187
4.5 Análisis Comparativo: Argentina, Colombia y Chile	190
4.5.1 Trayectoria de las Modalidades de Coordinación.	191
4.5.2 Dotación de recursos. Diversificación de la matriz energética.	200
4.5.3 Condiciones Iniciales y Motivaciones de la reforma.	201
4.5.4 Las características tecnológicas de los sistemas y la introducción de competencia en generación.	205
4.5.5 Concentración, poder de mercado y límites a la competencia	210
4.5.6 Políticas de Promoción de renovables en los países seleccionados	217
4.5.7 Institucionalidad y estabilidad de las reglas.	220
4.6 Síntesis Comparativa.	224
4.6.1 La especificidad del caso argentino	227
4.7 Consideraciones Finales del capítulo.	235
4.8 Bibliografía citada y consultada	237

Introducción

Los complejos eléctricos de la mayoría de los países de América Latina y el Caribe, que se caracterizaron por tener organizaciones eléctricas estatales centralizadas y verticalmente integradas, en la década de 1990 emprendieron procesos hacia nuevos esquemas de funcionamiento (OLADE 1998, OLADE 2003, Rozas Balbotin, 2009). Lo anterior apareció como consecuencia y en respuesta a una situación caracterizada por constantes crisis de desabastecimiento eléctrico; altos niveles de pérdidas, por tarifas que resultaban insuficientes para cubrir los costos relacionados con la operación, mantenimiento y expansión de los sistemas eléctricos; y con empresas eléctricas que resultaban una carga estatal que afectaban en cierta medida el desarrollo económico. (Pistonesi, 2000, Maldonado et al, 2007).

Los objetivos explícitos de la reforma de los sistemas eléctricos en la región fue la introducción de competencia donde fuera posible, que se concentró básicamente en el sector de generación y la búsqueda de mayor eficiencia en los procesos productivos y de inversión. El eje vertical de tales reformas en los sectores eléctricos fue la segmentación horizontal y vertical de la industria y el libre acceso de terceros a las redes transmisión y distribución. En este escenario aparecieron los mercados mayoristas de electricidad en donde convergieron los distribuidores, los grandes consumidores y los propios generadores, mercado que adoptó distintas particularidades dependiendo del país considerado-

Teniendo en cuenta este contexto y considerando la diversidad de los procesos de reformas que se pusieron en funcionamiento en los mercados eléctricos de América Latina, el modelo que siguió Argentina se ajustó al patrón teórico, y fue considerado como referencia para los países que realizaron las reformas con posterioridad.

El foco de este trabajo de investigación se concentrará en el segmento de generación eléctrica básicamente por dos motivos, primero porque es donde por sus características tecnológicas se intentó introducir competencia y segundo porque es el que presenta los más fuertes encadenamientos con otras cadenas productivas. Por tanto el enfoque sistémico elegido en este trabajo de investigación se aparta del análisis parcial y fragmentado del problema, para ir hacia una visión general reconociendo al segmento de generación como un eslabón dentro de una cadena como es la eléctrica, y a la eléctrica como una cadena dentro de un sistema, que es el sistema energético en su totalidad. En este sentido, las políticas que se apliquen en una o en otra parte de la cadena, tendrán repercusiones sobre el sistema en su totalidad. Al mismo tiempo, y tal como lo plantea Recalde (2011) esta perspectiva de análisis, permite reconocer también que la configuración histórica del sistema energético influenciará a los sistemas económicos y sociales en que se desarrolla, impactando también sobre el medio ambiente local y global.

En este contexto, el objetivo de este trabajo es demostrar que, después de dos décadas de funcionamiento del modelo de reforma del sector eléctrico argentino la posibilidad de introducir competencia en el segmento de generación eléctrica y que esta permanezca en el largo plazo haciendo sostenible el sistema en el tiempo, ha sido altamente dependiente de un conjunto de elementos críticos a saber: condiciones particulares de tiempo y lugar, características tecnológicas de los sistemas eléctricos al momento de la reforma, disponibilidad de recursos primarios que en el caso argentino es principalmente gas, posibilidad de encadenamiento hacia atrás, calidad y estabilidad de las instituciones, rol de las instituciones en un contexto de mercados competitivos, control institucional sobre los agentes privados.

Para el objetivo central planteado en esta investigación se tomará la experiencia Argentina como objeto privilegiado de análisis y se confrontarán aspectos de la misma con

las condiciones y experiencias correspondientes a otros dos países de la región sudamericana: Colombia y Chile. Se han elegido estos países como objeto de análisis comparativo con el caso argentino, debido a que aunque con características diferentes, puede decirse que en estos dos casos pudo organizarse como en Argentina mercados de competencia en el ámbito de la generación.

Para el logro de tal objetivo se ha dividido a la tesis en tres grandes cuerpos temáticos: en el primero se establece el marco metodológico utilizado a lo largo del trabajo; en el segundo cuerpo temático titulado “La cadena productiva eléctrica”, se analiza la organización productiva, institucional y la evolución histórica de la cadena eléctrica en Argentina y se comienza a focalizar en el segmento de generación; en el tercer cuerpo temático denominado “La Gestión de los Mercados de generación Eléctrica en la región sudamericana ” se analizan las características principales de los mercados de generación eléctrica en los países elegidos en esta investigación; las vinculaciones entre la generación eléctrica, la competencia y los mecanismos utilizados en estos países para expandir la capacidad instalada y asegurar nuevas inversiones. Lo anteriormente mencionado se analiza desde un punto de vista teórico, empírico y comparativo entre tres experiencias regionales; por último se llega a la caracterización de la singularidad del caso argentino en el contexto de los países y de la región bajo estudio. En el último apartado se elaboran las conclusiones generales.

La primera sección presenta la metodología general de análisis y está constituida por el capítulo 1, en el que se define el marco de referencia general: el enfoque de las cadenas productivas o enfoque sistémico. En este capítulo, se analiza, desde una mirada de conjunto, la fuerte interrelación de las cadenas energéticas en Argentina y su conformación. Desde un punto de vista histórico se analiza cómo se fueron configurando las cadenas energéticas en los últimos veinte años y en ese análisis histórico se reconocen qué rol

tuvieron las instituciones y el Estado para la sostenibilidad del sistema en estos años, aunque el tema de la importancia de las instituciones se tratará específicamente en el eje temático tres.

Una vez definido el marco metodológico y el objeto de estudio, en la segunda sección se examina la cadena productiva eléctrica en su totalidad, y se comienza a focalizar en el segmento de generación. Esta sección se encuentra conformada por dos capítulos; en el capítulo 2 se analiza desde un punto de vista teórico la conformación de la cadena productiva eléctrica, observando las características específicas de la electricidad y examinando las distintas modalidades de coordinación o formas de organización sectorial imperante en el sector. En el capítulo 3 se analiza la evolución histórica de la cadena productiva eléctrica en Argentina con especial énfasis en lo ocurrido en el eslabón de generación.

En la tercera sección, se examinan las características principales de los sistemas eléctricos de los países seleccionados. Se observa cuáles han sido las condiciones de partida, o su situación antes de la reforma, luego qué medidas se llevaron a cabo para reformar sus sistemas y cuál es su actual situación desde el punto de vista regulatorio e institucional. A través de este análisis se intentarán encontrar similitudes y diferencias con lo ocurrido en Argentina y en los países seleccionados, a los efectos de encontrar la especificidad del caso argentino.

En conclusión las implicancias del resultado de esta investigación se basarán en la discusión de políticas de planificación energética para el eslabón de generación reconociendo que la experiencia argentina por un conjunto de causas que se estudiarán en esta investigación ha tenido un muy alto grado de especificidad

Bibliografía Citada y Consultada

Gerchunoff, P, Greco, E, Bondorevsky, D (2003)., Comienzos diversos, distintas trayectorias y final abierto: más de una década de privatizaciones en Argentina:1990-2002; ILPES-CEPAL, Serie Gestión Pública N°34.

Maldonado P, Herrera, B (2004)., Sostenibilidad y Seguridad del abastecimiento eléctrico: Estudio de caso sobre Chile con posterioridad a la ley 20018, CEPAL Chile, 2007

OLADE/CEPAL/GTZ (1998), “La Modernización del sector energético en América Latina y el Caribe”, Cap III.

OLADE/CEPAL/GTZ (2003)., Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la formulación de políticas energéticas.

Pistonesi, H., (2000)., Sistema Eléctrico Argentino : los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma, Serie Recursos Naturales e Infraestructura N°10, Proyecto

Recalde, M (2011)., Sistemas Energéticos, Mercado y Estado, Editorial Académica Española.

Rodriguez Padilla, V (2002)., La industria eléctrica: Un panorama mundial, Revista renglones N°52,

Rozas Balbotin, P (2009)., Crisis Económica y energética en América Latina: su impacto en las operadoras españolas, CEPAL, Stgo de Chile, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, N°143

1. Marco de Referencia: Enfoque Metodológico para el análisis de las cadenas productivas energéticas

1.1 Economía de la Energía: Objeto de Estudio y Método

La energía es esencial para la organización económica y social de todos los países. Las formas de producción y/o consumo de energía tienen una serie de impactos sobre el desarrollo económico y social y/o sobre el medio ambiente. Por estas razones la energía ocupa un papel fundamental en el proceso de definición de las estrategias empresariales y en las agendas de las políticas gubernamentales. De hecho, no existe desarrollo económico-social sin energía.

La economía de la energía es por definición un área de la economía aplicada que intenta ofrecer respuesta a cuestiones tales como la formación de los precios, las condiciones de oferta y de demanda, las estructuras de mercado, o el comercio internacional de las distintas fuentes, las relaciones de causalidad entre crecimiento económico y consumo de energía, y busca conjugar el análisis económico con las dimensiones técnica y político-institucional que abarcan los problemas energéticos.(Pinto Junior, 2006)

Siguiendo este razonamiento, El primer interrogante que debería abrirse cuando se quieren estudiar los fenómenos energéticos desde una perspectiva económica, es dar respuesta a qué es la energía en cuanto y en tanto el objeto de estudio de la economía. Entonces, dado que la satisfacción de las necesidades es el objetivo de la actividad económica del hombre, la producción, transformación, distribución y consumo de energía tienen como finalidad la satisfacción de necesidades. Tales requerimientos energéticos se han traducido históricamente en ciclos de desarrollo sucesivos que estuvieron asociados a diversas fuentes: la madera, el viento, la hidráulica, el carbón, el petróleo, el gas natural, la energía nuclear, la energía solar, etc (Bouille, 2004). La energía puede ser utilizada para

satisfacer una serie de necesidades: iluminar y obtener condiciones ambientales adecuadas para el bienestar humano; transportar personas y mercaderías; transformar materias primas en productos; cocción y preparación de alimentos; refrigerar el agua para uso doméstico; enviar y recibir información; una gran cantidad de necesidades que van desde aquellas ligadas a la producción hasta aquellas vinculadas al tiempo libre. Sin embargo, la energía no satisface las necesidades directamente. Si el problema es iluminar, se precisa que la energía adopte la forma de radiación electromagnética, si el problema es cocinar, es necesario la energía térmica (calor), si la cuestión es el transporte, se necesita de la fuerza motriz, o sea de la energía mecánica (trabajo). De este modo, la energía no es consumida directamente, en verdad se utilizan equipamientos, aparatos, máquinas y dispositivos que tienen la función de convertir la energía que es puesta a disposición por el mercado en la forma en que se requiera. En conclusión, se necesita de un amplio conjunto de dispositivos y por consiguiente de tecnologías de uso que conviertan la energía final (aquella que está contenida en las fuentes de energía puestas a disposición de los usuarios finales) en energía útil (aquella que se encuentra en forma adecuada para satisfacer las necesidades finales de energía). La conversión de energía final en energía útil, lo llamaremos “utilización de la energía” (Pinto Junior, 2006).

Por lo anteriormente dicho puede definirse a la energía como un bien que puede contribuir en combinación con otros bienes y servicios a la satisfacción de las necesidades del hombre que vive en sociedad. Sin embargo el tipo de necesidades que satisface son de primera necesidad, claves y determinantes en cualquier sistema económico. Es entonces que la energía desde esta perspectiva de estudio es considerada entonces como un “bien social” que satisface necesidades sociales, un bien clave para la calidad de vida de la población y estratégico en el desarrollo productivo de una sociedad..

La energía desde este enfoque puede denominarse actividad de base de la economía, es decir una actividad que sostiene todas las actividades productivas, así como

los consumos finales y la exportación. Por lo tanto la energía es un factor clave en el proceso de desarrollo, tanto por su importancia como insumo productivo en el proceso de crecimiento, como por su relevancia como bien de consumo en el desarrollo social

En primer lugar, la importancia de la energía en el desarrollo social se relaciona con el grado de cobertura de los llamados servicios energéticos (calefacción, cocción, iluminación, refrigeración), la calidad de los recursos utilizados para lograr dicha cobertura y el impacto del costo de la energía en los ingresos familiares con consecuencias sobre el desarrollo humano.

Debido a lo anteriormente mencionado, la energía tiene una serie de características que la hacen conveniente enfocar su estudio desde varias dimensiones que se interrelacionan: la dimensión física, la dimensión tecnológica, la dimensión económica, la dimensión política, la dimensión legal y la dimensión ambiental. En este sentido se pueden utilizar estas dimensiones para evaluar si determinado proceso avanza hacia una mejora en la sustentabilidad.

De acuerdo a OLADE (2003) estas dimensiones se encuentran relacionadas e interactúan en un proceso dinámico con la realidad de un sistema socioeconómico concreto. En lo referente a la dimensión económica, la sustentabilidad¹ se relaciona con la posibilidad de sostener el crecimiento en el futuro a través de la diversificación productiva y la disponibilidad oportuna de recursos naturales sin olvidar la incidencia de los aspectos sociales y ambientales en el proceso de desarrollo. La dimensión social atiende a los

¹ Debido que existen un complejo conjunto de dimensiones que interactúan en un sistema dinámico caracterizado por la incertidumbre y los cambios endógenos la noción de desarrollo sustentable no es un tema simple, Sin embargo la Comisión Mundial sobre el medio ambiente y el desarrollo (CMMAD) definió el desarrollo sustentable como “un desarrollo que satisface las necesidades del presente sin menoscabar la capacidad de las generaciones futuras de satisfacer sus propias necesidades. Asimismo la Comisión de Desarrollo y Medio Ambiente de América Latina y el Caribe, ha establecido el desarrollo sustentable como “ un desarrollo que distribuya más equitativamente los beneficios del progreso económico, proteja al medio ambiente nacional y mundial en beneficio de las futuras generaciones y mejore genuinamente la calidad de vida.

aspectos ligados a la calidad de vida de la población, observando si determinadas acciones pueden ser consideradas sustentables en términos de contribuir a disminuir la divergencia entre países y en el seno del propio país. La dimensión ambiental atiende a incluir en el análisis los impactos ambientales que generan determinadas actividades sobre el medio ambiente local y global. Existe en ese sentido una conciencia social sobre la cuestión de que el progresivo deterioro del medio ambiente provoca en muchas situaciones daños irreversibles al medio ambiente que inclusive pueden afectar el desarrollo futuro de la sociedad. (OLADE, 2003)

En este sentido tal como lo plantea Recalde (2010), el análisis del impacto ambiental (local y global) del sistema energético ha mostrado las importantes consecuencias del uso de combustibles fósiles sobre el incremento de los gases de efecto invernadero (GEI), y el de estos sobre el fenómeno del calentamiento global. Tal como expresa la European Environment Agency (2009) la producción de electricidad y calor es la fuente más importante de las emisiones de CO₂ (responsables de un tercio de las mismas) y de dióxido de azufre (SO₂), mientras que para el óxido nitroso (NO_x) el sector energético es la segunda fuente en relevancia detrás del transporte. Por su parte, el World Resources Institute (WRI) (2009) subraya que el uso energético es responsable de la mayor parte de las emisiones de GEI, ya que la mayoría de las actividades económicas producen dichos gases en forma directa, mediante el uso de combustibles fósiles, o en forma indirecta por medio del consumo del calor y electricidad.

Bajo la dimensión política se analizan cómo el desarrollo sustentable se vincula con la gobernabilidad y con los mecanismos institucionales que garanticen y aseguren el cumplimiento de los contratos preestablecidos, asegurando por ende el respeto por los derechos del hombre.

A la luz de este concepto multidimensional de desarrollo sustentable, la utilización de un método de estudio sistémico como herramienta de análisis de los fenómenos energéticos y su asociación a los mercados, permite mostrar las articulaciones mutuas entre los distintos actores y sus estrategias, y entre el sistema socioeconómico y ambiental. Por tanto, se parte de una concepción metodológica flexible y rigurosa, que comprende los procesos de reestructuración de la cadena productiva energética desde una concepción holística. De este modo, esta estrategia teórico-metodológica, que incluye la interrelación entre distintos niveles de análisis relacionado, enfocado desde diferentes dimensiones (física, económica, ambiental, social, cultural y política) permite una reflexión teórica favoreciendo la interacción multidisciplinaria y las relaciones intersectoriales. (Radonich, M, 2007)

La adopción de esta perspectiva metodológica desde un enfoque diacrónico permite volver la mirada hacia afuera y hacia el interior del propio sector, con el objetivo de analizarlo como un espacio a partir del cual se configura una red de relaciones internas y externas, comprendiendo de esta manera la configuración del mismo en el mercado mundial. Desde esta perspectiva de análisis una investigación se ubica en redes de problemas que a veces abarcan extensos periodos históricos, y a su vez mantiene sucesivas y complejas conexiones con otras redes.

Este enfoque del trabajo a diferencia de otros, encuadra la evolución del sector energético en la estrategia global de desarrollo de un país o región, situándolo como un subsistema que satisface necesidades humanas, y que interactúa con el resto de los subsistemas de producción, transporte, distribución y consumo, en la economía. Muchos problemas inherentes al ámbito energético se encuentran fuertemente interrelacionados con otros sectores de la actividad económica.

Para analizar este tipo de problemas se necesita un enfoque integral, que trasciende la política sectorial energética, abarcando a toda la política macroeconómica, industrial, de infraestructura social y medio-ambiental.

Desde este punto de vista, el reconocimiento y la fundamentación del desarrollo en la participación de actores de varios niveles (local, nacional, y hasta inter o supranacional) o de índole (privados y públicos) implica concebir e implementar el estudio del sector desde un enfoque sistémico. Las conductas y decisiones de estos actores no son independientes una de otras. Por el contrario cada uno de ellos se encuentra influenciado por las decisiones de los demás. El mismo supone tomar en cuenta las acciones de muchos actores, manejando cada uno de ellos, una gama de instrumentos ampliada por la apertura político-económica. En resumen esta perspectiva metodológica permite:

- i. Tener en consideración la totalidad de las actividades ligadas al abastecimiento energético.
- ii. Examinar las articulaciones entre la actividad energética y otras actividades económicas.
- iii. Analizar el rol de los actores presentes
- iv. Explicar la dinámica de la evolución de cualquier sistema energético como resultados de cambios en las condiciones de producción, de reestructuración de las empresas o cambios en las formas de competencia entre usos y fuentes energéticas.
- v. Dar herramientas para relacionar el consumo final de energía con el abastecimiento energético.
- vi. Otorgar una visión global del problema energético permitiendo comprender la evolución de estos mercados y de las industrias como parte de un proceso común que supera las especificidades sectoriales.

1.2 Enfoque Sistémico: Bases de una propuesta Teórica-Metodológica

Altomonte (2001) considera al sistema energético como un subsistema social, que se encuentra interrelacionado en muchos aspectos con el nivel y la estructura del abastecimiento energético que a su vez interactúa de modo complejo con el desarrollo económico-social e influyen directamente al medio ambiente y su sostenibilidad. El autor observa que la interrelación entre la cadena productiva petrolera, gasífera y eléctrica constituye una entidad con sentido en sí misma, un “sistema energético” que interactúa de modo complejo con el desarrollo económico-social e influye sobre el ambiente y su sostenibilidad.

La utilización de un método de estudio sistémico estructural, multidimensional y dinámico como herramienta de análisis de los fenómenos energéticos y su asociación a los mercados, permite mostrar las articulaciones mutuas entre los distintos actores y sus estrategias. El mismo permite el estudio del sistema energético como un conjunto de subsectores que se interrelacionan e interactúan con el espacio socio-ambiental. Desde esta perspectiva de análisis en comparación con las teorías estáticas, que tienden a aislar y “compartimentalizar” las actividades del mercado en el proceso formativo del sistema de precios, esta visión estructuralista tiene como punto de partida una perspectiva sistémica, multidimensional e históricamente dinámica de las sociedades humanas.

1.3 Cadenas Productivas: Su aplicación al estudio de un sistema energético

Bajo el enfoque desarrollado en el apartado anterior cualquier sistema energético se inscribe en un contexto económico, político y ambiental que lo determina y condiciona. En este contexto, el sistema energético ha sido definido como una *sucesión de actividades* las cuales, a partir de una cierta dotación de *recursos naturales*, permiten satisfacer los *requerimientos de energía* de la sociedad, tanto los derivados del estilo de vida de la población como los asociados a la actividad económica productiva. En particular, suele definírsele como un conjunto de *cadenas energéticas*, respondiendo cada una de ellas a una fuente determinada. (Hasson y Pistonesi, 1988).

El conjunto de cadenas energéticas resulta ser un esquema del funcionamiento físico del sistema energético, en el cual se puede observar la circulación de los flujos desde los recursos hasta su utilización, permitiendo analizar la viabilidad técnica de las diferentes opciones de funcionamiento del sistema (Hasson y Pistonesi, 1988).

Una cadena productiva puede ser definida entonces por dos caminos: o bien alrededor de un insumo principal o recurso natural básico (por ejemplo la cadena del petróleo) o como el conjunto de operaciones productivas ligadas a la generación de un producto (por ejemplo la cadena eléctrica).

Se han propuesto muchas alternativas para definir el concepto de cadena productiva cuya idea se centra en procesos de producción en los que participan diversas unidades o agentes entrelazados entre sí en términos tecnológicos, de mercado y de capitales.

Puede definirse entonces a una cadena productiva como un conjunto articulado de actividades técnicas, económicas y financieras, integradas en el interior de un proceso o la prestación de un servicio. (IDEE, 1988)

Más precisamente se quiere mencionar que además de integrarse en un sector, las empresas energéticas pueden formar parte de otro tipo de conjuntos de rango intermedio que integran a todas aquellas que mantienen algún tipo de relación de intercambio, sea o no de carácter mercantil. El concepto que mejor refleja esa forma de organización es lo que se define como “*felieres*”, término que algunos han traducido de forma literal como hileras de producción, en tanto otros utilizan los de líneas o cadenas de producción.

Básicamente mientras en la concepción clásica o tradicional se considera a cada cadena energética como una rama industrial más del sistema económico, y bajo esta óptica el sector energético es un agregado de empresas que en la mayoría de los casos no guardan ninguna relación entre sí, la “*filiere*” es un sistema al que pertenecen empresas y ramas industriales que, de forma habitual, establecen vínculos de interdependencia funcional para el desarrollo del proceso productivo y la obtención de determinados productos. Bajo este enfoque *la “filiere” es principalmente un sistema organizado de relaciones*” (De Bandt,, 1988) .

En este sentido, toda cadena productiva como agrupación de ramas interdependientes, se organiza en torno a una actividad o un producto (el acero, los hidrocarburos, el calzado, el automóvil) que identifica su núcleo central, en tanto sus márgenes externos suelen resultar bastantes más difusos y cambiantes. Los eslabonamientos productivos o relaciones interindustriales existentes en su seno pueden ser de carácter vertical, cuando relacionan fases sucesivas de un mismo proceso continuo (tanto hacia atrás (*backward linkages*) como hacia delante (*forward linkages*), o de carácter horizontal, cuando relacionan actividades dentro de la misma fase (Torre, 1988; Sallez, 1994).

En el caso de las empresas energéticas además de integrarse en un sector y formar parte, en determinados casos, de una *cadena productiva*, son también elementos indispensables en la configuración y organización de los *sistemas productivos*.

Siguiendo por ejemplo a Bunge (1999), el autor entiende por sistema a cualquier objeto complejo cuyas partes están unidas mediante diversos lazos estables que constituyen su estructura. Un sistema concreto —en oposición a un sistema teórico— existe objetivamente y tiene una base física, de manera que el rasgo central de todo sistema de este tipo, es que presenta un proceso de cambio permanente. Marchal (1955) plantea que un sistema económico es un conjunto, una combinación de estructuras diversas, ligadas por relaciones relativamente estables, es un complejo coherente de estructuras.

Por su lado, Laganier, (1988) define al *sistema productivo* como el "conjunto de agentes económicos que intervienen en la producción y las relaciones que mantienen entre sí, en un determinado espacio. Se trata, por tanto, de una *complejidad organizada* en donde, a partir de la utilización conjunta de unos factores de producción internos, mediatizada por las influencias exteriores, se desarrolla un proceso productivo en el que participan toda una serie de actividades interrelacionadas mediante flujos tanto materiales (mercancías, capital, personas) como inmateriales (información, tecnología), que abarcan desde la extracción, a la transformación y distribución de múltiples bienes y servicios.

Por lo tanto desde un enfoque integral, un sistema energético determinado puede visualizarse como un sistema físico concreto, intrínsecamente dinámico, compuesto por cadenas productivas en el cual los lazos constitutivos de su estructura son reglas técnicas efectivamente vigentes, con múltiples relaciones hacia dentro del sistema y hacia afuera. La diversidad en cantidad, calidad y costo de los recursos productivos disponibles, junto a las estrategias aplicadas por las empresas y el tipo de relaciones externas condicionan la

existencia de sistemas productivos con estructura y dinanismos diversos, sometidos a períodos sucesivos de estabilidad y crisis.

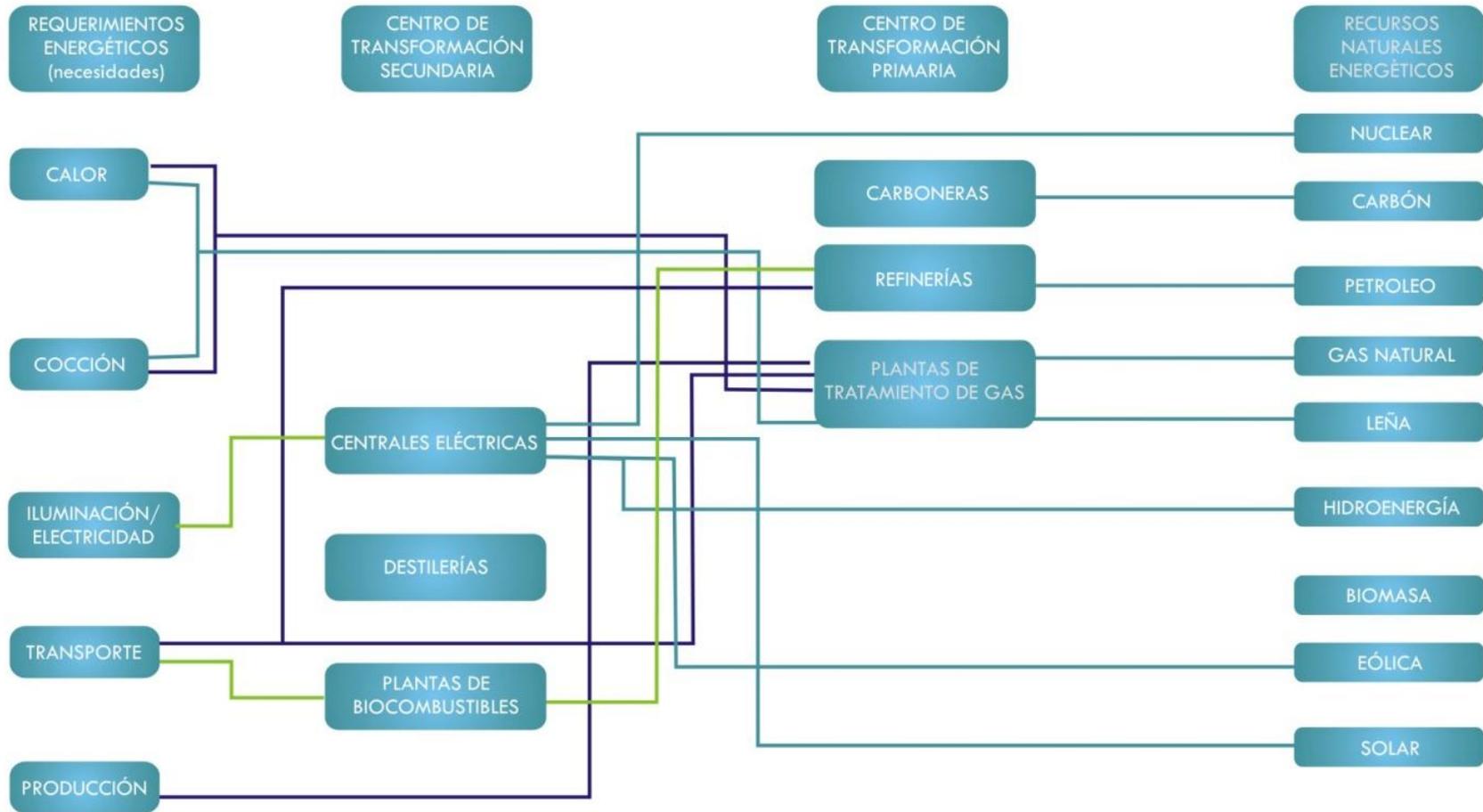
Es precisamente, la combinación de todas estas cuestiones lo que constituye el interés esencial de las nociones de cadena productiva y de sistema productivo. En este aspecto no es por casualidad que su desarrollo dentro del campo energético se encuentre íntimamente ligado al concepto de planificación que puede definirse entonces, como la búsqueda de una articulación satisfactoria entre las cadenas productivas en el contexto de un sistema productivo determinado. Más aún se puede concebir a la planificación de los recursos energéticos como un proceso permanente y dinámico, que responde a una visión sistémica del sector y que se cimienta sobre la base de un enfoque multiobjetivo que no puede dejar de tener en cuenta la construcción de la viabilidad. (OLADE/CEPAL/GTZ 2003)

Más precisamente, tal como lo plantea Recalde (2010) desde un punto de vista sistémico, el *sector energético*, o *sistema energético*, puede ser analizado como un subsistema constitutivo del sistema económico, el cual, a su vez, se incluye dentro de un sistema social y natural. Este subsistema estará formado por un conjunto de variables, factores técnicos y actores sociales cuyas decisiones de consumo y asignación de los recursos se encuentran influenciadas, no sólo por factores técnicos y económicos, sino también por aspectos políticos, sociales y medio ambientales. Al mismo tiempo, desde esta perspectiva, para la autora es fundamental reconocer que la configuración histórica del sistema energético influenciará a los sistemas económicos y sociales en que se desarrolla, impactando también sobre el medio ambiente local y global.

La figura N° 1, muestra un esquema simplificado de las relaciones físicas que ocurren en el interior de un sistema energético. En el mismo se observa que la energía fluye desde las fuentes primarias (recursos naturales) hacia las fuentes secundarias (derivadas de

los recursos naturales) utilizadas para satisfacer los diferentes requerimientos energéticos. A través de la figura se observa que la demanda final de energía (energía útil) es una demanda motivada por fines sociales o productivos originados por la necesidad de satisfacer ciertos requerimientos energéticos, tales como el transporte en calor o la iluminación. Recalde (2010) menciona que esta demanda final de energía se descarga mayoritariamente sobre las fuentes secundarias de energía, las cuales a su vez generan una demanda (derivada) sobre las fuentes primarias. De esta manera puede decirse que *el sistema energético es una sucesión de sistemas gobernados, en última instancia, por la demanda final, la cual es función de aspectos técnicos, económicos y culturales.*

Figura N° 1: Esquema Simplificado de un Sistema Energético.



Fuente: Recalde, M (2010)

Los aspectos que comprende el concepto de cadena productiva y de sistema energético y su estudio son:

1. El análisis de los aspectos físicos, técnicos, flujos físicos. En él se examina la cadena como una secuencia de procesos (transformación de una energía primaria en secundaria, transporte y distribución, almacenaje) desde el recurso natural hasta la energía útil. Se trata de incorporar la última etapa de transformación de cada cadena energética, la realizada por los usuarios para convertir la energía neta adquirida en energía útil. En este punto se incorpora en el análisis la decisión del usuario respecto a qué fuente utilizar para satisfacer sus requerimientos de energía útil, esto significa analizar la sustitución entre fuentes a nivel de consumo final y no solamente en los centros de transformación intermedios. (Hasson y Pistonesi, 1988).
2. El análisis de los aspectos económicos, por ejemplo el estudio de los costos de los procesos, existencia o no de economías de escala y/o de alcance, fenómenos de producción conjunta, grado de integración vertical y horizontal, precios, tarifas.
3. El análisis de los aspectos sociales y culturales en el cual se analiza por ejemplo la importancia de la mano de obra en una cadena productiva o hacia qué sectores socioeconómicos se dirige ese bien. En este caso se estudia cómo el comportamiento de esos mercados es afectado por pautas culturales, urbanización, crecimiento poblacional.
4. El análisis organizacional que involucra a las instituciones imperantes. Se observa qué actores actúan en las cadenas (empresas públicas y privadas) y se analizan qué tipo de racionalidad guían sus decisiones. El tipo y la cantidad de actores intervinientes pueden variar de un sistema a otro, dependiendo tanto de su organización social y política como del ordenamiento institucional del propio sistema energético.

Se examina la tipología de mercado (mercado regulado o no) y dónde y cómo se aplican los mecanismos de regulación. La institucionalidad es fundamental en el análisis del funcionamiento de este tipo de mercados en los cuales en algunos segmentos se ha querido introducir competencia (por ejemplo en la generación eléctrica). En este contexto para asegurar el correcto funcionamiento del sistema de precios es necesario que las instituciones funcionen adecuadamente.

5. El análisis de los aspectos ambientales de las actividades de una cadena productiva energética analizada.

Por tanto el enfoque de las cadenas productivas se ha elegido como instrumento de análisis estructural por medio del cual se puede precisar la configuración general del abastecimiento energético de un país o región, y su asociación a los mercados, de manera de mostrar cómo las articulaciones mutuas permiten explicitar los aspectos más relevantes del comportamiento de los actores y sus estrategias.

1.4 Configuración Histórica del Sistema Energético Argentino.

Debido a que el marco teórico elegido en esta tesis resalta la idea de estudiar el problema energético desde múltiples dimensiones, es que resulta fundamental considerar en este trabajo de investigación la evolución histórica del sector energético argentino, de manera de poder comprender sistémicamente la problemática del eslabón bajo estudio (generación eléctrica) dentro de un contexto histórico e institucional. Comprender cuál ha sido la evolución histórica del sector energético en los últimos treinta años, permitirá enmarcar y delinear acabadamente el objeto de estudio. Para Recalde (2010) la comprensión del desempeño de un sistema energético desde un enfoque integral, y la forma en que se estructuran sus cadenas energéticas requiere de una profunda discusión acerca

de las fuerzas económicas y políticas que desde una visión histórica, se han desarrollado para darle la actual configuración.

En este contexto, en Guzowski y Recalde (2007) se expresa que la política energética en Argentina no parece haber tenido un rol parejo en términos históricos. Dicha política energética puede ser dividida en básicamente tres momentos. Un primer período, que abarca desde principios del siglo XX hasta inicios de la década de los ochenta, en el cual la política energética estuvo principalmente orientada a alcanzar la auto sustentabilidad energética, propiciando la sustitución de petróleo y carbón mineral por gas natural, energía hidráulica y nuclear. En dicho período se observó un notable incremento en la producción de gas natural, un inicio en la producción de energía nuclear e hidroeléctrica, y un crecimiento más lento de la producción de petróleo. Si bien a lo largo de este período se observan ciertos cambios de rumbo en cuanto a las políticas sectoriales en cada segmento del sistema, se destacan ciertos instrumentos de política tendientes a incrementar la cobertura del servicio público energético y lograr el abastecimiento total con recursos propios. De todos modos, a finales del período comienzan a vislumbrarse cambios en torno al accionar de la política energética que se observan con mayor fuerza en el período siguiente. La segunda etapa corresponde al período 1989-2002, que se caracteriza por una marcada tendencia a la apertura del sector, y privatización de las empresas operadoras. En este período se observa un abandono del uso efectivo de la política energética, ya que la misma se circunscribió a aspectos netamente regulatorios de las empresas recientemente privatizadas en los sectores sujetos a regulación estatal). En este período no se observan mayoritariamente políticas sectoriales generales, y las políticas estuvieron centradas en la introducción de mecanismos de competencia. Finalmente, la tercera etapa se inicia en el período posterior a la crisis energética que tiene sus inicios luego de la crisis del año 2001 y se extiende hasta la actualidad. Este período de la política energética argentina está principalmente caracterizado por un intervencionismo estatal, y por diferentes políticas

subsectoriales tendientes a solucionar problemas específicos de cada uno de los segmentos del sistema. Priman en esta instancia las acciones para asegurar el abastecimiento de aquellas fuentes energéticas clave para el desempeño del sector. (Recalde, 2010)

A los efectos del objetivo de este trabajo de investigación, que es comprender los factores que promovieron la competencia en el segmento de generación y las acciones llevadas a cabo por los actores para la consecución de tal objetivo, es que se sigue la idea propuesta por Recalde (2010), originalmente desarrollada por Basualdo y Azpiazu (2002) respecto a las estrategias seguidas por los actores privados a fines de los años ochenta que sigue hasta la actualidad.

Básicamente los autores presentados anteriormente definen tres estrategias seguidas por los actores económicos.

- ✓ **Estrategias de concentración:** a los fines de aumentar su participación en algunos sectores estratégicos de la economía argentina en que se encontraban operando, diversos grupos aprovecharon la oportunidad en el momento de las privatizaciones. Esto resultó en lo que los autores denominaron “concentración económica”, es decir el aumento en el peso relativo de las mayores firmas de un sector de la actividad en conjunto de la producción del mismo
- ✓ **Estrategias de Integración:** algunos conglomerados económicos lograron en forma directa o indirecta una integración vertical u horizontal de sus actividades.
- ✓ **Estrategias de Conglomeración:** algunos grupos económicos se diversificaron hacia mercados poco relacionados con su actividad principal. Las dos últimas estrategias pueden relacionarse con el concepto de “centralización de capital” proceso a través del cual se logra el control de los medios de producción de la economía por parte de un conglomerado de empresas que expanden su presencia en múltiples mercados a través de una reasignación del capital existente. (Recalde, 2010)

En el caso del sistema energético argentino, la conjunción y perpetuación de estas lógicas de comportamiento de los agentes económicos han actuado a favor de la concentración y centralización del capital en el sector. (Recalde, 2010). A este respecto Campione (2003) menciona que en la década de los noventa en Argentina existió un acelerado proceso de privatizaciones general, compuesto por una privatización denominada externa caracterizada por privatizaciones, traspaso de empresas y organismos públicos a manos privadas. Y una privatización interna a la penetración del estado de intereses capitalistas privados hasta un límite que rebasó la acción del lobby y terminó por anular un mínimo de autonomía estatal en la toma de decisiones.

1.4.1 Periodo Anterior a 1989

A partir del descubrimiento de petróleo en Comodoro Rivadavia, se desarrollaron un conjunto de acciones que posibilitaron que Argentina lograra el autoabastecimiento en materia energética. Las acciones claves que permitieron el auto abastecimiento fueron:

- 1) El descubrimiento de petróleo por parte del Estado Nacional en 1907, y el nacimiento en 1923 de YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales) como la primera empresa estatal de América Latina.
- 2) El descubrimiento de grandes yacimientos de gas natural en la década de 1970 y del '80 por la empresa YPF en las provincias de Neuquén, Salta y en Santa Cruz; y la ejecución temprana de la infraestructura de transporte más importante de América Latina.
- 3) La explotación del gran potencial de los ríos para suministrar agua para riego y energía eléctrica. Esto se llevó a cabo construyendo un numeroso conjunto de centrales hidroeléctricas de gran porte.
- 4) La comisión Nacional de Energía Atómica puso en funcionamiento un importante desarrollo nuclear en lo científico y en lo tecnológico que le permitió a Argentina integrar un

conjunto de países que utilizaban la energía nuclear para objetivos pacíficos. En este contexto la central nuclear de Atucha nace en el año 1974, y fue la primera central nuclear de América Latina.

En particular desde los años 70, la política energética argentina tuvo como uno de sus principales objetivos la búsqueda de la autosuficiencia petrolera, y por tanto promovió un significativo proceso de sustitución de los derivados del petróleo por fuentes renovables (hidroelectricidad) o por fuentes agotables más abundantes (gas natural, uranio), con el objeto de disminuir la fuerte participación de los derivados del petróleo que implicaban crecientes importaciones con el consecuente impacto sobre las divisas y presión sobre las reservas no tan abundantes. La política de sustitución mencionada se reflejó en la pronunciada regresión en la utilización de los derivados del petróleo, carbón mineral y combustibles vegetales. Estos energéticos representaban en 1960 el 92,7% de la oferta total mientras que en 1990 alcanzaban sólo el 51,8%.

Este proceso de sustitución se gestó desde el sector de abastecimiento y basó su racionalidad en la búsqueda de una adecuada asignación de los recursos energéticos, y por tanto una adecuada relación entre la estructura de recursos y la estructura de la oferta-consumo. La instrumentación de tal política energética se basó en un conjunto de herramientas, entre las que merecen destacarse. (Bouille, 2004)

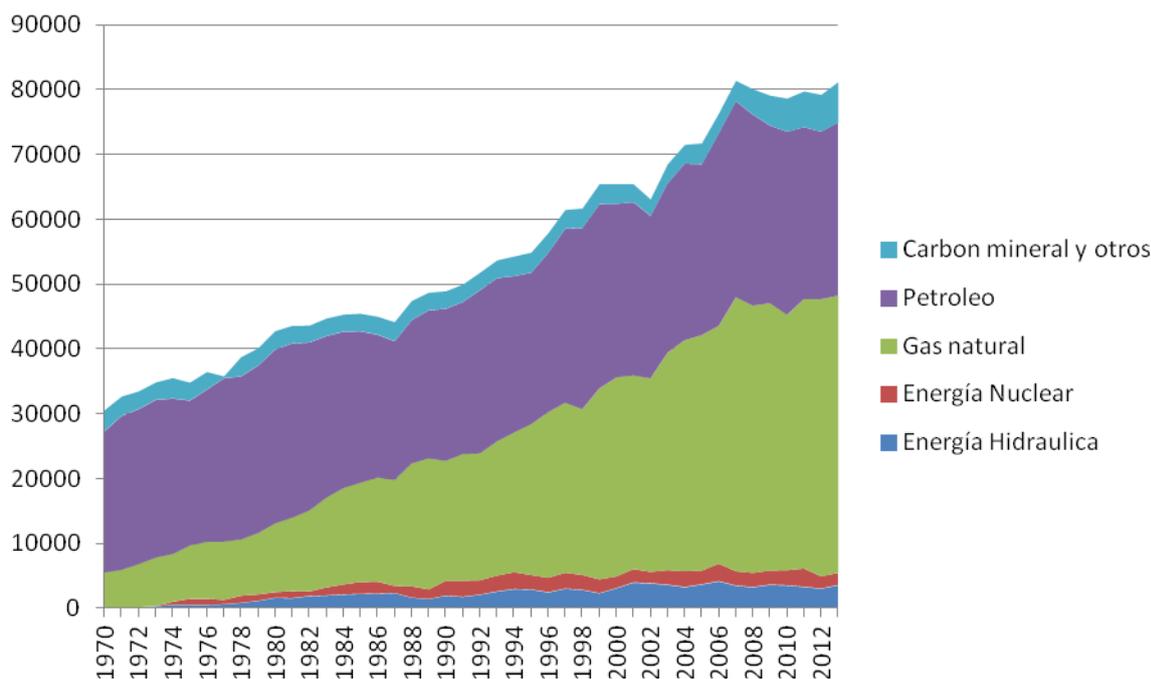
- 1) Un mecanismo de precios entre la empresa estatal petrolera (YPF) -productora de gas- y la empresa estatal gasífera (Gas del Estado) –transportadora y distribuidora de gas- que le permitió a esta última una política de precios a los consumidores finales, que propendió a la penetración del combustible gasífero.

- 2) La apropiación por parte del Estado de la renta petrolera y su direccionamiento hacia el financiamiento parcial de inversiones en grandes represas hidroeléctricas y centrales nucleares.

De lo anterior se deduce la importante participación del gas en la matriz energética aún antes de la reforma en 1990, resultado de: primero una política energética que expandió la red de gasoductos y redes de distribución desde la década del '60, transformando al gas natural en una de las principales fuentes de abastecimiento, y segundo de una política de precios relativos que llegó a colocar a Argentina en el tercer lugar en el mundo en cuanto a la participación de este energético en la estructura de consumo. En los últimos 40 años el gas y el petróleo representaron juntos casi el 90% de la oferta interna de energía primaria, aunque sus participaciones han variado sustancialmente como lo muestra el siguiente gráfico. Entre el año 1970 y el 2012 la participación del petróleo en la matriz de energía primaria se redujo de un 71% a un 33% y el gas natural aumentó su participación de un 18% a un 54%.

La evolución de la conformación histórica de la matriz energética, de acuerdo a la situación descripta se observa en el gráfico N°1. En el mismo, se evidencia el incremento en la participación del gas natural principalmente a partir de fines de la década de los ochenta, mostrando una tendencia a la concentración del sistema hacia el gas natural, y llegando este a constituirse en un recurso estratégico nacional (Guzowski y Recalde, 2007).

Gráfico N°1: Evolución de la Matriz de energía primaria en Argentina. 1970-2012



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

1.4.2 Periodo 1989-2000

El presidente Menem inició su mandato en 1989, y su consolidación se logró a partir de la política de estabilización de precios lanzada en abril de 1991 durante la gestión del Dr. Domingo Cavallo en el Ministerio de Economía. Dicha política consistió en el establecimiento de un esquema monetario-cambiarío por ley (ley de convertibilidad N° 23928) que logró recuperar la moneda como unidad de cuenta mediante, en primer término el anclaje del peso al dólar a un tipo de cambio fijo ($\$1 = \text{US}\$ 1$) bajo un régimen de caja de conversión, en el cual el Banco Central debía mantener reservas en moneda extranjera como contraparte de casi la totalidad de la base monetaria emitida. Esta ley prohibía, además la introducción de cláusulas indexatorias en la economía doméstica que pudieran alimentar los procesos inflacionarios (art 10). (Forcinito y Nahón, 2005; Rapetti, 2005)

Paralelamente se impulsaron medidas que desmontaron lo que se denominó la “matriz estadocéntrica”, caracterizada por un proceso de industrialización sustitutiva, economía cerrada, regulación estatal de los mercados y patrón de inflación moderada y en ese marco, se privatizó el grueso de las empresas públicas, y fueron suprimidas, o traspasadas a los estados locales, buena parte de las funciones a cargo del Estado nacional. Hay que tener en cuenta que estos cambios se desarrollaron bajo la órbita del capitalismo como sistema de producción y organización social.(Campione, 2002).

En este contexto macroeconómico, se realizó en Argentina una profunda reestructuración de las industrias energéticas, en el marco de un proceso de reforma del Estado y de la economía en su conjunto. Esta transformación formó parte de las reformas denominadas de primera generación en las que se planteó una reforma “hacia afuera” en el que básicamente se redujo el dominio funcional del Estado, es decir se postuló “menos Estado” en lugar de “mejor Estado” Esta primera fase de reformas del Estado implicó una profunda reforma de la sociedad, esto es una modificación en las relaciones de fuerza entre una y otra esfera. Las privatizaciones redujeron el aparato estatal y le otorgaron la responsabilidad al mercado y a la sociedad civil de la satisfacción de las necesidades sociales. En este esquema, los gobiernos provinciales pasaron a asumir un papel mucho más importante como eje central del vínculo Estado-Ciudadanía, mientras que el sector más concentrado del capital se convirtió en el principal proveedor de bienes y servicios públicos. (Oszlak, 1999).

Particularmente, la experiencia de reforma del sector energético en Argentina se diferenció de otras experiencias internacionales por su profundidad, alcance y rapidez de ejecución y además porque alcanzó a todos los agentes del sector. Se realizó en el breve lapso comprendido entre 1990 y 1993, e implicó la transferencia de los activos públicos del sector y de las funciones empresarias a los actores privados, al mismo tiempo que buscó un

mayor protagonismo del mercado como mecanismo asignador de los recursos energéticos. (Pistonesi, 2000; Gerchunof, 2003; Sanchez, M, 1994)

Según Gerchunof (2004) tres motivaciones impulsaron este proceso de privatizaciones: **una motivación fiscalista**, debido a la necesidad de obtener ingresos extraordinarios que permitieran financiar los gastos fiscales o disminuir la inversión pública; **la búsqueda de la eficiencia** a través del propio proceso de privatizaciones y una **motivación política**, por parte del gobierno nacional a los efectos de obtener credibilidad y reputación frente a la comunidad de negocios internacional.

A este respecto, Campione (2002) refuerza la idea de que existió un criterio estrechamente fiscalista de reducción de gastos y aumentos de ingresos en el sector público, con otro de generación de “oportunidades de negocios” para empresas y capitales locales e internacionales.

Esta fue una etapa de importantes reformas en el sector involucrando cambios fundamentales en la estructura institucional y en la regulación de todas las cadenas energéticas. La desincorporación masiva de activos alcanzó a los subsectores, electricidad, gas y petróleo, y resultó ser un engranaje fundamental en las políticas destinadas a lograr la estabilización y la recuperación económica. La gran transformación del sector obedeció a cambios que trascendieron la esfera regional, y que se vincularon con una nueva concepción acerca de la localización de las inversiones extranjeras, y el previo deterioro de la situación económico-financiera y de gestión de las empresas públicas energéticas por falta de financiamiento.

Recalde (2010) menciona que la década de los ochenta, presentó en la región de América Latina un conjunto de conflictos políticos y económicos motivados en gran parte por

su elevado nivel de endeudamiento que en diez años aumentó un 100%, al pasar de 223.249 millones de dólares a finales de 1980 a 454.881 millones de dólares a finales de la década de los noventa. En términos del porcentaje de la deuda externa total sobre el PBI, el endeudamiento de la región en su conjunto llegó a su máximo del 57% en el año 1988, para el caso de Argentina, dicho porcentaje llegó en el año 1989 al 82,6%. En este sentido, luego de la crisis de la deuda, los acuciantes problemas financieros las condujeron a graves situaciones de endeudamiento tal que ni siquiera se pudieran realizar las inversiones en mantenimiento y reposición del capital físico, con las consecuencias esperadas sobre la eficiencia del sistema energético en su conjunto.

Los factores que promovieron la reforma, y que en gran medida determinaron sus características pueden clasificarse en principio como *factores endógenos y exógenos al propio sistema*. En lo referido a los *endógenos*, pueden mencionarse fundamentalmente dos cuestiones claramente diferenciadas: 1- la incapacidad financiera de las empresas estatales energéticas para desarrollar actividades productivas y 2 - la supuesta “ineficiencia” en la realización de este tipo de actividades. Estos argumentos resultaron ser determinantes para circunscribir las actividades del Estado y de esta forma, no obstaculizar la iniciativa privada limitando sus funciones a la promoción de la competencia en los mercados donde fuera posible, y a ejercer funciones de contralor en el desempeño de las actividades monopólicas. En lo que respecta a los *factores exógenos*, en la primera parte de la década del '90, los países de América Latina y en particular Argentina recibió un creciente flujo de inversores internacionales, que en el marco de un gran proceso de liberalización financiera y de apertura económica, buscaron oportunidades de localización de sus inversiones de forma de diversificar el riesgo y obtener aceptables tasas de retorno. En este contexto, la mayoría de los países de la región decidieron unilateralmente abrir sus economías al comercio, a las inversiones y a los flujos financieros internacionales con el fin de participar de los potenciales beneficios de la globalización. Sin embargo, en la mayoría de los casos, estos

procesos de apertura se realizaron sin un adecuado contexto institucional, que aseguraran reglas claras para todos los participantes del proceso de reforma.

Asimismo estas reformas introdujeron cambios muy sustanciales en lo económico-social, modificando el rol que el Estado desempeñaba en la industria a través de una política de desarrollo y ampliación de la cobertura energética a la totalidad de la población. A partir de la reforma, su ámbito de acción se limitó *específicamente a las funciones regulatorias*. De este modo, más allá de la normativa requerida para construir los ámbitos de mercado donde ellos no habrían de surgir de manera espontánea (por ejemplo en los mercados mayoristas de electricidad y gas natural), la función regulatoria se limitó a aquellas actividades consideradas como monopolios naturales. En cambio, la asignación de los recursos naturales energéticos fue atribuida de modo casi exclusivo a las decisiones de los inversores privados; el Estado eliminó de manera casi total toda potestad de planificación en el uso de los recursos y/o implementación de políticas energéticas activas.

En este contexto, durante la década de los '90 se produjo un cambio radical en las reglas de juego que organizaban el sector energético. En lo relativo a la industria de los hidrocarburos, se puede decir que se privatizó YPF en su totalidad, tras el previo desmembramiento de sus diversos activos; se reconvirtieron los contratos en concesiones y se redimensionó la misma empresa. En este esquema se dictaron los decretos de desregulación petrolera que permitieron la libre disponibilidad de crudo. La cadena productiva gasífera se privatizó y segmentó, en dos transportistas y ocho distribuidoras y se promulgó la ley N° 24076 del Marco Regulatorio que creó el ENARGAS.

Se privatizaron las principales empresas del sector eléctrico nacional (SEGBA, A y EE; Hidronor; algunas provinciales) y se promulgó la ley N°24065. La actividad fue regulada por el ENRE. Se desregularon las actividades de producción de gas y generación

eléctrica y se regularon las de transporte de gas natural y electricidad. (Fundación Bariloche, 2005)

Este proceso de transformación, se desarrolló a través de una política de precios de los recursos energéticos cercana a los niveles internacionales en un contexto de fuerte apreciación de la moneda doméstica frente a las monedas extranjeras. Esto provocó un relativamente bajo impacto sobre los precios de los energéticos en el mercado interno, aunque si permitió una muy elevada rentabilidad sobre las inversiones realizadas. Esto último debido a que los activos se vendieron muy por debajo de su costo de reposición, y que su valor estuvo siempre referenciado en moneda extranjera a un valor próximo al del mercado internacional por tratarse en muchos casos de equipamientos de origen externo. (Fundación Bariloche, 2005)

Según la Fundación Bariloche (2005), los actores privados siguieron un conjunto de estrategias tales como:

- *El aumento de la generación térmica con gas natural.*
- *La construcción de gasoductos de exportación*
- *El aumento de la producción de hidrocarburos con destino al mercado interno y predominantemente al externo*
- *Minimización de los riesgos de inversión por parte de los actores privados que se tradujo en: el aumento de la potencia de compresión en el transporte de gas natural en vez de nuevos gasoductos, inversiones en exploración de bajo riesgo concentradas extensión de yacimientos ya descubiertos; políticas de endeudamiento externo y simultáneo reparto de dividendos; orientación de la producción al mercado externo con independencia de la reposición de reservas).*
- Los actores privados consolidaron una estrategia de integración horizontal y vertical a lo largo de toda la cadena energética, a pesar de que los marcos regulatorios prohibían este tipo

de comportamiento. Esto fue posible por una regulación débil. Esta situación permitió no solo que se establecieran una posición dominante en cada cadena, sino una integración entre diversos eslabones de las cadenas (ej. Producción y distribución de gas natural; producción de gas, generación y distribución eléctrica, grandes consumidores, etc).

1.4.3 Periodo 2001-2013

La crisis sistémica del modelo neoliberal argentino acontecida en el año 2001 (iniciado en la dictadura y cristalizado durante el gobierno de Carlos Menem y continuado por el gobierno de Fernando de la Rúa) estuvo caracterizada por el rechazo de la política y el derrumbamiento del principio de la autoridad pública. Esto derivó en la absoluta crisis del sistema financiero y del sistema bancario, lo que terminó en una sucesión de procesos y eventos de gran gravedad institucional, política y social a saber: salida masiva de capitales y pérdida de reservas, indisponibilidad de los depósitos bancarios, revuelta social, y represión indiscriminada, situación de acefalia, default de la deuda pública, salida de la convertibilidad monetaria, ajuste fiscal por devaluación del peso e inflación, crisis del sistema bancario y nueva política económica y social en el marco de una gran recesión y aumento del desempleo y la pobreza. (García Delgado, 2003; Schweinheim, G, 2003)

A finales del año 2001 la convertibilidad entra en una etapa de crisis final y se avizora un cambio de institucionalidad jurídica, que culmina en el año 2002 con un nuevo gobierno constitucional², en el que se presenta un proyecto de ley de emergencia que contó con un importante apoyo parlamentario y fue sancionado y convertido en ley el 6 de enero de ese año. Esta nueva norma, denominada de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (Ley 25561) legalizó la devaluación cambiaria, impulsó la pesificación de la

² El 1 de enero del 2002, la Asamblea Legislativa designó como presidente provisional al senador Eduardo Duhalde

actividad económica y estableció el comienzo de un importante proceso de redefinición de las relaciones contractuales entre las empresas privatizadas y el Estado. Específicamente la ley N° 25561, artículo 8, eliminó tanto la dolarización de las tarifas como su indexación periódica en función de la evolución de los precios de EEUU. Los precios y las tarifas resultantes de dichas cláusulas quedaron fijados en pesos nacionales a la relación de cambio un peso igual a un dólar estadounidense. Se reemplazó el texto del artículo N°10 de la Ley de Convertibilidad por el artículo N° 4 de la Ley N° 25561, en el que se reafirmó la prohibición de indexar precios y tarifas vigentes desde el 1 de abril de 1991.

En el artículo 9 de la ley N° 25561, se estableció la renegociación integral de los contratos con el conjunto de las prestadoras privadas de servicios públicos. Se dispuso que en las respectivas negociaciones deberían considerarse “el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuvieran previstos contractualmente. Por último, el artículo N°10 de la mencionada norma estableció de manera explícita que la desindexación y desdolarización de las tarifas y la renegociación de los contratos, *“en ningún caso autorizarán a las empresas contratistas o prestadoras de servicios públicos, a suspender o alterar el cumplimiento de sus obligaciones”* (Forcinito y Nahon, 2005)

El cambio en las condiciones macroeconómicas mencionadas anteriormente tuvo fuertes repercusiones sobre el sector energético nacional. Implicó un fuerte impacto sobre las tarifas y por lo tanto sobre el financiamiento de las inversiones y la rentabilidad de las empresas del sector. Asimismo produjo un fuerte reacomodamiento en las estrategias de los actores presentes en el sector. Tal como plantean Azpiazu y Benofligia (2006) existieron dos caminos en el proceso de cambio de propiedad operado en las empresas de servicios públicos con posterioridad a la devaluación: por un lado la ocurrencia de un proceso de

reestatización de dichos servicios y por otro la transferencia entre distintos actores privados de origen nacional.

Por otro lado según Navajas (2004), luego del año 2002, la Argentina realizó otra “pesificación asimétrica” para el caso de los productos energéticos que implicó pesificar y congelar los precios de los tres segmentos de gas y electricidad (producción, transmisión y distribución), mientras que dejó ajustar (sujeto a un mecanismo de control del precio del crudo) el precio de los combustibles líquidos, del GLP, de la leña, etc. Esto llevó a un crecimiento sostenido de la demanda energética acompañada de una disminución simultánea y sostenida de la oferta de hidrocarburos.

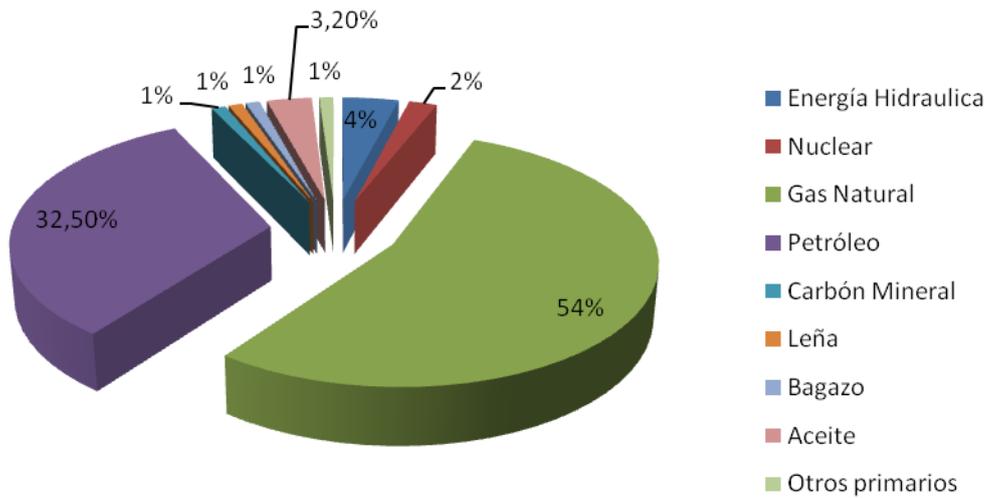
Como consecuencia del nuevo esquema macroeconómico se produjo una reactivación industrial importante respecto al periodo recesivo de 1999-2002. Los primeros sectores en mostrar tal reactivación fueron aquellos que lograron articularse o re-articularse al mercado internacional y los que podían participar del nuevo proceso de sustitución de importaciones. (Fundación Bariloche, 2005). Esto condujo al sector a un importante problema de abastecimiento energético (gas-electricidad) con características estructurales de difícil solución en el corto plazo, provocado por la insuficiencia de abastecimiento de gas natural, capacidad de transporte de gas natural cercana a la saturación, ausencia de inversiones en generación eléctrica y fuerte crecimiento de la demanda de gas natural y de la demanda de energía eléctrica.

Tal como se mencionó anteriormente la crisis de la convertibilidad que terminó en la devaluación del tipo de cambio, derivó en el congelamiento y pesificación de las tarifas de las empresas de los servicios públicos. Los cambios provocados por la salida de la convertibilidad generaron distorsiones en los precios de los energéticos y provocaron situaciones contradictorias tanto por el lado de la oferta como por el lado de la demanda, y

su incidencia sobre el sector energético puede observarse a través de dos efectos. Por el lado de la oferta, se observó la ruptura de los contratos e implicó la falta de incentivos a invertir en infraestructura en el sector, aún cuando es necesario mencionar que en los '90 con mejores incentivos, tampoco las inversiones crecían, principalmente en el sector de hidrocarburos en el área de exploración. Por el lado de la demanda, los precios finales de la energía incentivaron el consumo y el sobreequipamiento en el sector residencial de más altos ingresos. Estas dos situaciones provocaron un círculo vicioso de crecimiento por el lado de la demanda de energía, y restricciones en la oferta, que el gobierno ha intentado paliar con la introducción de políticas de URE (políticas por el lado de la demanda) y acciones tendientes a incrementar la oferta eléctrica a través de inversiones promovidas desde el Estado (Guzowski y Recalde, 2006)

La concentración del sistema energético argentino ha sido tal que, en el año 2012, los hidrocarburos ocupaban el 86% de la matriz energética (32,50% gas natural y 54% petróleo) tal como se muestra en el gráfico N°2.

Gráfico N°2: Oferta Interna de Energía Primaria. Año 2012

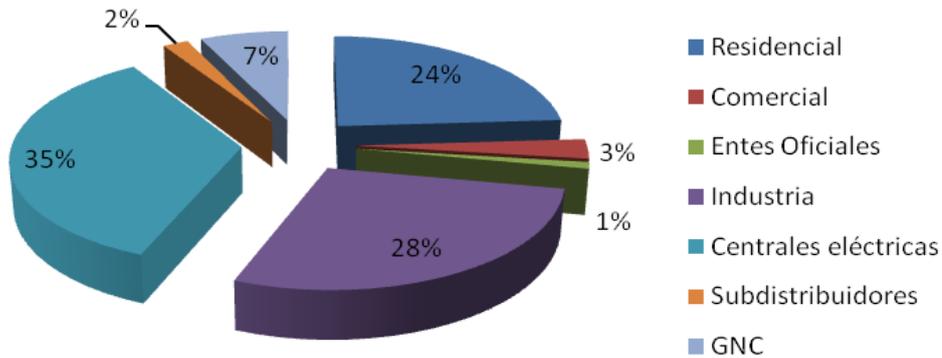


Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

Este alto grado de penetración de los hidrocarburos en la matriz energética nacional se explica en gran parte por el uso intensivo del gas natural para la generación eléctrica. En promedio entre los años 1992 y 2004 el incremento total de consumo de gas se explica en un 44% por el utilizado para generación eléctrica; en un 20% por las exportaciones y el restante 36% por los otros consumos internos.

Tal como se observa en el gráfico N°3, si se considera el consumo anual por parte de los distintos usuarios, los sectores con mayor participación para el año 2012 son los sectores de generación de energía eléctrica (35%) y el sector industrial (28%).

Gráfico N°3: Consumo Anual de gas natural en Argentina según tipo de usuario. Año 2012

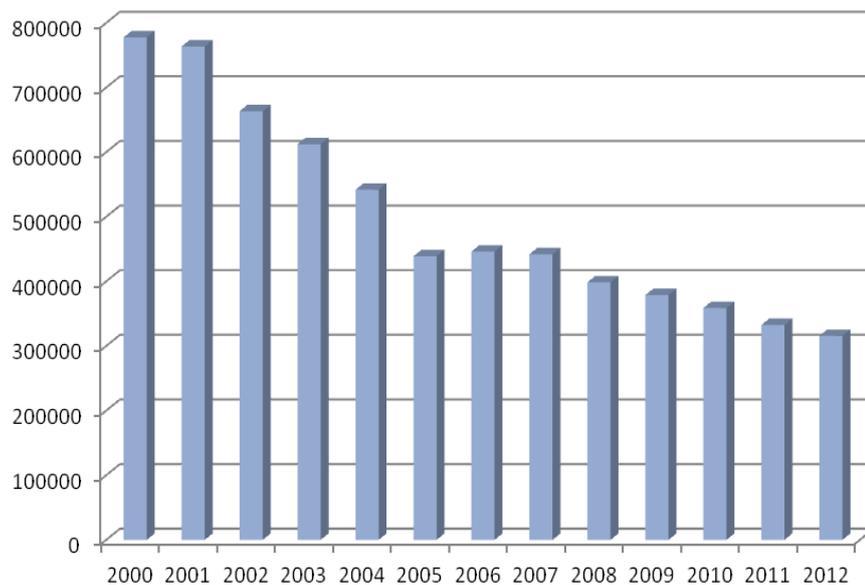


Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

Desde el punto de vista de esta investigación, en la actualidad el sector energético se encuentra ante cuatro causantes de no sostenibilidad que son concurrentes y se retroalimentan: 1. Tal como se observa en el gráfico N°4 la *caída de las reservas comprobadas de gas* que no permite sostener la producción y que ha llevado que Argentina haya perdido el autoabastecimiento energético; 2. *Grandes importaciones de gas* para abastecer principalmente al sector de generación eléctrica; 3. *Una estructura de subsidios para aumentar la oferta de gas y para subsidiar el costo de la generación de electricidad*. Asimismo el objetivo fue darle competitividad a la industria argentina, sin embargo para el caso de la industria manufacturera sólo una pequeña parte de los costos industriales es el costo energético.; 4. *Gran deterioro económico-financiero de algunas empresas energéticas*.

Navajas (2010) menciona que este debilitamiento en el desempeño del sector energético en Argentina quedó plasmado en la aparición de serios desequilibrios estructurales debido a una oferta de los principales energéticos que no cubrió una demanda dinámica en constante aumento bajo un esquema de precios artificialmente contenidos por muchos años. Esto dio lugar a subsidios fiscales que el autor denomina “insostenibles”, productividad declinante, ausencia de inversión privada voluntaria y no subsidiada y precios que no cubrieron los costos de capital para las nuevas inversiones. Navajas (2004) menciona que la gravedad del caso argentino se potencia por el hecho de que el gas ha participado en forma desproporcionada en la oferta energética, dando lugar a lo que ha denominado “burbuja” de gas natural, esto es un exceso temporal de producción que no pudo ser fácilmente reproducible en el corto plazo.

Gráfico N°4: Evolución de las reservas de gas natural (en miles de millones de m³). 2000-2012

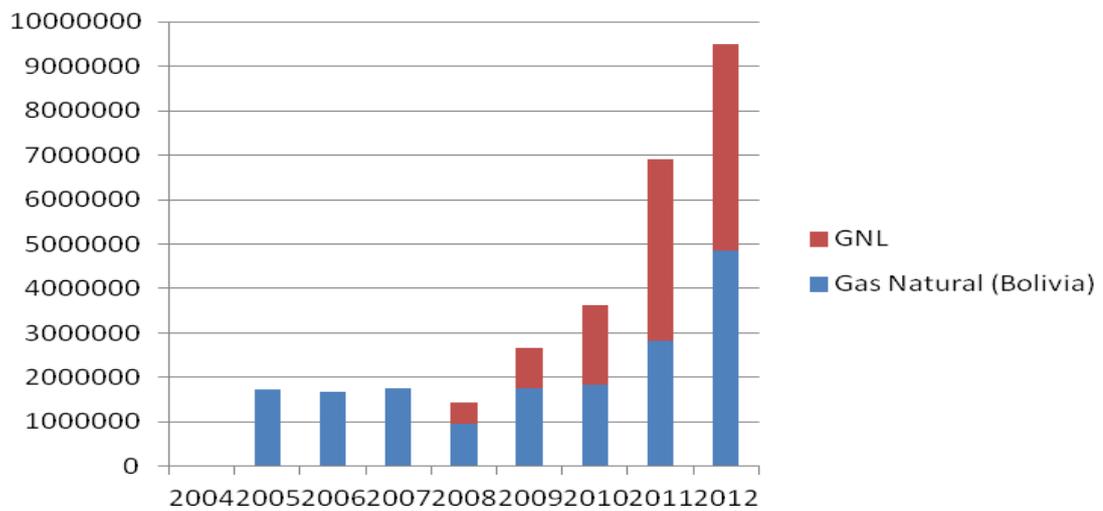


Fuente: Elaboración propia en base a datos del IAPG

En respuesta a los problemas de abastecimiento que comenzaron a evidenciarse a partir del año 2004, Argentina reinició las importaciones de gas natural desde Bolivia, las cuales habían sido interrumpidas en el año 1999. Sin embargo, en el año 2007,

los cambios institucionales ocurridos en ese país dificultaron el cumplimiento de los compromisos de suministro. En este escenario, tal como lo muestra el gráfico N°5 se iniciaron las importaciones de GNL mediante la instalación en el puerto de la ciudad de Bahía Blanca, al cual se sumaría, posteriormente, un segundo buque que se instalaría en el puerto fluvial del partido de Escobar.

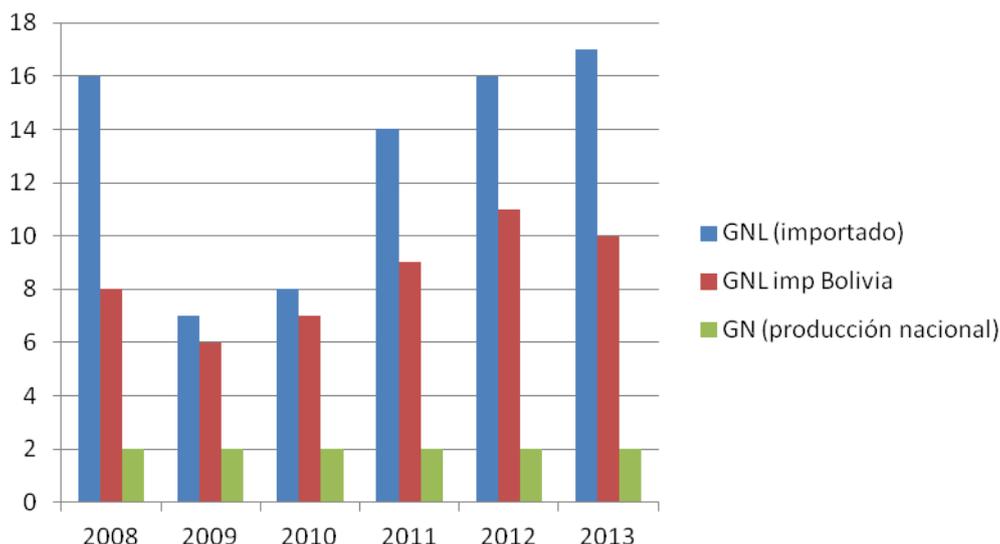
**Gráfico N° 5: Evolución de las importaciones de gas natural (en miles de millones de m³).
Periodo 2004-2012**



Fuente: Elaboración propia en base a datos del IAPG

Paralelamente el aumento del volumen importado de GNL coincidió con el aumento de su precio (gráfico N° 6), lo que condujo a un déficit creciente de la balanza comercial energética.

Gráfico N°6: Evolución de los precios promedio del gas natural (US\$/MMBtu).



Fuente: Elaboración propia en base a datos del IAPG

Argentina pasó de ser un país exportador neto de energía a ser importador neto, exhibiendo en el año 2012, un déficit de más de 2900 millones de dólares en su balanza comercial energética. En este sentido y tal como bien lo plantea Recalde (2012), basándose en el “Modelo de crecimiento Restringido por la Balanza de Pagos” desarrollado por Thirlwall (1979)³, el aumento sostenido de las importaciones energética para sostener el nivel de actividad económica implica potenciales restricciones al crecimiento económico. Según este análisis, ante una alta elasticidad ingreso de la demanda energética y suponiendo que esta es resuelta con combustibles de origen importados, se requerirá de una alta tasa de crecimiento de las exportaciones a fin de sostener la tasa de crecimiento del producto. Las conclusiones de este estudio mencionan que la existencia de límites “infranqueables” para financiar el déficit de la balanza de pagos derivará, en el largo plazo, en una caída de la tasa de crecimiento de la economía.

³ Según Thirlwall en una economía abierta existe una tasa de crecimiento consistente con el equilibrio de la Balanza de pagos (y_b), la cual, bajo el supuesto de que los precios relativos se mantienen constantes en el largo plazo, se define como el cociente entre la tasa de crecimiento de las exportaciones (x) y la elasticidad ingreso de la demanda de importaciones (μ). En el largo plazo y_b es igual a la tasa de crecimiento observada (y_t), lo que provoca que el crecimiento de la economía en el largo plazo se encuentre condicionado por el equilibrio de la cuenta corriente de la balanza de pagos (Recalde, 2012).

Debido a la importancia que tiene en la actualidad el gas natural en Argentina y la estrecha relación existente entre el consumo de gas y la actividad económica, es de prever que elevadas tasas de crecimiento de la economía desencadenen en el corto plazo en un aumento constante de la demanda de este recurso.

Es particularmente importante analizar el impacto de la situación anterior sobre la balanza de pagos en el caso particular de Argentina debido a la estructura que presenta su comercio exterior. El predominio de importaciones con una alta elasticidad ingreso, como es la que presentan las importaciones de combustibles, discrepa con la baja elasticidad-ingreso que presenta la demanda de los productos de exportación. A lo anterior se le agrega que casi el 60% de las exportaciones argentinas corresponden a productos de origen primario y manufacturas de origen agropecuario, la cuales en el año 2012, tenían una participación del 24% y 34%, respectivamente, en el total de exportaciones nacionales según datos obtenidos del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

Tal como se mostró en el gráfico N° 5 las importaciones de combustibles más que se duplicaron en el periodo 2008-2012, impulsadas por las importaciones de GNL, mientras que las exportaciones de mercancías sólo aumentaron un 16%. Por lo tanto este aumento constante de las importaciones energéticas, al no ser compensados por un aumento similar de las exportaciones, ha implicado en Argentina un impacto negativo sobre la balanza de pagos y ha presionado fuertemente sobre el mercado de divisas, con fuertes repercusiones sobre todo el sistema económico y social.

1.5 La Cadenas Productiva Eléctrica y sus Interrelaciones con otras cadenas

En este apartado se esquematiza a través de una representación teórica (Figura N°2) la dinámica de la cadena productiva eléctrica que fluye desde los recursos primarios hasta la utilización final de la energía, identificando sus interrelaciones con otras cadenas productivas principalmente con la hidrocarburífera.

El objetivo en este apartado es la representación funcional de la misma a los efectos de observar su dinámica y las relaciones existentes para comprender el funcionamiento del sistema dando una importancia particular a los elementos que tienen una ubicación central en la configuración de las cadenas físicas y de las cadenas productivas. En este sentido, se observará con especial atención los puntos iniciales y los nodos de interconexión con otras cadenas energéticas.

El siguiente esquema muestra en forma gráfica la complejidad del objetivo propuesto e indica los múltiples orígenes de las fuentes energéticas utilizadas para producir energía eléctrica para satisfacer el consumo final de energía eléctrica. En el mismo se observa, cómo el consumo final o demanda final de electricidad es una demanda derivada motivada principalmente por el sector productivo o por el sector residencial para cubrir requerimientos de iluminación o calor. Tal como lo destaca Recalde, (2010) esta demanda final se descarga sobre una fuente secundaria que es la electricidad, la cual a su vez genera una demanda derivada sobre fuentes primarias (petróleo, gas, fuel-oil, gas-oil). De esta forma el gráfico muestra al menos las siguientes cuestiones:

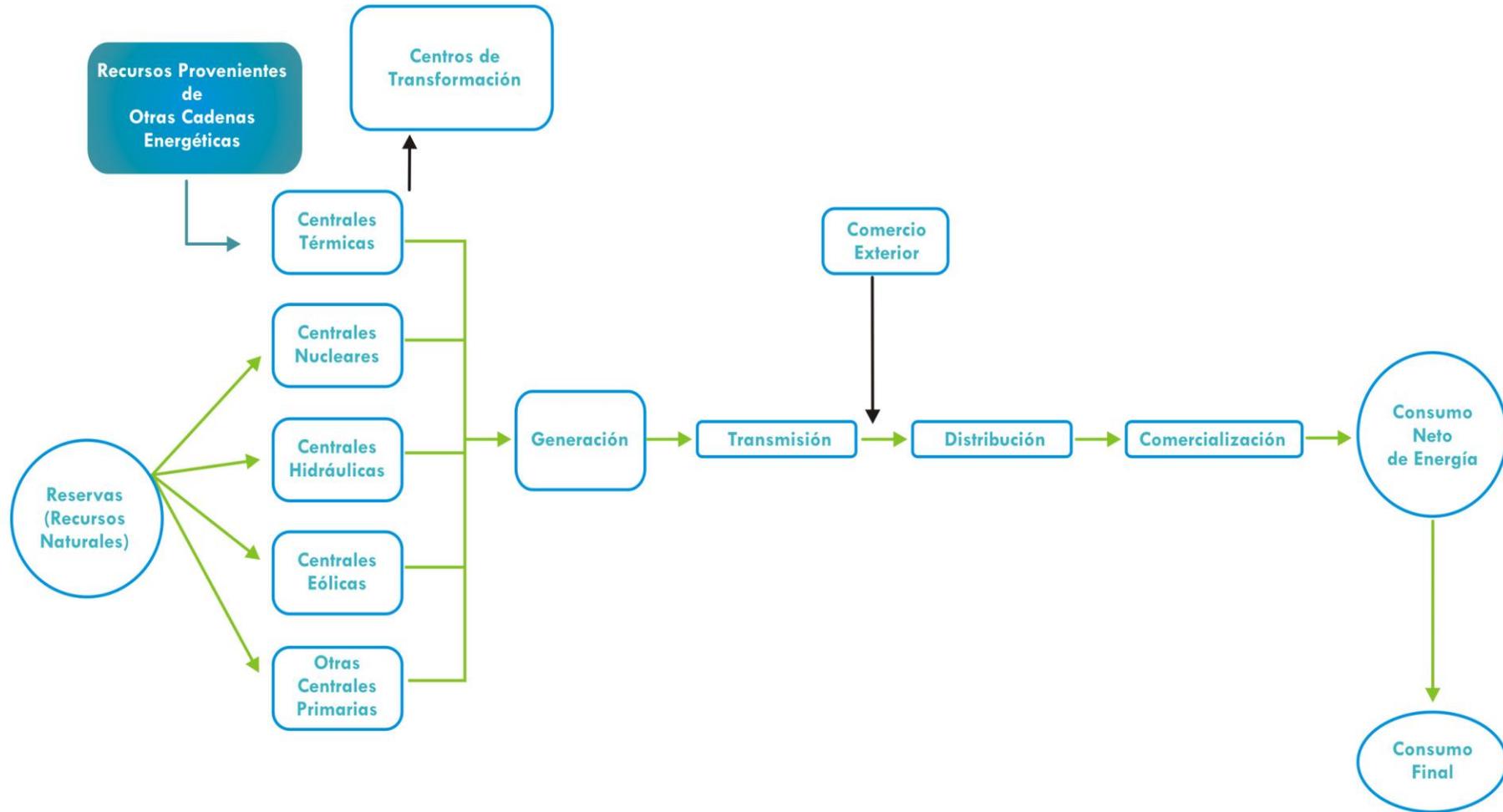
- i. En el comienzo de la cadena productiva eléctrica puede verse el encadenamiento productivo con las cadenas de gas natural, petróleo, carbón, uranio, y otras

fuentes renovables. Por tanto las cadenas hidrocarburíferas constituyen el principal origen de la cadena eléctrica.

- ii. Las estrechas vinculaciones entre las distintas cadenas energéticas (hidrocarburíferas) a lo largo de una cadena energética (eléctrica). Por tanto la insuficiencia de una fuente de energía primaria rápidamente repercute sobre el eslabón de generación y por ende sobre la demanda final. Las decisiones llevadas a cabo en otras cadenas repercuten directamente en la eléctrica, por lo nodos de interconexión existentes a nivel de los recursos primarios.
- iii. Finalmente el consumo final se descarga hacia atrás en el eslabón de recursos naturales. Por tanto si existen restricciones en el abastecimiento de recursos hidrocarburíferos (gas, derivados del petróleo), dichas restricciones se descargan directamente sobre los diferentes destinos finales del mismo, como por ejemplo las centrales eléctricas.

Tal como puede observarse en la figura N° 2, en una cadena energética, en este caso la eléctrica, se encuentran involucradas varias instancias de mercado, en los cuales pueden observarse varios procesos productivos (generación-transmisión-distribución). Esto implica que el resultado del negocio en cada cadena energética va a depender de los precios que se fijan en los mercados intermedios y en los mercados finales y ese resultado va a afectar directamente el consumo final y el sistema de abastecimiento en su conjunto.

Figura Nº 2: Cadena Energética de la Electricidad



Fuente: Elaboración propia.

1.6 Consideraciones Finales del capítulo

Se ha exhibido sintéticamente el marco metodológico de este trabajo de investigación. El mismo es de naturaleza multidimensional y sistémica, donde el objeto de estudio se analiza desde una perspectiva de análisis que tenga en cuenta que fundamentalmente la cadena productiva eléctrica se conforma de tres segmentos bien diferenciados que se relacionan intrínsecamente.

Bajo esta concepción al ser la electricidad una fuente secundaria de energía con un alto grado de especificidad, su provisión depende directamente de otras fuentes primarias como el gas, o los combustibles fósiles. Por lo tanto la falta de aprovisionamiento oportuno de algunas de estas fuentes energéticas primarias se descarga inmediatamente sobre el segmento de generación eléctrica provocando problemas de abastecimiento que luego repercuten sobre el consumo final relacionado con el sector productivo industrial y comercial y sobre los usuarios residenciales

Por lo anteriormente mencionado es que se refuerza la idea de que la mirada y el análisis hacia dentro y hacia afuera del sector debería ser sistémica y multidimensional, donde se consideren que las decisiones de inversión y producción en una cadena energética repercute directamente sobre otros eslabones de otras cadenas energéticas.

Desde esta perspectiva de análisis se ha estructurado todo el trabajo de investigación, y particularmente se le ha añadido la perspectiva histórica. A través de esta concepción metodológica se considera fundamental comprender la evolución histórica e institucional del sector energético argentino, de manera de entender las decisiones de política tomadas en el sector de generación eléctrica en cada periodo histórico.

1.7 Bibliografía Citada y Consultada.

Altomonte, H (2001)., Indicadores de Sustentabilidad 1990-99, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, CEPAL:

Azpiazu, D y Benofiglio, N (2006). “ Nuevos Escenarios macroeconómicos y servicios públicos. Reconfiguración empresarial en los sectores de agua potable y saneamiento y distribución eléctrica. Diferencias y Similitudes” Realidad Económica N° 224, 32-68.

Bouille, D (2004)., Economía de la Energía, Agosto.

Bouille, Daniel (1994)., El Uso Racional de la Energía. Evaluación y Perspectivas, Desarrollo y Energía, p.3, IDEE/FB.

Bunge, M. (1999), Las Ciencias Sociales en discusión, Bs As, Sudamericana.

Campione (2002), Crisis, Cambio de Paradigmas y Abandono del área social

Di Filippo, A (2009)., Estructuralismo Latinoamericano y teoría económica, Revista CEPAL 98.

Forcinito, K, Nahon, C (2005)., La fábula de las privatizaciones. ¿Vicios Privados , Beneficios Públicos?. El caso de Argentina (1990-2005), Economics Working Groups, Observatorio Argentina.

Fundación Bariloche, Lineamientos generales para la elaboración de un Plan Energético Sustentable, junio 2005.

Gerchunoff, P, Greco, E, Bondorevsky, D (2003)., Comienzos diversos, distintas trayectorias y final abierto: más de una década de privatizaciones en Argentina:1990-2002; ILPES-CEPAI, Serie Gestión Pública N°34.

Guzowski, C, Recalde, M (2006)., El problema de abastecimiento en Argentina: Diagnóstico y Perspectivas, Anales de la Asociación de Economía Política, Salta.

Guzowski, C , Recalde, M (2007)., Fuentes Nuevas de energía en Argentina: Análisis actual y perspectivas de política energética. Proceedings del Segundo Congreso Nacional y Primer Congreso Iberoamericano del Hidrógeno y Fuentes Sustentables de Energía, Hyfusen, Instituto de Energía y Desarrollo Sustentable, CNEA, Posadas, Argentina.

Guzowski, C, Recalde, M (2008)., Diagnóstico y Prospectiva de Abastecimiento Energético para Argentina, Anales de la Asociación Argentina de Economía Política, 2008.

Hasson, G., Pistonesi, H. (1988)., Análisis y Modelización del Abastecimiento Energético. IDEE/FB, San Carlos de Bariloche.
IDEE/FB, “ La Planificación y las Políticas Energéticas: Documento metodológico”, Instituto de Economía Energética.

Laganier, J (1988) ., Le système productif et ces représentations, ARENA R.P, Traité d'économie industriel, Paris.

Marchal, A (1955)., Méthode Scientifique et science économique , Ed : Th Genin.

Oszlak, O (1999)., De Menor a Mejor : el desafío de la segunda reforma del Estado, Revista Nueva Sociedad, N°160, Venezuela.

Pistonesi, H., (2000)., Sistema Eléctrico Argentino : los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma, Serie Recursos Naturales e Infraestructura N°10, Proyecto

OLADE/CEPAL/GTZ (2003)., Energía y Desarrollo Sustentable en AL yC: Guía para la formulación de políticas energéticas, Santiago de Chile.

Radonich, M (2007)., Reestructuraciones sociales en cadenas agroalimentarias, Buenos Aires, La Colmena.

Recalde, M (2012)., "Importancia del autoabastecimiento energético: impactos directos e indirectos sobre el crecimiento". Ciencias Económicas, 30 (1), 87-107.

Rapetti, M (2005)., La macroeconomía durante la Post-Convertibilidad: Evolución, Debates y Perspectivas, Observatorio Argentina, Economics Working Group.

Sanchez, M (1994), Procesos de Privatización en América Latina, México, BID

Sallez, A., Réseaux d'entreprises (1988), AURAI J.P, Encyclopédie d' Economie Spatiale, Paris.

Schweinheim, G (2003). ¿Podría una institucionalidad administrativa republicana contribuir a la transición política después de una crisis ? Lecciones de la República Argentina, Publicado en la Revista de CLAD, Reforma y Democracia, N°27, octubre 2003, Caracas.

Thirlwall (2003)., La naturaleza del crecimiento económico. Un marco alternativo para comprender el desempeño de las naciones. Fondo de Cultura Económica.

Torre, A (1988)., Les relations inter-industriel, ARENA R.

Página web consultada.

Secretaría de Energía de la Nación.

<http://www.energia.gov.ar>

Instituto Argentino del Petróleo y Gas (IAPG)

<http://www.iapg.org.ar/>

2. Organización Productiva de la Cadena Productiva Eléctrica: El Eslabón de Generación

2.1 Características Técnico-económicas y Especificidades de la Cadena Productiva Eléctrica

Como ya se mencionó en el capítulo metodológico, la caracterización de las particularidades técnico-económicas de los procesos productivos en las industrias que presentan un fuerte carácter sistémico (como es el caso de la industria eléctrica) implica un análisis desfragmentado pero tratando de reconocer la importancia de la visión sistémica en las industrias que presentan este tipo de particularidades. En otras palabras, las características físicas de los procesos trascienden sus fronteras específicas y generan efectos sistémicos que sólo pueden ser plenamente aprendidos en el ámbito del conjunto de relaciones entre los diversos elementos que constituyen un sistema. La comprensión de estas características es un aspecto fundamental para el estudio de la dinámica de la industria. Es por esto que el abordaje metodológico adoptado en esta tesis privilegia el análisis desde diferentes dimensiones (técnica, social, económica, ambiental, política), para entender los fundamentos teóricos de las diferentes formas de organización de los mercados de la industria eléctrica que se verá al final de este apartado.(Pinto Junior, 2006)

Asimismo, el análisis de la evolución de la estructura de la cadena productiva eléctrica y sus vinculaciones con otras cadenas energéticas, requiere como punto de partida, una evaluación detallada de los atributos técnicos económicos de la electricidad como fuente secundaria de energía y de los procesos que la generan, y la transportan.

En este apartado se presentarán las características técnico-económicas y las implicancias económicas de la naturaleza sistémica de la industria. Asimismo se verán las distintas modalidades de coordinación en que se organiza la cadena productiva eléctrica desde el punto de vista teórico.

La energía eléctrica es un flujo⁴, o una fuente secundaria de energía que puede provenir de la transformación de un amplio rango de energías primarias (petróleo, gas natural, carbón, hidroelectricidad, solar, biomasa, eólica), para la cual no se tiene una tecnología económicamente viable que permita su almacenamiento en grandes volúmenes pero se puede transportar en forma instantánea a grandes distancias y es relativamente fácil de controlar (Pinto Junior, 2006, Ciro Bazan Navarro, 2003). Por lo tanto, lo que caracteriza al producto electricidad es el hecho de que es un flujo no estocástico. Hansen y Percebois (2010) manifiestan que la electricidad tiene la particularidad de ser siempre demandada y de que esta demanda fluctúa en forma continua a lo largo del tiempo en función de las conexiones y desconexiones de numerosos pequeños clientes y de grandes consumidores. En este sentido puede decirse que en ningún momento del día, ni en ninguna época del año la demanda es nula.

Debido a la imposibilidad de su almacenamiento es necesario crear sistemas de potencia donde deba mantenerse permanentemente un balance entre lo producido y consumido y donde la demanda deba ser abastecida momento a momento, situación denominada "just in time". La característica peculiar de los sistemas eléctricos es que instante a instante la potencia generada debe ser igual a la potencia consumida, esto

⁴ Queiroz (2006) expresa que al ser la electricidad un flujo, es una cantidad en movimiento en el tiempo y en el espacio por tanto la caracterización del producto electricidad pasa inexorablemente por la identificación del comportamiento del flujo eléctrico en relación al tiempo y al espacio.

significa que adicionalmente, en este mercado se tranza un producto cuyas características físicas hacen que deba ser consumido en el momento en que se produce, debido a que no es posible almacenarlo.

De acuerdo con lo anterior, el mercado debe balancear oferta y demanda en tiempo real, lo que implica contar con la disponibilidad de generadores de respaldo para satisfacer la demanda máxima (Joskow, 2003). En este sentido se puede representar a la red eléctrica como una canalización pasiva a la cual se inyecta potencia en unos puntos y que, al no poder acumularse la energía eléctrica en ésta, la misma cantidad de potencia es retirada simultáneamente en otros puntos. (Ruiz, 2004). Estas propiedades físicas hacen que el costo marginal de producción de la energía eléctrica fluctúe rápidamente y, por ende, los precios; sin embargo, la demanda es fuertemente inelástica. Siguiendo a Stoft (2002), debido a esta insensibilidad de la demanda a los precios y a que la oferta está sujeta a fallas impredecibles, la oferta y la demanda pueden no cruzarse, lo que obliga al operador del sistema a fijar un precio para balancear el mercado (Restrepo Estrada et al, 2011)

En este contexto en esta industria se deben generar las condiciones para crear un equilibrio eléctrico estático y dinámico. No basta que un sistema presente un equilibrio estático (que la carga demandada en un determinado momento sea igual a la carga ofertada), es necesario que también presente un equilibrio dinámico, es decir que un sistema sea capaz de acompañar las variaciones de la demanda de carga a lo largo del tiempo. En función de la naturaleza del flujo, que como ya dijimos es no estocástico, las actividades de uso, transporte y producción de energía eléctrica deben ser simultáneas, o sea que el flujo total demandado en un determinado momento (fruto de la utilización de la

energía por el conjunto de consumidores) tiene que ser igual al flujo total ofertado en el mismo momento (fruto de la generación de energía del conjunto de generadores, menos las pérdidas del sistema). Asimismo ese mismo flujo también debe ser transmitido y distribuido en el mismo momento de los generadores hacia los consumidores. Esto refuerza aún más la idea de que la característica fundamental de esta cadena productiva es la fuerte interdependencia (temporal y espacial) entre los segmentos de generación, transmisión y distribución. Por lo tanto, la no estocabilidad y la interdependencia sistémica son los atributos físicos que definen el binomio producto-proceso asociado a la electricidad (Flores Barrera 2003, Pinto Junior 2006).

Como resultado de lo anteriormente mencionado, se deben crear complejos sistemas de adquisición de datos, monitoreo y control, capaces de mantener la operación segura y confiable del sistema interconectado. A diferencia de otras cadenas productivas, en la eléctrica existe un acoplamiento mayor entre las decisiones económicas de los agentes y su impacto en la operación técnica del sistema. Asimismo presenta una serie de particularidades tecnológicas que inducen a la necesidad de una fuerte coordinación técnica entre los distintos segmentos de la misma (generación, transmisión y distribución) que debe ser realizado por un agente que coordine centralizadamente el despacho. (Flores Barrera, 2003)

Jostow, (2003) menciona que además la demanda de electricidad tiene la característica de variar ampliamente en las distintas estaciones del año, entre la noche y el día, con temperaturas extremas, y entre los días laborables y no laborables. Debido a que como ya fue mencionado anteriormente, la electricidad no puede ser almacenada y varía significativamente en el año, una parte importante de la capacidad de generación

conectada al sistema opera por una relativamente poca cantidad de horas durante el año para satisfacer los picos de demanda. La capacidad de los generadores que proveen el servicio en pocas fracciones en el año para recuperar sus inversiones y costos fijos de operación es fuertemente dependiente del proceso de formación de precios durante periodos en que la demanda (y los precios) son más altos. La combinación de las características de no almacenabilidad, variaciones de la demanda en tiempo real, baja elasticidad de la demanda, fallas aleatorias en los equipamientos de generación y transmisión, plantea la necesidad de que en cada momento de la red, la demanda sea igual a la oferta para mantener el sistema en operación. Esto significa que se necesita energía en reserva para mantener el sistema balanceado.

La naturaleza de la electricidad y el comportamiento de los precios de la electricidad difieren de otros mercados. La elasticidad de corto plazo es muy baja y la oferta es muy inelástica a altos niveles de demanda. Por tanto, según Joskow (2003) los precios spot son muy volátiles e inusualmente susceptibles a la creación de oportunidades para los ofertantes para ejercer poder de mercado unilateralmente. Según Hansen y Percebois (2010) en un sistema eléctrico los precios spot no aparecen como resultado de interacciones directas entre los agentes sino que provienen de un cálculo que tiene que asegurar la igualdad instantánea de la oferta y de la demanda. Estos precios por lo tanto no se obtienen de un equilibrio de oferta y demanda sino que son su mejor proxy. La congestión de las redes, junto a la no almacenabilidad puede limitar significativamente la expansión geográfica de la competencia, limitando la posibilidad de que los ofertantes más remotos puedan competir, y entonces fortaleciendo la posibilidad del ejercicio de poder de mercado.

En conclusión, en función de los atributos previamente mencionados la industria eléctrica presenta algunas especificidades técnico económicas que merecen destacarse: (i) la necesidad de anticiparse al comportamiento de la demanda (ii) la sobrecapacidad planeada, tanto de producción como de transporte, debido a las características de la curva de demanda eléctrica, con periodos de pico y valle.(iii) la no almacenabilidad (Pinto Junior , 2006).

De lo anteriormente mencionado se desprende que la principal característica de la electricidad es que es un flujo no estocástico, no almacenable fruto de la existencia simultánea de dos procesos: generación y utilización. En esencia, entonces la electricidad es un sistema compuesto por dos procesos de generación y utilización, más un flujo que los integra en el tiempo y en el espacio. Cuando esos procesos no son espacialmente contiguos, ese sistema pasa a contar con más de dos procesos: la transmisión y la distribución.

Por último es necesario mencionar, que para estructurar un análisis que respete la naturaleza sistémica y muy específica de la electricidad, es preciso construir herramientas analíticas que permitan transitar entre dos niveles: la de los procesos y la del sistema.

Pinto Junior, (2006) considera que lo que une los diversos procesos en un sistema eléctrico es el flujo eléctrico integrado en el tiempo y en el espacio. En la medida en que el comportamiento del flujo eléctrico en el tiempo y en el espacio traduzca, físicamente, el comportamiento de las relaciones entre los procesos, la identificación de los atributos de este flujo en términos temporarios y espaciales lleva a la caracterización física de estas relaciones, y por fin del propio sistema. En lo que respecta a los atributos temporarios o

al tiempo, el autor menciona que dos atributos o principios están siempre presentes en la generación y en la utilización de la electricidad: el principio de la instantaneidad y el principio de la simultaneidad.

La relación temporal entre la existencia de un proceso que genera energía eléctrica y la existencia de un proceso que utiliza esta misma energía eléctrica cumple con el principio de la simultaneidad, lo cual significa que estos dos procesos son simultáneos, no existiendo la posibilidad de que ocurran en momentos distintos. El segundo principio afirma que cualquier evento que acontece en el proceso de generación tiene una consecuencia instantánea en el proceso de utilización de la electricidad y viceversa. En la medida en que los dos procesos estén en el mismo campo eléctrico, cualquier fenómeno ocurrido en uno de ellos se refleja instantáneamente en el otro.

Asimismo Pinto Junior (2006) destaca que el flujo tiene atributos denominados temporales y espaciales. En los temporales señala a **la intensidad** (cantidad de energía implicada en relación a los dos procesos por unidad de tiempo, representada por el concepto de potencia), **la regularidad** en el tiempo de la intensidad del flujo eléctrico que viene representada por la curva de carga y resumida en el factor de carga, que es la relación entre la intensidad (potencia) media y la intensidad (potencia) máxima en el mismo periodo. Cuanto más próximo a uno más regular es el flujo. **La duración** que es la continuidad en el tiempo de la relación entre estos dos procesos, cuanto mayor es la duración del flujo, mayor será la energía intercambiada en la relación; **el momento**, es decir la localización en el espacio temporal de la relación entre estos dos procesos. En lo relativo a los atributos espaciales, el autor destaca el principio de la integridad espacial, que afirma que los espacios de generación y de utilización deben estar integrados

físicamente para que estos procesos puedan ocurrir. Si esos procesos se encuentran en espacios contiguos, esa integridad se da naturalmente. En caso contrario, este debe ser construido a través de la instalación de redes, cuya principal función es precisamente la integración de esos espacios. Cabe recordar que esas redes son terrestres y es lo que le da un carácter territorial.

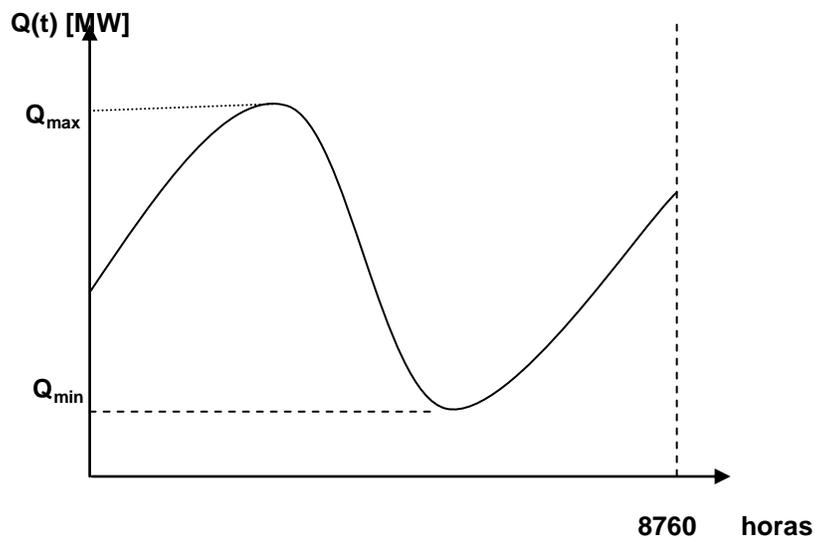
Entonces las relaciones entre los procesos de generación y utilización de electricidad son regidas por tres principios: el principio de la simultaneidad (los procesos ocurren en el mismo instante de tiempo), el principio de la instantaneidad (los eventos que ocurren en un proceso tienen efectos inmediatos (instantáneos) sobre otros) y el principio de la integridad espacial (los procesos son espacialmente integrados independientemente del sistema).

En suma, el hecho que cada relación entre un proceso de generación y utilización de electricidad presenta una determinada intensidad, regularidad, duración, densidad, homogeneidad y extensión, y ocurren durante un determinado momento en el tiempo en un determinado espacio geográfico, implica reconocer que cada relación caracteriza un servicio único. En este sentido, un sistema eléctrico abastece de hecho, un conjunto de servicios con propiedades y costos distintos y presentan una determinada singularidad caracterizada por ese conjunto específico de servicios abastecidos, que presentan una combinación singular de relaciones que se establecen en su interior y que son diferentes en función de su comportamiento en el tiempo y en el espacio.

2.1.1 El eslabón de generación: El parque óptimo de producción

Como ya se mencionó en el apartado anterior, la electricidad tiene particularidades muy específicas que determinan esencialmente sus características económicas. Percebois y Hansen (2010) muestra la curva de carga $Q(t)$ [MW] que representa las potencias demandadas sucesivamente a lo largo del tiempo por la red las 8760 horas del año, presenta máximos y mínimos que corresponden a las horas de mayor y menor consumo respectivamente, denominados horas de punta y horas de valle y tiene la forma que se observa en la siguiente figura.:

Gráfico N° 6: Curva de carga de la electricidad



Fuente: Elaboración propia en base a Hansen y Percebois (2010)

La electricidad se caracteriza por la amplitud de la diferencia entre Q_{max} y Q_{min} . La forma de $Q(t)$ va a depender del tipo de consumo al que responde la demanda: $(Q_{max}-Q_{min})$ y adoptará un valor muy grande para un sistema donde predomine la demanda residencial

y un valor menor para un sistema donde predominen los grandes clientes industriales que consumen la electricidad en forma prácticamente continua para alimentar sus procesos.

La energía total E consumida a lo largo del año se calcula como

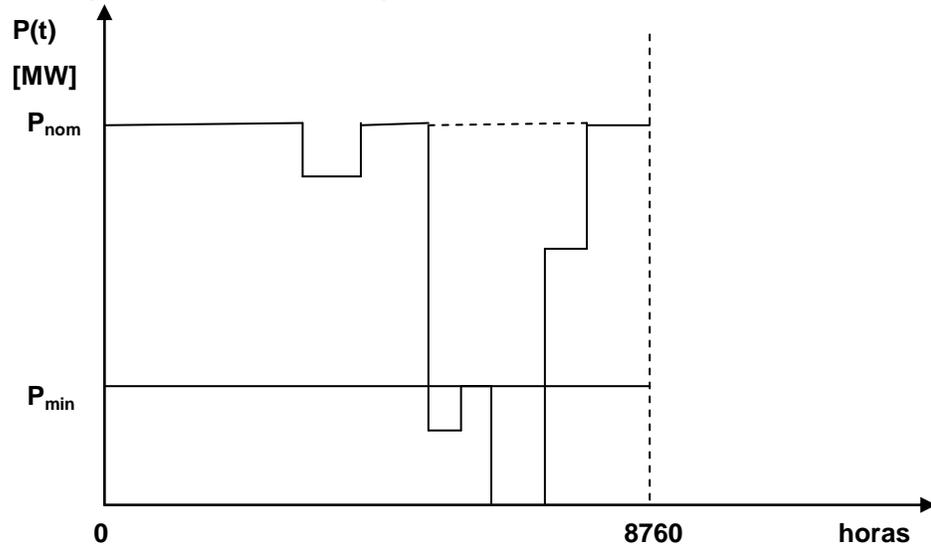
$$E = \int_0^{8760} Q(t)dt [MWH]$$

El problema a resolver es conocer cuántas y qué tipo de máquinas de producción debe disponer un productor para asegurar en cada instante del año la satisfacción de la demanda de potencia con total seguridad y el abastecimiento de la energía demandada al mínimo costo.

Por otro lado la potencia demandada por la red $Q(t)$, es decir la curva de potencia $P(t)$ [MW] de una máquina no es continua: las operaciones de mantenimiento planificado o las fallas imprevistas pueden reducir a cero la potencia disponible de una central. Asimismo, la potencia que el despacho centralizado del parque le pedirá abastecer también puede variar de acuerdo a las necesidades y a la cobertura óptima, sin poder caer debajo del mínimo técnico.

El siguiente gráfico muestra el diagrama de producción de una máquina:

Gráfico N°7: Diagrama de producción de una máquina



Fuente: Elaboración propia en base a Hansen y Percebois (2010)

El gráfico anterior muestra que P_{nom} es la potencia que la central es capaz de entregar según sus características de diseño y P_{min} su mínimo técnico, que depende de las características de la máquina: cuanto menor es P_{min} comparativamente con P_{nom}, la máquina tendrá mayor capacidad de modulación, contribuyendo a proporcionar al parque la flexibilidad necesaria de manera de optimizar el despacho económico.

La energía producida por la máquina a lo largo del año será:

$$E = \int_0^{8760} P(t)dt \text{ [MWh]}$$

Para realizar luego la cobertura óptima de la curva de carga el planificador centralizado tendrá que definir la utilización óptima de estas centrales, para cubrir en forma confiable y al mínimo costo la curva de carga Q(t) que demanda la red. La

operación consiste en calcular qué niveles de potencia MW hay que movilizar para cada tipo de equipamiento. (Hansen y Percebois, 2010)

2.1.2 La generación y los centros de producción

El proceso de generación de energía eléctrica es el siguiente: a partir de una fuente de energía primaria se utiliza un motor⁵ para obtener energía mecánica. Esta energía mecánica es utilizada para mover un generador que produce energía eléctrica.

La electricidad necesaria para satisfacer el consumo se genera en centros de producción comúnmente denominados centrales eléctricas de características bien definidas. Las centrales eléctricas son las diferentes plantas encargadas de producir energía eléctrica, cualquier instalación que transforma energía potencial en trabajo. Se ubican en cercanías de las fuentes de energía básicas (ríos, yacimientos de petróleo y gas). También pueden instalarse cercanas a las grandes ciudades y zonas industriales, donde el consumo de energía es elevado.

Las mismas pueden agruparse en las denominadas centrales convencionales tal como: hidráulicas, térmicas y nucleares. Es decir las tecnologías de generación de electricidad se pueden clasificar de acuerdo al número de etapas o ciclos necesarios para la generación de la energía y de acuerdo a la fuente primaria que utilizan para producir electricidad. Según la fuente, las tecnologías de generación se pueden clasificar en hidráulica, térmicas, nucleares y renovables. (Ciro Bazan Navarro, 2003).

⁵ Una turbina es un motor a través de la cual transita un fluido que transforma la energía mecánica que tiene ese fluido en energía mecánica que se extrae por el eje de la máquina. Las turbinas pueden ser clasificadas en función del fluido que las mueve. Si ese fluido es vapor, la turbina se denomina turbina de vapor; si el fluido es gas, la turbina es llamada turbina de gas; si el fluido es agua, la turbina se llama turbina hidráulica.

- **Centrales Hidráulicas**

El costo de construcción de estas centrales es elevado pero se compensan con los bajos gastos de explotación y mantenimiento luego de la puesta en marcha de los mismos. Es decir los costos del capital por kilovatio instalado son con frecuencia muy altos. (Gulliver y Arndt, 2004). Al no requerir combustibles, sino que usan una forma renovable de energía, que se repone constantemente por la naturaleza, sus costos variables de producción son bajos respecto a las centrales térmicas. Por tanto los costos marginales de las centrales hidroeléctricas son mucho menores en comparación con las centrales térmicas, y se ubican en la base del despacho de cargas.

Suelen ubicarse lejos de los grandes centros de consumo y el lugar de asentamiento de las mismas se encuentra condicionado por las características del terreno. El emplazamiento, determinado por características naturales, puede estar lejos del centro de consumo y demandar la construcción de un sistema de transmisión de electricidad, lo que significa un aumento de la inversión y en los costos de mantenimiento y pérdida de la energía.

Básicamente una central hidráulica consiste en algún método de represar un curso de agua de manera de mantener una diferencia de niveles y canalizarlo a través de una turbina para poder extraer la energía resultante de esa diferencia de alturas. La energía disponible en cierto volumen de agua en reposo en el campo gravitatorio terrestre (energía potencia) es proporcional a su masa y a la altura a la cual se encuentra. La potencia máxima que puede entonces obtenerse será entonces proporcional al gasto (masa de agua que circula por unidad de tiempo) y al salto (diferencia de alturas entre las cuales se desplaza el volumen de agua). (Ruiz, 2004)

Para clasificar las centrales hidroeléctricas se tiene en cuenta su potencia instalada, su energía firme, su flexibilidad al despacho y su capacidad de embalse y su capacidad de regulación.

Las centrales hidroeléctricas presentan el problema de estar sujetas a la fluctuación del caudal del río, con lo cual varía la potencia disponible que puedan aportar al sistema eléctrico. En este sentido es importante destacar que aunque la demanda de energía también fluctúa, estas no coinciden con las fluctuaciones del caudal. La fluctuación de la demanda es prácticamente débil en los diversos periodos del año, pero es muy grande en las diferentes horas del día, mientras que las variaciones de caudal suele tener un comportamiento opuesto, es decir grandes en diferentes periodos del año y muy pequeña en las diferentes horas del mismo día. La regulación de estas variaciones es el objeto del embalse.

Las centrales hidráulicas se clasifican en centrales de pasada (son las que no cuentan con un embalse y no pueden acumular el agua afluente por tanto se realiza el despacho considerando que a cada instante generan su aporte o carga casi constante dentro de la semana), las centrales con embalse (donde el agua se puede acumular antes de ser turbinada) y las centrales de bombeo (son centrales hidráulicas que cuentan con dos embalses a distintas alturas y por tanto se puede generar energía eléctrica turbinando el agua desde el embalse superior al inferior o acumular energía bombeando agua desde el embalse inferior al superior). Las centrales de embalse presentan máxima flexibilidad y sirve como centrales de base o como centrales de punta, según la época del año y de acuerdo a si el año es lluvioso o seco.

- **Centrales Térmicas**

En las centrales térmicas las tecnologías pueden clasificarse en relación al número de ciclos que utilizan, *tecnologías de ciclo sencillo y de ciclo combinado*. En las centrales de ciclo sencillo, el combustible que utilizan es quemado para producir vapor o gas para la turbina o para impulsarla directamente, mientras que las centrales de ciclo combinado añaden al ciclo sencillo una segunda etapa donde se aprovecha la energía residual de la primera etapa de combustión para producir energía eléctrica adicional. En las tecnologías de ciclo sencillo se encuentran los ciclos de vapor y las turbinas de gas.

En un ciclo de vapor el agua es calentada evaporada a alta presión en un generador de vapor o caldera. El vapor resultante se expande en una turbina para funcionar con vapor. Luego de la expansión el vapor es condensado en un intercambiador de calor llamado condensador. El agua obtenida al condensar el vapor es enviada nuevamente a la caldera. El rendimiento⁶ de este tipo de centrales son menores al 40%.

Las turbinas de vapor son máquinas que requieren mayor tiempo que las turbinas de gas para llegar desde el arranque a su plena potencia. Cuando se requiere que una máquina turbovapor pueda acompañar el crecimiento de la demanda en horas de punta incrementando su potencia, debe encontrarse generando previamente a una potencia menor que se denomina “mínimo técnico”.

⁶ El rendimiento global de una central de generación de energía eléctrica se define como el cociente entre la potencia eléctrica de cada máquina y la potencia térmica aportada por el combustible utilizada para generarla

En las tecnologías turbinas de gas (sólo operan a gas) el aire atmosférico es tomado por el compresor y es calentado a alta temperatura en la cámara de combustión. Luego el aire se expande en una turbina, mediante la cual se extrae potencia mecánica. Parte de esa potencia es utilizada para mover el compresor y la otra parte para mover el generador. Estos tipos de ciclos se denominan de ciclos abiertos ya que los gases de escape de la turbina se expulsan a la atmósfera y el compresor toma aire de nuevo de ésta. Se obtienen rendimientos del 35%. Desde el punto de vista del sistema eléctrico, los ciclos abiertos de turbina de gas son capaces de arrancar y llegar a su potencia máxima en un tiempo muy corto.

Un ciclo combinado es entonces la combinación de un ciclo de turbina de gas con un ciclo de vapor: los gases calientes a la salida de la turbina de gas son utilizados como fuente de calor de un ciclo de vapor. Se utiliza una caldera de recuperación, que es un intercambiador en el cual los gases de escape se enfrían calentando agua y generando vapor para alimentar el ciclo de vapor.

Los ciclos combinados tiene un rendimiento superior a otras tecnologías porque con el mismo consumo de combustible además de obtenerse una potencia similar a la que se obtiene con un ciclo abierto de turbina de gas, se genera la potencia del ciclo de vapor. El tiempo de arranque de estas máquinas no es rápido porque está determinado por el ciclo de vapor. Se obtienen rendimientos del 55%. Estos cambios tecnológicos disminuyeron el tamaño de planta mínimo eficiente, los costos de inversión por unidad y el tiempo necesario para construir una planta disminuyendo las barreras a la entrada en la industria, favoreciendo la entrada de nuevos actores al segmento de generación.

En la industria eléctrica, la tecnología de ciclo combinado revolucionó el segmento de generación por sus altos niveles de eficiencia técnica, bajas necesidades de inversión y rápidos tiempos de construcción. Muy poco sensible a las economías de escala, esta tecnología redujo la tendencia a la construcción de grandes centrales y limitó la competitividad de las fuentes de energía ajenas al gas natural. Las consecuencias de este tipo de tecnologías en la industria se pueden enumerar como: multiplicación de posibles productores y aumento de las presiones para permitirles actuar y desarrollarse; falta de interés en los proyectos intensivos en capital y con largos tiempos de maduración (centrales hidroeléctricas y nucleares) así como escaso desarrollo de proyectos orientados a las fuentes renovables (biomasa, energía solar, energía eólica). (Rodríguez Padilla, 2002)

En términos generales puede decirse que las centrales térmicas tienen costos fijos relativamente menores que las centrales hidroeléctricas o nucleares, pero sus costos variables dependen fundamentalmente de los precios de los combustibles que sirven como insumo (fuel oil, gas natural, carbón), por tanto los costos marginales en este tipo de centrales son más altos que en otras centrales que no queman combustibles. Esto resulta de particular importancia, ya que mediante estos costos de producción de la energía se efectúa el despacho óptimo de las unidades, o sea el que minimiza los costos totales de generación. En este sentido es necesario remarcar que el precio de mercado o mayorista surge de la minimización de los costos variables de producción de corto plazo de las centrales térmicas. El precio de mercado en cada momento corresponde con el costo de producción en el mercado de la unidad más cara que fue despachada. Por lo tanto el precio en el mercado mayorista se encuentra íntimamente relacionado con el precio de

los combustibles que abastecen a la última unidad despachada, que generalmente es una central térmica que combustiona gas o fuel-oil.

Si se observa el costo promedio de generación y la inversión promedio en el cuadro Nº1 resulta evidente que los costos de una central a carbón o nuclear excede a las de los ciclos combinados. Así el costo de generar 1 kWh utilizando energía nuclear es casi cuatro veces que una central de ciclo combinado, o en una central a carbón es un 100% mayor que utilizando gas.

**Cuadro Nº 1: Tecnologías de Generación de Electricidad-
Costos por kW instalado**

Tecnología	US\$/kW
Nuclear	2000-2500
Gas Natural Ciclo Combinado	550-650
Carbón	1200-1400
Hidroeléctrica	800-1500

Fuente: Economía da Energía, Pinto Junior.

Por lo tanto es importante remarcar que el acceso a los combustibles y en especial al gas natural fue una de las claves del segmento de generación en las últimas décadas, en Argentina y en el mundo. Sin embargo se puede precisar que el parque térmico de Argentina se caracterizó, históricamente por instalar turbinas de gas o de vapor para generar energía. Son equipos, por lo general, diseñados para funcionar preferentemente al máximo de su capacidad y con gas natural. Sin embargo, el nuevo contexto energético que ha enfrentado Argentina, de insuficiencia de gas ha llevado a que la industria investigue sobre nuevas tecnologías a través de las cuales pueda producirse electricidad con cualquier líquido que tenga valor energético y que sustituya al

gas. Por ejemplo la denominada tecnología Tri-Fuel ⁷ puede generar con costos de generación relativamente bajos, combustionando diferentes combustibles como gas-oil, fuel-oil, gas natural, fuel-oil extra pesado, aceites vegetales, biocombustibles, coal methane, biogás, petróleo crudo y emulsiones fuel-wate⁸r.

Centrales Nucleares

Las centrales nucleares de generación eléctrica son centrales térmicas en las cuales la fuente de calor es un proceso termonuclear. Un combustible nuclear, el uranio y un reactor nuclear reemplazan a los combustibles y a la caldera de la central térmica. En el reactor tiene lugar la fisión del uranio (rotura en cadena de los núcleos de los átomos de este elemento químico) que al dejar libre una gran cantidad de energía origina el calor preciso para la obtención del vapor de agua. Se tiene por tanto un ciclo de vapor que contará con una turbina que moverá un generador. El rendimiento termodinámico es relativamente bajo, alrededor del 30%.

Estas centrales deben localizarse cerca de sitios con grandes caudales de agua, porque el reactor y los sistemas de instalación deben ser sometidos a una continua refrigeración. Este tipo de tecnologías presentan muy grandes economías de escala y se

⁷ Extraído de la Revista Petroquímica, Petróleo, Gas y Química, 8 de enero del 2013

⁸ . La alimentación de estos equipos con carburantes líquidos exige replantear las fórmulas más convenientes para producir electricidad. Los motores de combustión interna tienen, a diferencia de las turbinas, la ventaja de poder quemar una mayor variedad de combustibles –tanto líquidos como gaseosos– arrancando y parando las veces que el sistema lo requiera sin impacto en su consumo y vida útil, en tanto que su ingeniería modular –que permite aumentar la potencia de la central incorporando durante la marcha unidades de alrededor de 20 megawatts (Mw)– evita la pérdida de eficiencia. Los motores de combustión interna son muy utilizados para equilibrar y balancear el sistema eléctrico. Debido a su rápida velocidad de respuesta, logran mantener los niveles de carga cuando se produce una baja de potencia en otras centrales. Son utilizados, por ejemplo, en tándem y como complemento de centrales hidroeléctricas y parques eólicos o solares

encuentran diseñadas para generar potencias muy grandes relativamente constantes, por lo que no son adecuadas para adaptarse a variaciones en la demanda. Por esto es que cómo se verá más adelante estas centrales son más adecuadas para cubrir la base de una curva de carga.

Las centrales nucleares (como las hidroeléctricas) requieren elevadas inversiones iniciales, tienen costos fijos más altos pero costos operacionales relativamente más bajos.

- **Fuentes Renovables de Energía**

También es posible utilizar tecnologías de generación eléctrica con fuentes renovables como la energía solar, la energía eólica y la biomasa, las cuales producen impactos ambientales significativamente menores y son más adecuados para subsistemas eléctricos aislados o no interconectados a las redes de transmisión.

Sin embargo este tipo de tecnologías de generación presentan fuertes barreras para su introducción en los sistemas eléctricos, siendo sus costos fijos muy altos en comparación a otras tecnologías de generación, lo que les impide entrar al despacho de carga. Aunque presentan costos variables bajos ya que no utilizan combustibles.

Las centrales eléctricas se pueden clasificar en función del servicio que brinden y de su optimización en el despacho de carga, tal como se muestra en el gráfico N ° .El principio básico del despacho de cargas es la minimización de los costos variables de corto plazo de las centrales térmicas. De este despacho surge el precio de mercado (PM) que es el precio variable de la máquina más cara del sistema reducida al centro de carga. Es decir el despacho óptimo se realizará en el centro de carga del sistema, o sea tomando en consideración los costos de operación de las máquinas y las pérdidas

marginales del transporte. De este despacho surge el precio marginal o precio de mercado horario del sistema

Se tienen entonces:

Centrales de Base cuya función es suministrar al sistema eléctrico energía eléctrica en forma permanente; la instalación suele estar en marcha durante largos periodos de tiempo y no debe sufrir interrupciones de la instalación. Este tipo de centrales se caracterizan por su alta potencia, y generalmente se trata de centrales nucleares, térmicas e hidráulicas o eólicas

Centrales de Punta que sirven de apoyo a las centrales de base y cubren la demanda de energía eléctrica cuando existen picos de consumo, o sea en horas punta. Funcionan en espacios cortos de tiempo durante determinadas horas. Se necesitan máquinas con una rápida capacidad de respuesta para entrar y salir del despacho. Son generalmente hidráulicas de punta y dentro de las térmicas se encuentran las turbo gas-.

Centrales de Reserva, que son centrales capaces de sustituir total o parcialmente a las centrales de base en situaciones de escasez o falta de materias primas. Las centrales a las que se suele recurrir son las hidráulicas o con turbina de gas, debido a su rápida capacidad de respuesta.

Centrales de Socorro, que son centrales que deben estar a disposición para sustituir a las de base, pero son pequeñas centrales autónomas y transportables en camiones, trenes o barcos. Suelen ser accionadas por motores diesel.

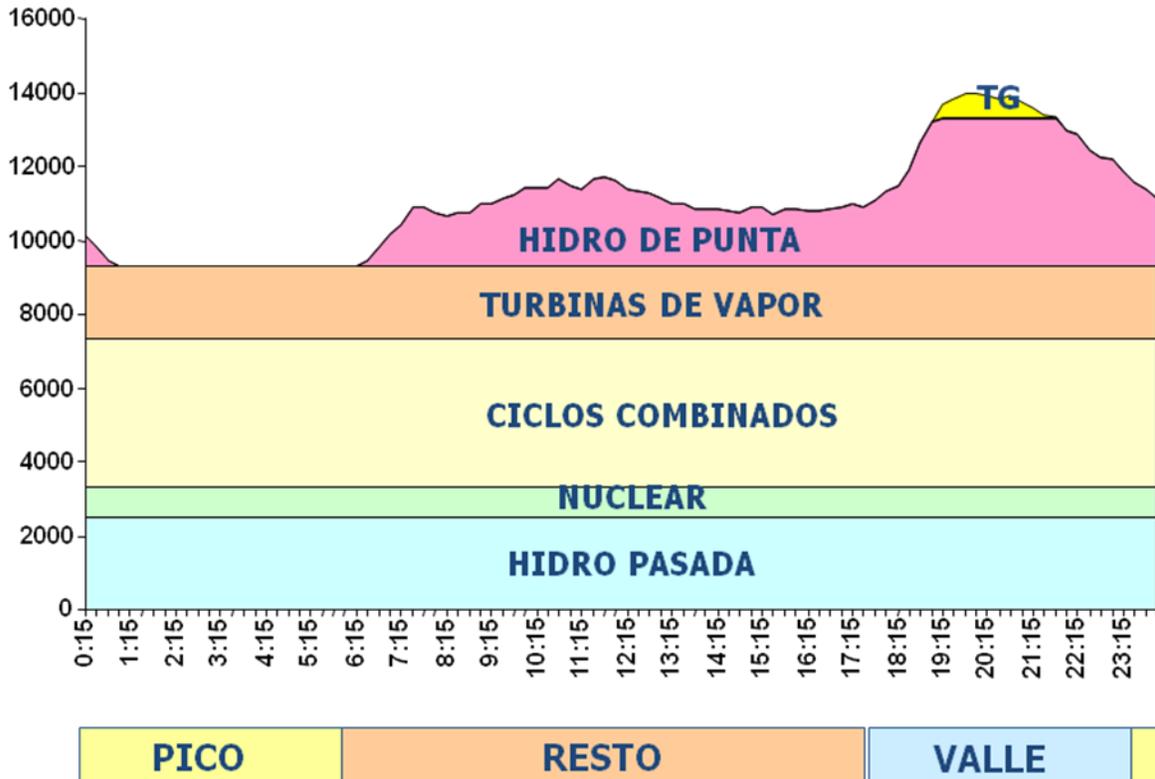
El objetivo del despacho es ajustarse a la demanda y producir con los diferentes tipos de centrales que se disponga, la energía solicitada en cada instante. La forma más económica de cubrir el diagrama de cargas es ir colocando en orden de mérito creciente las centrales, es decir por orden creciente de costo marginal de operación y teniendo en

cuenta la cercanía al lugar de consumo. Por tanto se despachan las centrales en términos de su eficiencia y de la cercanía al lugar de consumo..

En efecto, tal como ya se expresó, el procedimiento consiste en minimizar el costo de producción del sistema, lo que queda automáticamente garantizado si se van incorporando paulatinamente las máquinas de acuerdo a sus costos crecientes a medida que aumenta la demanda. (Bastos, 1995). En este ajuste continuo de la producción a la demanda es necesario disponer de centrales cuya potencia pueda ser rápidamente regulable, con una gran flexibilidad de operación.

En un sistema en el cual el precio se determina en función del costo marginal de corto plazo el precio pagado por el último MWh será igual al costo de proveerlo, medido en términos del combustible. Por tanto lo que determina el precio de la electricidad es el costo del combustible de la última unidad vendida, que en el caso del gráfico N°7, es el combustible que utiliza la maquina turbo gas. Entonces el costo marginal de corto plazo está constituido básicamente por el costo del combustible.

Gráfico Nº 7: Despacho Optimo de la carga eléctrica



Fuente: Elaboración Propia.

De lo anteriormente dicho se desprende que los cambios que afectan los costos de generación y que por tanto influyen sobre la oferta de energía eléctrica son (Bastos, 1995):

1. Modificaciones en los precios de los combustibles. Los precios de los combustibles como el gas oil y el fuel oil para las plantas generadoras se pueden ver influenciados por las condiciones en los mercados internacionales y dentro del mercado interno.
2. Modificaciones en la disponibilidad de gas. Debido a restricciones en el abastecimiento de gas oportuno o restricciones en el sistema de transporte de gas

natural, podría ocurrir que las turbinas de vapor y turbinas de gas no pueden quemar este recurso. Esto ocurre normalmente durante el invierno y deben quemar combustibles alternativos como fuel oil o gas oil

3. Cambios en la disponibilidad de las máquinas

Asimismo pueden ocurrir cambios en la demanda como consecuencia de:

1. El estado del ciclo económico que tiene una fuerte influencia sobre el nivel del PBI, teniendo en cuenta que la demanda de electricidad tiene una elasticidad ingreso superior a la unidad.
2. Las condiciones climáticas que ejercen una influencia importante sobre la demanda de energía eléctrica, al igual que el día de la semana que se considera. Existe una gran variabilidad asociada a la demanda de energía eléctrica para una misma temperatura, según el tipo de día y para distintos días con distintas temperaturas.

2.1.3 Principales esquemas de incentivos a las inversiones en la generación de energía eléctrica.

Lo visto hasta el momento se puede resumir de la siguiente manera: en el mercado eléctrico se comercializa un producto que por sus características específicas deber ser consumido en el momento en que se produce, debido a que no es posible almacenarlo. Entonces el mercado debe equilibrar momento a momento la oferta y la demanda en tiempo real, lo que implica contar con la disponibilidad de generación de respaldo para satisfacer la demanda máxima. Estas propiedades físicas hacen que el

costo marginal de producción de la energía eléctrica fluctúe rápidamente, y por ende los precios; sin embargo la demanda es fuertemente inelástica.

Estas características le otorgan a la electricidad una gran especificidad respecto a otras fuentes energéticas, y por tanto la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad de corto plazo y de largo plazo resultan ser temas fundamentales. Tal como lo plantea Restrepo Estrada (2011) la confiabilidad de corto plazo implica que no se produzcan cortes en el suministro y que se encuentre un balance en tiempo real entre oferta y demanda; se trata entonces de un problema de seguridad. Sin embargo, la confiabilidad de largo plazo implica pensar el problema desde una óptica distinta. En este sentido, que la demanda sea abastecida oportunamente en el largo plazo implica que debe existir una adecuada capacidad instalada de generación, que debe ser garantizada mediante inversiones a fin de dar respuesta a los requerimientos de la demanda actual y futura; se trata de un problema de suficiencia. Entonces bajo este esquema la confiabilidad de un sistema eléctrico implica tanto la seguridad como la suficiencia.

Restrepo (2011) plantea que desde el punto de vista estrictamente teórico el mecanismo de precios del sistema competitivo debería proveer las señales adecuadas para garantizar las inversiones en nueva capacidad de generación de energía. Sin embargo cuando se analizan los mercados eléctricos en la realidad, como se pretende hacer en este trabajo de investigación, se observa que existen una serie de factores que impiden que el mercado spot de electricidad ofrezca los incentivos suficientes para la inversión en nueva capacidad de generación. De esta manera los autores esgrimen que en la actualidad, el centro del debate sobre la *confiabilidad* de un sistema eléctrico ha

sido la consideración de si la confiabilidad puede ser considerada como un bien público o un bien privado.

El objetivo del establecimiento de esquemas de incentivos a las inversiones en la generación de energía eléctrica aparece como resultado de resolver de qué manera las instituciones de mercado y la regulación generan los suficientes incentivos para abastecer la demanda. Existen instrumentos regulatorios para asegurar que un sistema eléctrico alcance una capacidad de generación adecuada. A este respecto según Restrepo (2011), se pueden distinguir básicamente cuatro posibles mecanismos de expansión de la capacidad de generación:

1. Los Mercados de Sólo Energía.

En este caso, el objetivo es la menor interferencia en el funcionamiento del mercado. Se considera que el precio que surge del mercado spot le permitirá a los agentes que actúan en el mercado, recuperar las inversiones y ese precio además generará los incentivos suficientes para estimular la entrada de nuevos proyectos de generación. En esta opción se requiere la eliminación de cualquier “price cap” y se permite que los generadores recuperen sus inversiones por medio de los denominados “price spikes” o incrementos súbitos de precios. Esta opción se ha implementado con algunas diferencias en California, Australia y en los países nórdicos (Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca).

2. Mercados de Requerimientos de capacidad.

En los mercados de requerimientos por capacidad la institución que regula el mercado obliga a los grandes consumidores, minoristas y comercializadores, es decir obliga a la demanda a comprar determinada capacidad de generación firme, con el objetivo de cubrir sus picos de carga anuales esperados más un margen de reserva adicionales. En este esquema el regulador determina la cantidad que cada generador puede vender, aunque sus precios se fijan en forma competitiva. Esto es relativamente fácil de poner en funcionamiento en sistemas térmicos, pero muy difícil en sistemas hidro ya que presentan mucha incertidumbre.

3. Mercados de pagos por capacidad

Tal como lo plantean Oren, (2000) y Ford, (1999), los mercados de pago por capacidad son un enfoque más intervencionista y surge como respuesta a la ausencia de una estructura de mercado capaz de garantizar un precio que asegure ser el más bajo posible y asimismo asegure inversiones en el largo plazo. En esos sistemas, el pago que se le hace a los generadores se encuentran definido por MW en función de su disponibilidad (sean despachados o no), como un complemento a los precios de equilibrio del mercado de energía. La cantidad y el valor a remunerar se definen anticipadamente por el regulador y la asignación entre los agentes se realiza mediante modelos de simulación. Este esquema ha sido implementado por Chile, Argentina y Colombia, como se verá más adelante.

4. Mercado de contratos de confiabilidad vía opciones financieras.

En estos mercados el regulador requiere que el operador del sistema - representando la demanda-, compre opciones estandarizadas que venden los generadores al precio marginal que resulte en la subasta de asignación. En dicha subasta, los generadores presentan una o varias ofertas que expresan la cantidad (energía comprometida) y el precio (prima requerida). Estas opciones son ejercidas siempre que el precio de la bolsa supere el precio de ejercicio de la opción, el cual es previamente definido por el regulador. Asimismo, se garantiza un nivel de suficiencia en generación y se crea un incentivo fuerte para que los generadores tengan la capacidad o energía disponible cada vez que el precio de mercado supere el precio máximo en el que se ejercen los contratos. Este método, que actualmente está siendo implementado en Colombia (Restrepo, 2011)

2.2.2 El Eslabón de Transporte

El transporte de energía eléctrica desde el eslabón de generación hasta la demanda final puede dividirse en dos fases: transmisión y distribución. Ambas actividades se caracterizan por un uso intensivo del factor capital, una elevada relación entre costes fijos y variables, y altos costes hundidos.

Por transmisión se entiende el transporte de energía en grandes bloques normalmente a altos niveles de voltaje. A la serie de decisiones, en gran parte tomadas en tiempo real, que coordinan el despacho de generación y la demanda en las diversas localizaciones de la red, de modo que se pueda efectuar el suministro eléctrico respetando los requerimientos de seguridad, se denomina gestión técnico-económica de

la red de transmisión o gestión del sistema. Por tanto la coordinación entre generación y transmisión es vital para asegurar el suministro de electricidad a los consumidores finales.

Ya se ha mencionado que la energía eléctrica es difícilmente almacenable. Así pues, el fluido que circula por los cables de alta tensión en cada momento del día, del mes o del año puede considerarse un producto distinto. Ello confiere a la transmisión las características propias de una actividad multiproducto, y permite hablar de economías de alcance en el sentido de que el coste de suministrar un conjunto de productos es inferior a la suma de los costes de ofrecer cada uno de ellos separadamente (Lopez, 1999).

El costo marginal de un sistema de transmisión, como una línea o una estación transformadora, es frecuentemente inferior a su costo medio. Por ejemplo, la construcción de una línea de 220kv que tiene la capacidad de transmitir más del doble de potencia de una línea de 110kv, no requiere costos significativamente mayores en la instalación de torres ni en terrenos siendo la principal diferencia de costo el tamaño del conductor. De la misma forma, el costo de una estación transformadora no depende en forma significativa de su capacidad de transformación como del número y tipo de transformadores. (Guzowski, 1999)

Tal como expone Weyman-Jones (1995) en el transporte de electricidad se encuentran importantes economías de alcance y densidad es por esto que se considera a la red de transmisión como un monopolio natural no disputable. (Lopez 1999, Ciro Bazan, 2003, Pistonesi, 2001).

Las economías de densidad surgen como consecuencia de la interconexión entre los diferentes nodos de demanda, en los que las transacciones de fluido pueden

experimentar variaciones aleatorias e imprevisibles. A menos que estas oscilaciones mantuviesen entre sí una correlación perfecta de signo positivo, el riesgo de no poder satisfacer la demanda en un sistema de nodos interconectados es menor que la suma de los riesgos de no poder atender las necesidades de cada nodo aislado. (Lopez,1999).

2.2.3 El Eslabón de distribución

La distribución incluye el transporte a voltajes inferiores a 30kv y la entrega a consumidores medianos y pequeños a media y baja tensión. Del mismo modo que ocurre en el eslabón de transmisión, la distribución se caracteriza por un uso intensivo del factor capital, una elevada relación entre costes fijos y variables y altos costes hundidos. Asimismo explica que las redes de distribución en media y baja tensión presentan importantes economías de densidad, lo que justificaría desde el punto de la eficiencia técnica darle a los distribuidores derechos exclusivos sobre alguna extensión territorial, procurando que las áreas de mercado que se les asigne a cada distribuidor no se solapen con el fin de reducir costes de distribución totales en el sistema. (Ciro Navarro, 2003).

2.2 Modalidades de Coordinación sectorial

Una determinada cadena energética y sus eslabones se organiza en función de distintos factores que le otorgan características propias y específicas. OLADE/CEPAL/GTZ (2003) define a la estructura propia del sistema energético como “Modalidad de coordinación”. El mismo se refiere a la interacción de ciertos factores relacionados con:

- I. Las formas de organizar institucionalmente las decisiones de asignación de los recursos energéticos en el seno de cada una de las cadenas productivas bajo análisis.
- II. El tipo de racionalidad que orienta a dichas decisiones es decir a las finalidades que se pretende alcanzar en cada una de las modalidades de coordinación.
- III. Al esquema utilizado para regular el funcionamiento de los mercados en el sector

Recalde (2010) menciona que cada modalidad de coordinación implica una determinada interacción entre el agente económico a cargo de la producción de cada eslabón de la cadena energética en particular, con el resto de los agentes a cargo de la producción de otros eslabones de la cadena, a su vez con otros agentes económicos integrantes del mercado en general y el Estado como autoridad regulatoria.

Se propuso entonces un agrupamiento de medidas o elementos, que puede mantenerse para analizar la trayectoria seguida por una cadena energética hasta el presente. De la combinación de tales elementos surge la modalidad de coordinación. Dichas medidas o elementos pueden englobarse en tres grupos:

- Aquellos que afectan a la naturaleza jurídica de las empresas y/o a los derechos de **propiedad: Estatal, mixta o privada.**

- Los que introducen cambios en la **organización** productiva del sector o de algunas de sus cadenas energéticas: **Monopólica e integrada, parcialmente integrada y monopólica, o verticalmente desintegrada con diferentes grados de partición horizontal y de concentración de la oferta.**
- Los que determinan las **funciones** de los actores y regulan el funcionamiento y el desarrollo de los subsistemas productivos. **Instrucción y control directo, regulación negociada, regulación independiente y técnica (aplicable de manera general a una multiplicidad de actores) y competencia**

OLADE/CEPAL/GTZ (2003) plantea cuatro modalidades de coordinación diferentes. Sin embargo, existen dos formas puras o extremas, la Modalidad de Control Central y la Modalidad de Mercado Abierto o Competencia Mayorista y Minorista y dos casos intermedios, la Modalidad de Comprador Único y la Modalidad de Estructura Integrada Regulada

2.2.1 Modalidad de Control Central

Es una estructura organizacional caracterizada, por concebir a la provisión de energía como un servicio público que habitualmente tiene “obligación de suministro” a sus consumidores cautivos. Se ha caracterizado por ser un sistema vertical y horizontalmente integrado, en las tres actividades de la cadena productiva eléctrica (generación, transmisión y distribución) con una activa participación del Estado, quien controla los mecanismos de asignación de los recursos en la cadena productiva, y funciona como la unidad de decisión económica y de diseño y ejecución de las políticas de abastecimiento. (OLADE, 1998).

Esta modalidad de coordinación surgió desde un punto de vista histórico como resultado del proceso de reestructuración de la economía mundial al terminar la segunda guerra mundial, que dio lugar a la “edad de oro” del crecimiento. Las motivaciones de la puesta en funcionamiento de dicha modalidad fue la necesidad de acelerar los procesos de reconstrucción de las economías, la alta intensidad de capital, la importante presencia de las economías de escala y el reducido interés por parte de los actores privados en este tipo de inversiones.

También admite variantes en cuanto a la integración vertical, existiendo casos en los que la actividad de distribución es realizada en régimen de monopolio por compañía/s independiente/s de la/s que realizan las actividades de generación y transporte.

En este modelo, una compañía es la propietaria y controla las plantas de generación y de transmisión y distribución, y alcanza economías de escala construyendo plantas más grandes y cubriendo todo el territorio eficientemente. Hirsh (1989, 1991) plantea que la existencia de economías de escala en generación y el desarrollo de interconexiones entre grandes redes tuvo como consecuencia que el sector haya sido muy intensivo en el uso de capital, favoreciendo así, el uso de unidades de producción de gran tamaño.

Se obtiene por tanto importantes ventajas de las economías de coordinación, especialmente de la coordinación del despacho de las plantas de generación. El operador del sistema de transmisión puede comandar y controlar la operación de las plantas. Esto asegura no solamente que el sistema de transmisión permanece estable, sino que las plantas son despachadas económicamente, es decir en orden de mérito desde los costos marginales más bajos a los más altos. (Hunt y Shuttleworth, 1996).

Bajo una modalidad de coordinación de control central, los precios son determinados por la empresa de servicios públicos con el objetivo de controlar el poder de mercado y asegurar la solvencia de las firmas. La variación de los precios ha sido mínima y bajo estricto control del regulador, quien determina los precios en base a los costos medios. Hay barreras a la entrada y las inversiones en nueva generación son mayormente basadas en las predicciones de la demanda. (Knittel y Roberts, 2005)

2.2.2 Modalidad de Comprador Único

En este modelo organizacional, un único comprador, típicamente la empresa estatal integrada, realiza las compras de energía a las centrales disponibles, de forma que sólo existe competencia en generación. En el modelo existen una o varias compañías verticalmente integradas pero se permite la existencia de generadores independientes con el objetivo de atraer la inversión. El agente comprador actúa como un monopolio en las actividades de transporte y distribución, permaneciendo cautivos los consumidores finales. (Fernández Perez, 2002).

La modalidad de Comprador único permite la incorporación de empresas privadas en el eslabón de producción en calidad de terceros que se encargan de producir y entregar los productos energéticos a la empresa estatal integrada, que actúa como comprador único. (OLADE/CEPL/GTZ, 2003)

En esta modalidad de coordinación se permite la competencia en generación, toda la energía debe ser vendida a la agencia compradora; entonces la agencia compradora es un monopsonio, que compra la energía a los generadores. Los generadores compiten

para venderle a la agencia compradora. Los generadores competirán por contratos para abastecer a la agencia compradora.

La modalidad de control central (CC) queda entonces en los segmentos de actividad que quedan integralmente en el contexto de los monopolios públicos, aunque se introduce competencia en el ámbito de las empresas privadas responsables de las decisiones de inversión en el marco de los contratos negociados con el Estado. El mismo Estado define el grado de libertad de las inversiones y los términos de los negocios, otorgando también algunas garantías ya garantizando ciertas condiciones de rentabilidad. (OLADE/CEPAL/GTZ, 2003)

El comprador único podría tener incentivos a tratar en condiciones desfavorables a los generadores independientes frente a los generadores de su propiedad, por esto es que el comprador único no debería tener activos en generación para garantizar así su independencia. Esto se da cuando aparece la figura del Operador del Sistema Independiente que es una medida transitoria hacia un modelo más competitivo. (Fernandez Perez, 2002). Este modelo ha sido una buena transición para aquellos países donde es muy difícil establecer un modelo competitivo en el sector de generación.

Este modelo también provee de seguir a los generadores independientes contra el riesgo de mercado y se le hace más fácil para ellos aumentar el capital. Dado que los generadores independientes no dependen de los precios de mercado para sus ingresos y no tienen que competir con nuevos entrantes, ellos pueden financiarse con una gran proporción de deuda, lo cual reduce los precios que ellos cargan. Este riesgo es pasado, a través de la agencia compradora, a los clientes cautivos. (Hunt y Shuttleworth, 1996)

2.2.3. Modalidad de Estructura Integrada Regulada (IR)

En este caso, se permite una mayor autonomía de las empresas de propiedad privada mixta o de las empresas públicas de jurisdicción provincial o municipal. El Estado asume el rol de regulador, y participa en las decisiones de inversión y en la formación de los precios de manera efectiva. Dicha regulación puede ser de carácter técnico o negociado manteniendo una cuota de criterio político, aún cuando se otorgue prioridad a consideraciones técnicas o económicas. La característica de esa modalidad de coordinación es la ausencia de disputabilidad en los mercados

2.2.4 Modalidad de Mercado o Mercado Abierto

En este modelo las empresas generadoras compiten entre ellas y con posibles nuevos entrantes por producir la energía necesaria. Las comercializadoras a consumidores cautivos (habitualmente las distribuidoras tradicionales) mantienen el carácter de monopolio local, pero ahora pueden comprar libremente a los generadores. Aunque no es estrictamente necesario, dichas compras suelen establecerse total o parcialmente a través de un mercado organizado, con transacciones estandarizadas y mecanismos anónimos de casación de ofertas de producción. Por lo tanto, este modelo permite la competencia tanto en generación como en comercialización a consumidores finales, que siguen, no obstante, permaneciendo cautivos. Dicho mercado se encuentra gestionado por un nuevo agente llamado Operador del Mercado (OM)

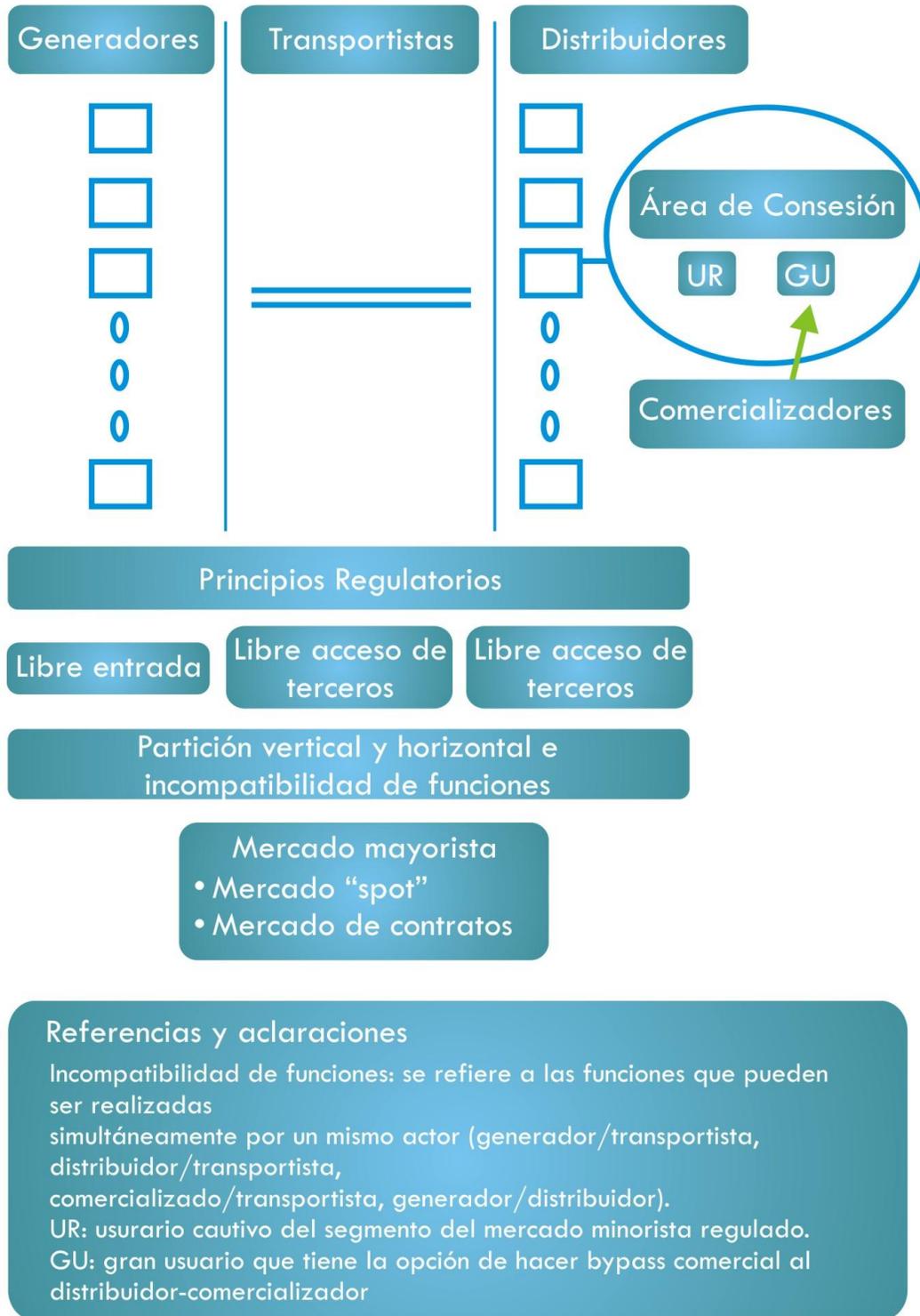
En la modalidad de mercado abierto se trata de aprovechar los efectos de la competencia en los mercados. Para ello es necesario promover cambios en la

organización productiva e institucional de manera de asegurar principios regulatorios que generen condiciones de disputabilidad. En el caso de la electricidad, se requiere una estricta separación e incompatibilidad de funciones y la formulación del principio regulatorio de libre acceso a dichas instalaciones a fin de evitar discriminaciones.

Respecto a los eslabones que mantienen las características de monopolio natural (transporte, distribución) se establece una regulación basada en criterios técnico-económicos y con ciertas reglas que fomentan en lo posible la disputabilidad (by pass comercial, competencia por mercados, competencia por comparación o referencial). (OLADE/CEPAL/GTZ, 2003). Esta modalidad de coordinación es el caso extremo de apertura a la participación privada, en oposición al control central.

En la figura N° 3, se presenta a modo de ejemplo un esquema que traduce las características esenciales de una organización institucional-productiva y de los principios regulatorios necesarios para construir la modalidad de mercado en un sistema eléctrico.

Figura N°3: Funcionamiento Ideal de la Modalidad de Mercado en un Sistema Eléctrico.



Fuente: Elaboración propia en base a CEPAL/OLADE/GTZ (2003).

En conclusión la anterior forma de categorizar las modalidades de coordinación se asientan sobre la base del carácter que adopta la propiedad, la organización y el funcionamiento teniendo en cuenta la interacción de los factores enunciados. Las alternativas que pueden presentarse en cada categoría son:

- Propiedad: Estatal, mixta o privada.
- Modalidad de regulación: monopólica e integrada, parcialmente integrada y monopólica o verticalmente desintegrada con distintos grados de partición horizontal y concentración de la oferta.
- Funcionamiento: Instrucción, regulación negociada, regulación independiente y técnica y competencia.

El siguiente cuadro resume las características principales de las distintas modalidades de coordinación estudiadas en este capítulo.

Cuadro N° 2: Principales Características de las modalidades de coordinación.

Estructura Productiva (grado de integración vertical u horizontal)	Monopolio Integrado			Parcialmente desintegrada Apertura Parcial	Desintegrada de modo virtual	Estrictamente desintegrada
Propiedad	Parte del Estado	Estatal corporativizada	Mixta o privada	Estatal y Privada (upstream)	Privada, mixta o estatal.	
				Estatal o mixta (downstream)		
Funcionamiento (Modalidad de Regulación)	Control mandatario	Control con cierta autonomía empresarial	Regulación negociada o técnica	Control central y regulación negociada. Competencia en el mercado de contratos.	Competencia donde exista disputabilidad y regulación donde no pueda existir (monopolios naturales). Entes de Regulación independientes	
Modalidad de Coordinación Resultante	Control Central (CC)		Integrado Regulado (IR)	Comprador Único (CU)	Competencia en el Mercado (MA)	

Fuente: OLADE/CEPAL/GTZ (2003)

2.3 Consideraciones Finales del capítulo

En este apartado se delinearon las características particulares de la electricidad, algunas cuestiones técnicas de la generación eléctrica y la forma en que se realiza el despacho óptimo de la carga eléctrica de acuerdo a las distintas centrales con que cuenta un determinado sistema eléctrico. Asimismo se han estudiado desde el punto de vista teórico, los esquemas de incentivos a las inversiones en la generación eléctrica. Lo anterior hace que las modalidades en que se organice la industria, también tenga particularidades bien definidas y propias de esta cadena productiva.

Cada una de las formas en que se coordinan las decisiones de producción y de inversión en la industria implica la interacción de un conjunto de elementos entre los que se puede mencionar: la manera de organizar desde el punto de vista institucional la asignación de los recursos en el ámbito de la cadena productiva eléctrica; la organización de dichas inversiones, que se encuentra fuertemente ligada a los objetivos que se quiere alcanzar; y el esquema elegido para regular el funcionamiento de estos mercados. (OLADE/CEPAL/GTZ, 2003).

De acuerdo a la interacción de estos factores se han definido básicamente dos formas puras o extremas dentro de las modalidades de coordinación: Control Central y Mercado Abierto. Asimismo se ha definido una modalidad de coordinación intermedia entre estas que es la que se conoce como apertura parcial “Comprador Único”, que es un caso intermedio entre las dos primeras con más características de control central.

Luego de haber estudiado en este apartado las características propias de la industria y las formas en que se organiza, en el próximo capítulo, se analizará en forma detallada desde el punto de vista histórico e institucional la evolución de la cadena productiva eléctrica en Argentina desde los comienzos de la industria a fines del siglo diecinueve hasta la actualidad.

El objetivo será delimitar históricamente qué modalidades de coordinación coordinaron las decisiones de la industria en algunos periodos históricos claves de la industria, para finalmente caracterizar qué forma de organización sectorial presenta Argentina en la actualidad, y cómo se llegó a este estado de situación.

2.4 Bibliografía citada y consultada.

Bazan Navarro, C (2003)., Efectos de la Reforma del Sector Eléctrico: Modelización teórica y experiencia internacional, Universidad de las Palmas de Gran Canaria.

Bastos, C, Abdala, M (1995) ., Transformación del sector eléctrico argentino, Bs As, Argentina

Hansen, J, Percebois, J (2010)., Energie Economie et Politiques, Ed. De Boeck.

Hiebert, L.D (2002), “ The determinants of the cost efficiency of electric generating plants: A Stochastic Frontier Approach”, Southern Economic Journal, 935-946.

HIRSH R. (1989): Technology and transformation in the American electricity utility industry, NewYork, Cambridge University Press.

HIRSH R. (1991): Regulation and Technology in the electric utility industry: A historical analysis of interdependence and change, High J. ed, Regulation economic theory and history, University of Michigan Press.

Joskow, P. (2003). *The Difficult Transition to Competitive Electricity Markets in The U.S.* (MIT-CEEPR, 03-008WP). Cambridge: MIT.

Knittel, C , Roberts, M., (2005) An Empirical examination of restructured electricity prices, Energy Economics 27(2005) 791-817.

Kozulj, R (2010)., La participación de las fuentes renovables en la generación de energía eléctrica: Inversiones y Estrategias empresariales en América Latina y el Caribe.

Maloney, MT (2001) ., “Economies and Diseconomies: estimating electricity cost functions”, Review of Industrial Organization 19, 165-180

López Millán, J (1999): “La Liberalización del Sector Eléctrico Español. Una Reflexión a la Luz de la Experiencia de Inglaterra y Gales”; Facultad de Económicas de la Universidad de Alicante. Tesis Doctoral.

OLADE/CEPAL/GTZ (2003)., Energía y Desarrollo Sustentable en AL yC: Guía para la formulación de políticas energéticas, Santiago de Chile.

Pistonesi, H, Guzowski, C (1997)., Las falacias Ligadas al concepto de ahorro genuino, Anales de la Asociación de Economía Política.

Pinto Junior, (2006)., Manual de Economía de la Energía.

Restrepo Estrada, M, Arango Aramburu, S, Velez Alvarez, L(2011)., La Confiabilidad en los sistemas eléctricos competitivos y el modelo colombiano de cargo por confiabilidad, Cuadernos de Economía, Facultad de Ciencias Económicas, Universidad Nacional de Colombia.

Rodriguez Padilla, V(2002)., Un panorama de la industria mundial eléctrica, Revista Renglones N°52.

Ruiz, A (2004)., Regulación de la Actividad de Generación y Mercado Mayorista, Módulo2: El Sector Eléctrico y la Actividad de Generación, CIER.

Sally Hunt and Graham Shuttleworth

Stoft, S. (2002). *Power System Economics. Designing Markets for Electricity*. Piscataway, NJ: IEEE Press/Wiley.

World Energy Outlook, 2010

3. Evolución histórica de la Cadena productiva Eléctrica en Argentina con énfasis en el eslabón de generación

3.1 Marco Histórico: Organización de la Industria Eléctrica con Anterioridad a la Reforma.

Desde el nacimiento de la industria eléctrica en Argentina, a fines del siglo pasado, hasta mediados de la década el '60, la tendencia reinante fue la progresiva concentración de los servicios bajo el dominio de pocas empresas integradas inicialmente concesionarias privadas y desde 1945 con una participación creciente del Estado Nacional.(IDEE, 1993)

De la evolución histórica del desarrollo eléctrico en Argentina, pueden diferenciarse los siguientes periodos:

3.1.1 Primer Periodo: 1877-1945. Concesiones Privadas

La prestación del servicio eléctrico estaba dominada por concesionarias privadas, quedando a cargo de las municipalidades la función de regulación. El primer suministro público de electricidad en la Argentina, destinado al alumbrado público de Buenos Aires, se llevó a cabo en 1887. En este año, los servicios de electricidad en la ciudad de Buenos Aires eran suministrados por distintas empresas privadas, sin embargo en el año 1901, estos mismos servicios fueron absorbidos por la CATE - Cía. Alemana Transatlántica de Electricidad. Hacia 1905, se creó en EE.UU. la EBASCO - Electric Bond and Share Co., por iniciativa de las firmas General Electric y Morgan, y de aquí nacieron varias compañías como la AFPCO - American Foreign Power Co., que se interesó por los servicios de electricidad en Argentina, adquiriendo varias empresas locales, entre ellas, las 30 del llamado Grupo Herlitzka. En 1907, la CATE obtuvo la concesión del servicio

municipal de electricidad de Buenos Aires, por 50 años. En 1912, capitales suizos conformaron la CIAE – Compañía Italo Argentina de Electricidad, para suministrar el servicio a una pequeña parte de la ciudad de Buenos Aires y hacia el año 1921, la concesión de la CATE fue transferida a la CHADE - Compañía Hispano Argentina de Electricidad, la que en 1936, por motivos de la Guerra Civil Española, tuvo cambios en su destino transformándose en CADE - Compañía Argentina de Electricidad, cuyo paquete mayoritario estaba en manos francesas. Una vez establecida la EBASCO en Argentina, por intermedio de su filial AFPCO, se establece un acuerdo con CADE y CIAE a los fines de definir un mapa de actuación de cada una de las compañías. Así, el Grupo ANSEC dependiente de EBASCO llegó a contar con 82 centrales productoras de energía eléctrica, al igual que otras compañías privadas de servicio eléctrico. Las centrales eran térmicas y en su mayoría sobre sistemas aislados. (Vilte, Grande, 2000)

Hacia la década de 1930, el servicio estuvo caracterizado por ser muy deficiente debido a que las compañías privadas de carácter multinacional se resistían a realizar las inversiones necesarias para el desarrollo nacional, lo que se tradujo en el empobrecimiento de la calidad del servicio. Asimismo estas empresas no se interesaban por el desarrollo eléctrico del interior del país, donde había que atender mercados de pequeño tamaño. En este sentido la iniciativa local en los pequeños centros urbanos dio lugar a la creación de las cooperativas eléctricas que tuvieron un rol muy importante en la provisión de los servicios de electricidad.

3.1.2 Segundo Periodo: 1945-1966. Estado Empresario

El Estado asume el rol de empresario y se hace cargo de la prestación del servicio, e inicia un proceso de mayor protagonismo en la actividad económica general. Se nacionalizan los servicios públicos atendidos hasta ese momento por las concesionarias privadas.

El 31 de octubre de 1957, mediante el Decreto Ley N° 14004 se crea la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (AyE EE), empresa que se hizo cargo de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica en todo el país. Además tuvo como objetivo principal la promoción del uso de los recursos hidráulicos. La ley le asignó a AyE la responsabilidad del manejo de los sistemas nacionales y del despacho de cargas, operando centralizadamente el sistema. Esta empresa fue quien instrumentó la política eléctrica del Gobierno Nacional relativa tanto a la infraestructura para aprovechamientos hídricos como para la electricidad, llevó a cabo una creciente interconexión entre los centros urbanos y rurales, lo que se reflejó en un rápido crecimiento de la demanda en el interior.

En 1958, a través de la Ley Nacional N° 14772, nace SEGBA (Empresa Mixta de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires), a la cual se le otorgó la concesión en Capital Federal y 14 partidos de la Provincia de Buenos Aires. Todos estos servicios fueron declarados de Jurisdicción Nacional y pasaron a ser regulados por la Secretaría de Estado de Energía. A mediados de los '60, la generación era controlada en un 71% por el Estado Nacional a través de sus empresas Ay E y SEGBA, el 12% provenía de los

Estados Provinciales, los concesionarios privados detentaban sólo el 10% y las cooperativas el 7% restante.

Hacia fines de los '60 aproximadamente el 70% de la oferta provenía de la generación térmica, situación que se modificó radicalmente con las nuevas centrales hidroeléctricas. Esta nueva fuente de oferta fue la respuesta del sistema eléctrico a la revolución tecnológica de mediados del siglo XX, con la difusión generalizada de los electrodomésticos que produjo un fuerte aumento del consumo eléctrico. (klitenik, 2009)

3.1.3 Tercer Período: 1967-1980. Descentralización de la Generación

En estos años el parque generador estaba conformado en un 80% por centrales de generación turbo vapor, combustionando en su mayoría fuel oil. El Estado, adopta una estrategia de diversificación de la matriz energética, y por tanto decide la realización de grandes obras hidroeléctricas. Decide entonces, abandonar parcialmente el control total del manejo de los recursos energéticos, y participar al capital privado en la extensión de la cobertura energética.

En 1961, el Gobierno Nacional adjudicó una concesión a la Compañía Italo Argentina de Electricidad (CIADE) para la distribución de electricidad en parte de la ciudad de Buenos Aires. En 1962, el Gobierno Nacional otorgó una concesión anteriormente en manos de Compañía Argentina de Electricidad (CADE) a Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA) para la generación y distribución de electricidad en Buenos Aires. El 23 de octubre de 1967 por Decreto N° 7925 fue creado HIDRONOR S.A (Hidroeléctrica Norpatagónica S.A) bajo la forma de sociedad anónima, con una participación privada

posible de hasta el 49% del capital total. Esta empresa fue la encargada de llevar adelante los grandes proyectos hidroeléctricos de la región del Comahue, es decir la cuenca de los ríos Limay y Neuquén. Su creación estuvo justificada en la necesidad de obtener créditos externos que tenían como un requisito básico para ser otorgados la existencia de una empresa con autonomía de decisión. Este criterio no podía ser cumplido por AyE debido a que la autoridad política tenía gran injerencia en la formación de sus tarifas. (Romero, 1998)

La Ley Nacional de Energía Eléctrica le confiere a Hidronor la concesión para la realización de las obras, y su posterior explotación por tiempo indeterminado. Este es el comienzo del denominado, proceso de descentralización de la generación, que continuará en los `70 con la obra de la Central Binacional de Salto Grande.

Las consecuencias inmediatas de este proceso de descentralización, fueron la aparición explícita y regulada de un mercado mayorista eléctrico, a través de la creación del “Despacho Unificado de Cargas” en 1972. En este sentido, cuando se concretan la mayoría de las interconexiones eléctricas regionales, el mercado eléctrico mayorista adquiere una relevancia fundamental. Asimismo se redujo la participación de las empresas nacionales verticalmente integradas (AyE y SEGBA) en la etapa de generación. En 1980 el 50% de la potencia instalada la generaban Ay E y SEGBA, mientras que el 50% restante se repartía entre Hidronor, la Comisión Nacional de Energía Atómica (operando las centrales nucleares) y Salto Grande.

En general, y hasta 1980 el Estado a través de las empresas públicas, se hace cargo de la coordinación del suministro eléctrico con las siguientes características. (IDEE, 1993).

- (a) La planificación de la generación y el desarrollo de las redes de transmisión.
- (b) Las asignaciones de los fondos (originados en los impuestos a los combustibles derivados del petróleo) para la expansión de las instalaciones.
- (c) La regulación de la operación del sistema y las transacciones en el mercado eléctrico mayorista (desde mediados de los '70)
- (d) La fijación de tarifas a los usuarios finales de jurisdicción nacional (80% de la electricidad facturada en el país en 1980).

Las década del '70 y del '80 fueron las décadas de la hidroelectricidad, ya que entre 1972 y 1974 ingresan al sistema El Chocón, Planicie Banderita y Futaleufú y en los '80 se produce la integración de El Chocón con Cerros Colorados e ingresa en servicio Salto Grande, con lo cual la Mesopotamia se incorpora al sistema hidroeléctrico. De este modo, a fines de los ochenta la hidroelectricidad aportaba casi el 50% de la oferta total. El sistema también incorporó energía nuclear, con la construcción de las centrales de Atucha en la Provincia de Buenos Aires inaugurada en 1976 con 370MW y Embalse con 650 MW en la Provincia de Córdoba. (Klitenik, 2009)

3.1.4 Cuarto Período: 1980-1990. Descentralización de la Distribución

En diciembre de 1979 y a manera de implementación de la Ley N° 15336/60 por resolución del Poder Ejecutivo Nacional se resuelve el traspaso de algunos servicios de distribución de AyE a las provincias: las instalaciones de distribución eléctrica (quedándose AyE con los grandes usuarios); las líneas de subtransmisión; los centros

menores de generación. En algunas de ellas los servicios recibidos de la Nación, fueron transferidos directamente a las cooperativas.

La descentralización afectó la regulación del mercado eléctrico, ya que la Secretaría de Energía, encargada de regular las transacciones económicas en el MEM, no tenía poder real sobre los gobiernos provinciales, para ejercer la función de supervisión y control del sistema eléctrico. Esto condujo a que en situaciones de déficit de abastecimiento las empresas provinciales se negaran a acatar las órdenes de operación de DNC (Despacho Nacional de Cargas), especialmente en lo que se refiere a la realización de cortes programados, poniendo en peligro la estabilidad de todo el sistema eléctrico nacional.

Hacia 1990 prácticamente toda la industria de suministro eléctrico de la Argentina estaba controlada por el sector público (97% de la generación total). El gobierno nacional había asumido la responsabilidad de regular la industria a nivel nacional y controlaba las empresas nacionales de electricidad AyE, SEGBA e HIDRONOR. El gobierno nacional representaba asimismo los intereses argentinos en las centrales generadoras que se desarrollaban u operaban en conjunto con Uruguay, Paraguay y Brasil.

Todos los cambios institucionales gestados durante la década del '80, sumado a la falta de adaptación del marco regulatorio vigente, comenzaron a erosionar el desempeño del sector. En este contexto las empresas eléctricas nacionales, fueron deteriorando su desempeño abrumadas por su enorme endeudamiento. El mantenimiento de bajas tarifas para todos los servicios públicos prestados por el Estado, en particular la electricidad, fue

un mecanismo recurrente de las políticas antiinflacionarias, afectando gravemente la situación económica de las empresas eléctricas nacionales.

Simultáneamente se restringieron, y en ciertos periodos se eliminaron, los aportes del Tesoro Nacional a las empresas eléctricas. La falta de financiamiento de las empresas eléctricas se agravó mucho más a partir de 1989 con la eliminación de los fondos específicos provenientes de los impuestos al consumo de combustibles, que históricamente constituyeron una de las fuentes de financiamiento más importantes para el desarrollo del sector (IDEE, 1993). Asimismo a fines de la década de los ochenta, los bajos caudales de los dos principales sistemas hídricos (Comahue y Mesopotamia) provocaron una fuerte escasez que debió ser afrontada con racionamiento y cortes programados y replantearon la necesidad de una reforma radical del sistema.

3.2 La Reforma Eléctrica Argentina a comienzos de los ´90.

En Argentina y en el marco de la reforma del Estado puesta en marcha en 1990, se produjo un cambio fundamental en la estructura institucional y en la regulación de todas las actividades energéticas, que asumió características diferenciadas dependiendo de la cadena energética. Sin embargo, en el esquema de transformación de Argentina, la desincorporación masiva de activos del sector energía alcanzó a los subsectores, electricidad, gas y petróleo, y resultó ser un engranaje fundamental en las políticas destinadas a lograr la estabilización y la recuperación económica. En este nuevo esquema institucional la energía dejó de tener un carácter estratégico y por tanto el abastecimiento energético dejó de ser resorte exclusivo del Estado. Más bien, la industria energética se transformó en un sector generador de importantes rentas, que se

apropiaron los actores privados mientras que en el viejo paradigma se lo apropiaron los Estados a través de sus empresas públicas. A este respecto es necesario mencionar que la gran transformación del sector obedeció a cambios que trascendieron la esfera regional, y se vincularon con una nueva concepción acerca de la localización de las inversiones extranjeras, y el empobrecimiento de las empresas energéticas por falta de financiamiento. Luego de la crisis de la deuda, los acuciantes problemas financieros las condujeron a graves situaciones de endeudamiento tal que ni siquiera pudieran realizar las inversiones en mantenimiento y reposición del capital físico, con las consecuencias esperadas sobre la eficiencia del sistema energético en su conjunto.

Los motivos que se esgrimieron para promover la reforma, y que en gran medida determinaron sus características fueron fundamentalmente dos: la incapacidad financiera del Estado para desarrollar actividades productivas y la supuesta “ineficiencia” estatal en la realización de este tipo de actividades. Estas cuestiones resultaron ser determinantes para circunscribir las actividades del Estado y de esta forma, no obstaculizar la iniciativa privada limitando sus funciones a la promoción de la competencia en los mercados donde sea posible, y a ejercer funciones de contralor en el desempeño de las actividades monopólicas.

En este esquema de transformación de la industria energética argentina se inserta el proceso de reforma promovido desde el Estado en el sector eléctrico argentino.

3.2.1 Antecedentes del proceso de reformas del sector eléctrico en América Latina.

Según Rozas Balbotin (2009), la privatización de los sistemas eléctricos en un grupo de países latinoamericanos tal como Argentina, Colombia y Chile, estuvo guiado en gran parte por el deseo de las empresas estadounidenses y europeas de energía, de ingresar a un mercado con fuertes potencialidades de desarrollo interno que ofrecía altas tasas de rentabilidad en comparación a lo que ocurría en sus países de origen.

El proceso de desregulación de la actividad eléctrica en Europa comenzó a comienzos de la década de 1990 y culminó en los años posteriores al 2003. Estuvo caracterizado por haberse desarrollado en etapas, y como consecuencia del proceso de desagregación de la cadena productiva eléctrica, los márgenes de beneficios disminuyeron generando un importante proceso de expansión internacional de las firmas que operaban en el mercado europeo.

A comienzos de la década del '90, América Latina instauró un escenario de apertura a las inversiones extranjeras, del cual las empresas eléctricas no estuvieron exentas. En este escenario, los grandes conglomerados estadounidenses y europeos de energía adquirieron mayorías accionarias de empresas dominantes y activos que estaban en poder de empresas en manos del Estado.

Rozas Balbotín (2008) se refiere como caso emblemático en este proceso al grupo hispano ENDESA⁹ que internalizó fuertemente su posición a partir de 1992, primero en Argentina y luego en Portugal y Perú. El autor plantea que la estrategia de expansión de

⁹ En el año 1992 ENDESA adquiere el 38% del capital social de EDENOR (Empresa de Electricidad de la Zona Norte), posteriormente compró un 22% de YACYLEC (empresa que transportaba la energía generada por la central de YACYRETA) y un 35% de la central generadora Dock Sud. A mediados de los noventa, el grupo ENDESA aumentó su participación en EDENOR al 47.7% y en DOCK SUD al 70%.

ENDESA en América Latina combinó la compra de empresas privadas fuertemente internacionalizadas en la región (en particular se refiere al caso del holding eléctrico) ENERSIS. A fines de los años noventa el grupo ENDESA se había constituido en el generador y distribuidor más importante de España y América Latina y el tercero de la Unión Europea en términos de capitalización bursátil. Sin embargo, la situación macroeconómica de algunos países latinoamericanos hacia fines de los años noventa y comienzos de la década del 2000, condujeron a que ENDESA desacelerara su plan de expansión en la región y buscara otras alternativas que le garantizaran mejores tasas de rentabilidad, y se orientaron a mercados con menor riesgo, dirigiéndose nuevamente a los mercados españoles, principalmente en inversiones en el desarrollo de fuentes renovables y la sustitución de centrales térmicas convencionales por centrales de ciclo combinado.

3.2.2 Periodo 1992-2001: Reforma y Privatización. La especificidad del caso argentino.

A principios de los '90, el sistema eléctrico argentino se encontraba frente a una virtual cesación de pagos. El desempeño económico y financiero de las tres empresas eléctricas nacionales (AyE, SEGBA e HIDRONOR) se había deteriorado sensiblemente durante la década del '80 debido al incremento de costos no compensado por aumentos tarifarios. En estas condiciones las empresas se encontraban fuertemente endeudadas sin posibilidades de realizar inversiones ni siquiera en el mantenimiento del equipamiento. La empresa AyE resultó las más afectada, ya que la transferencia de sus sistemas de distribución eléctrica a las provincias significó una reducción drástica de su precio medio de venta y un notable incremento de la morosidad en el pago de los suministros no

interrumpibles (ventas a las empresas distribuidoras provinciales), al tiempo que el sistema regulado vigente le ocasionó fuertes incrementos en los costos (Hasson, 1994).

Asimismo como consecuencia de una intensa sequía, disminuyeron los aportes hidráulicos de la cuenca del Río Limay y la del Uruguay, situación que sumada a la indisponibilidad térmica trajo aparejado el desabastecimiento eléctrico y los cortes programados del suministro¹⁰.

Hacia fines de los '80, la industria eléctrica presentaba los signos de una profunda crisis:

- i. Racionalización del consumo en condiciones de bajos aportes hidráulicos y de alta indisponibilidad térmica de generación.
- ii. Aumento de las pérdidas de distribución, hasta alcanzar el 23% de la facturación
- iii. Deterioro de la gestión en lo económico y técnico.

Por tanto, en este contexto de fuerte inestabilidad y crisis del sistema, se decidió el cambio de rumbo en cuanto a su organización institucional.

3.2.2.1 Creación y Características del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

El 17 de Agosto de 1989 se sanciona la Ley Nacional Nº 23696 de Reforma del Estado Nacional, base de la transformación del sector eléctrico y referencia fundamental para la transformación de los Estados Provinciales, y que entre sus puntos: - Declara el estado de emergencia de la prestación de los servicios públicos y las intervenciones a los

¹⁰ En noviembre de 1991 la indisponibilidad térmica alcanzó al 51,1% del parque térmico, mientras que el caudal del río Uruguay disminuyó un 64% con respecto a la media histórica.

entes prestadores.- La facultad para transformar la figura jurídica de todos los entes, empresas, etc., y crear nuevas empresas. - La posibilidad de transferir al sector privado la actividad de distribución y comercialización de AyE y SEGBA, entre otras cosas. - La participación de las provincias en la privatización de empresas que tuvieran asentamiento y área de influencia en territorio provincial. - La creación de la EFEE - Empresa Federal de Energía Eléctrica. (Vilte Grande, 2000)

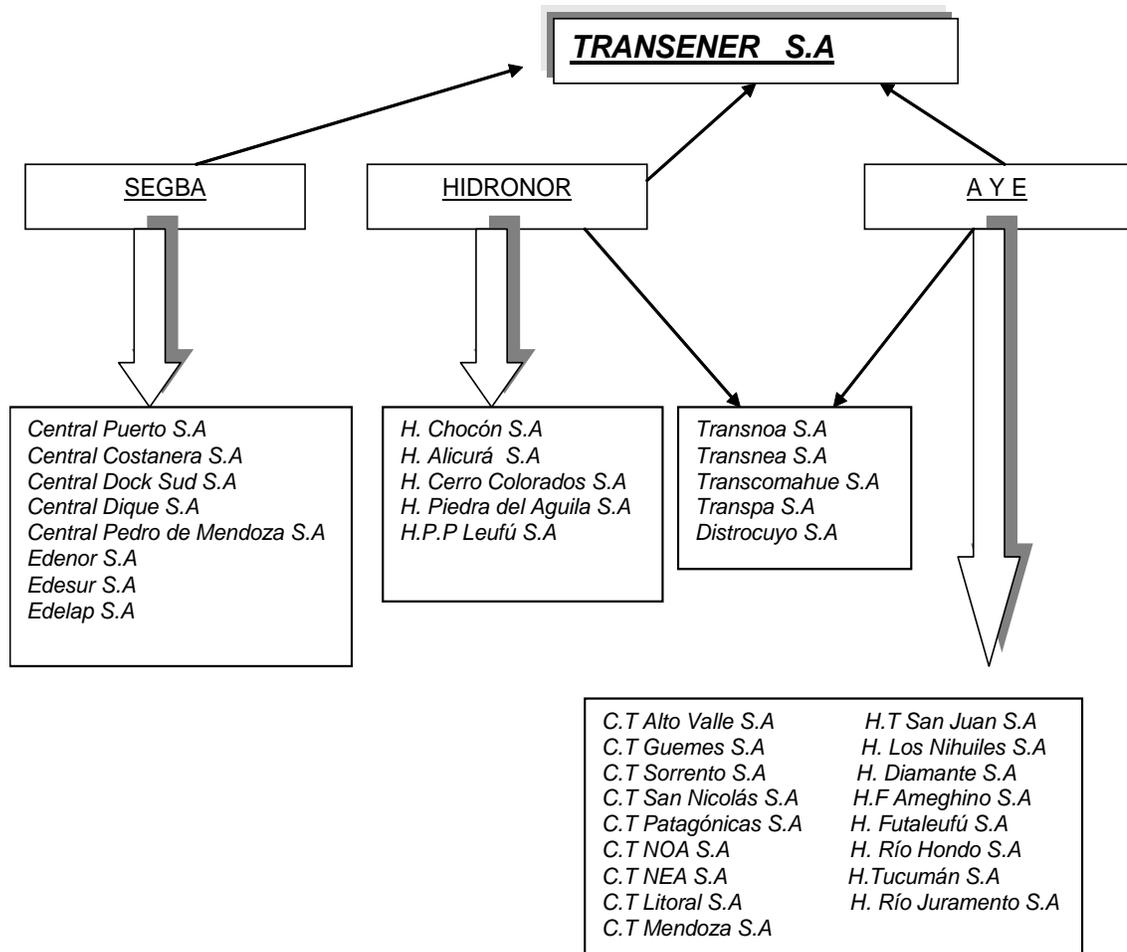
Como ya se ha mencionado previamente, la privatización del sector eléctrico argentino se insertó en el profundo proceso de reestructuración económica emprendido por el Gobierno Nacional en el año 1989, aunque se hace efectivo a partir de la sanción de la Ley N° 24065 y su Decreto Reglamentario N° 1398 en 1992 conocidos como el Marco Regulatorio Eléctrico. La misma estableció las bases para la creación del ENRE y otras autoridades del sector, la administración del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista), la fijación de precios en el mercado spot, la determinación de las tarifas en los segmentos regulados (transporte y distribución) y la evaluación de activos a ser privatizados. En este contexto, el MEM permitió definir un ámbito para la realización de las transacciones de energía a nivel mayorista, con una sanción de precios que reflejaba el costo económico de producción.

La desregulación en el sector eléctrico implicó la desintegración vertical y horizontal de la industria y la posterior privatización de las ex empresas públicas en tres segmentos diferenciados: *generación, transporte y distribución de energía eléctrica*. De este modo con las grandes centrales en manos de las empresas Hidronor, Agua y Energía y Segba se crearon unidades productivas independientes que luego fueron privatizadas separadamente, tal como lo muestra el gráfico N° 8 . La empresa SEGBA

encargada de la distribución eléctrica en el área metropolitana , fue particionada en tres áreas de concesión, respecto de las que se crearon las correspondientes unidades empresarias (EDENOR S.A, EDESUR S.A, y EDELAP S.A) y fueron entregadas a consorcios privados por licitación. El equipamiento de menor escala (turbinas de gas) fue reagrupado en otras unidades que también fueron privatizadas.

El transporte de energía eléctrica que involucra las líneas de alta, y media tensión pertenecían a Ay E, Hidronor S.A y SEGBA. El Sistema Argentino de Interconexión, fue dividido antes de proceder a la privatización, en siete empresas Transportistas. La primera correspondió al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión (STEEAT). La operación del STEEAT estuvo a cargo de TRANSENER S.A, como concesionario del servicio público en régimen de exclusividad pero sujeto a las normas fijadas por su contrato de concesión y a las regulaciones a las que está sometido el transporte de energía eléctrica

Gráfico Nº 8: Unidades de Negocios Privatizadas de las empresas públicas nacionales



Fuente: Elaboración propia en base a Romero, Adrián (1999).

3.2.2.2 Organización del MEM

Como consecuencia de la nueva organización institucional, toda la energía eléctrica se comenzó a canalizar a través del MEM(Mercado Eléctrico Mayorista) que se definió como el punto de encuentro entre la oferta y la demanda de energía eléctrica, y si bien la localización de ésta se encuentra dispersa por casi todo el país, su ubicación geográfica coincide con el centro de carga del sistema (área Gran Buenos Aires). Los

puntos de intercambio físico del MEM se definen en las conexiones de las instalaciones de Generación con la red de Transporte, de Distribución; de la red de Transporte con las redes de Distribución, entre las distintas redes de Distribución, en las interconexiones internacionales y en la vinculación de los Grandes Usuarios entre sí o con instalaciones de Distribución, Transporte o Generación.

En lo que respecta a la comercialización mayorista de electricidad, la misma pudo ser realizada a través de contratos de provisión denominado *mercado a término* o *en el mercado spot*. En el segmento del mercado de los contratos los actores de la demanda local de electricidad podían pactar libremente con los oferentes los precios y las condiciones del abastecimiento eléctrico. Asimismo los oferentes podían optar por vender su energía en el Mercado spot a los precios horarios sancionados según las condiciones del mercado. El precio horario de la energía en el nodo del mercado (centro de cargas del sistema) estaba definido como el costo en que se incurriría para abastecer una unidad adicional a la demanda registrada en esa hora. La energía ofertada en el sistema que no estaba comprometida por contratos se pagaba a este precio trasladado al nodo en el cual el oferente se conecta a la red, es decir, afectándolo por las pérdidas de transporte (Pistonesi, 2000)

Asimismo, los agentes del mercado podían optar entre comercializar directamente su energía (oferta o demandada) o actuar en el mercado a través de un comercializador, firmando acuerdos de comercialización de centrales o máquinas y de comercialización de la demanda. A los comercializadores, que son los únicos participantes del MEM habilitados para ofrecer importación eventual de electricidad, se les pagaba el precio ofertado en el nodo frontera donde se inyectaba la electricidad importada al SADI.

En Argentina existen dos mercados mayoristas asociados a dos sistemas interconectados que permanecen aislados uno del otro.

- ◆ El sistema Argentino de Interconexión (SADI) que cubre casi todo el país con excepción de la Región Patagónica, en el sur del país, en el que se canaliza más del 90% de la generación eléctrica total.
- ◆ El Mercado Eléctrico Mayorista Patagónico (MEMSP) que abastece la Región Patagónica, salvo el extremo sur del país. Ambos mercados operan bajo reglas de funcionamiento similares, pero los precios difieren dependiendo de las condiciones particulares de oferta y demanda de cada mercado. Dada la importancia que reviste el SADI en el contexto nacional, a partir de aquí nos referiremos específicamente a su situación.

3.2.2.3 Agentes del MEM

A partir de la segmentación se generó una estructura de mercado con un eslabón de generación eléctrica competitivo, y las etapas de transporte y distribución de carácter monopólicas. Es decir bajo la ley N° 24065, los servicios de transmisión y distribución de electricidad fueron considerados servicios públicos y definidos como monopolios naturales. Dichas actividades se han encontrado completamente reguladas por el Gobierno y requieren de una concesión.

En el segmento de la distribución, se fue introduciendo, en forma gradual, una modalidad de competencia al permitir a los grandes usuarios de la misma, definidos como tales según las condiciones previstas en las normas, contratar su provisión directamente a los generadores. En este sentido puede decirse que la modalidad de organización

sectorial seguido por Argentina para reformar y transformar la cadena productiva eléctrica a comienzos de la década de los noventa fue el denominado “Mercado Abierto”

Por lo tanto siguiendo el esquema representado por la figura N° 3 del capítulo 2, la demanda del servicio en los mercados mayorista (generación) y minorista (distribución) se segmentó según el tipo de usuario. De esta forma quedaron conformados cuatro tipos de actores en el mercado eléctrico:

➤ **Generadores:**

En los años posteriores a la reforma los generadores actuaban en el mercado eléctrico mayorista (MEM) y colocaban su producción en forma total o parcial en el sistema de transporte y/o distribución. La generación se desarrollaba bajo un régimen de competencia a partir de la celebración de contratos de suministro libremente pactados con distribuidores y grandes usuarios. Es decir los generadores privados podían acceder a contratos directos con los distribuidores o con los grandes usuarios. Esta forma de vinculación continuó hasta marzo del año 2013, momento en que cambia la regulación (esto se verá en el apartado 3.3.2)

Este mercado estuvo sujeto a una compleja regulación orientada a crear las condiciones para garantizar un funcionamiento competitivo. Stabile (2011) plantea que bajo este esquema, la actividad se ha desarrollado en un sistema de declaración de costos donde la generación más barata desplazaba a la más cara y las usinas eran despachadas y remuneradas al precio *spot* horario. Este precio *spot* dependía del costo de producción de la energía (básicamente el costo del combustible o el del agua), representado por el Costo Marginal de Corto Plazo (CMGCP) declarado medido en el

nodo de mercado. El precio sancionado en cada hora era el que correspondía a el generador más caro necesario para atender la demanda en ese instante, determinado luego de construir la curva de oferta ordenando a las máquinas generadoras en sentido creciente de acuerdo con sus CMGCP (costo marginal de corto plazo), también llamado Costo Variable de Producción (CVP).

Este precio *spot* era marcadamente volátil, ya que dependía de factores tan variados como el precio de los combustibles, la disponibilidad de gas durante el invierno (que obligaba a quemar combustibles alternativos de mayor costo), la indisponibilidad de las máquinas, restricciones en el transporte, el ciclo económico, las condiciones climáticas (temperatura, precipitaciones, nieve, etc.), la hora del día, si es un día laborable o no, el nivel de agua de los embalses, etc. En este esquema un generador era rentable en la medida en que era despachado y que la diferencia entre el *spot* sancionado y su CMGCP le permita cubrir el resto de sus costos fijos, aunque el generador también recibía una remuneración por la potencia puesta a disposición del sistema (una forma de remunerar la necesidad de reserva) y otros pagos menores.

➤ **Transportistas:**

Son los encargados de transmitir y transformar la energía eléctrica desde el punto de entrega del generador hasta el punto de recepción del distribuidor o del gran usuario. Su actividad constituye un monopolio natural y está sujeta a regulación tanto de precios como de calidad. La actividad de transporte en la Argentina está subdividida en dos sistemas: el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Alta Tensión ("STAT"), que opera a 500 kV y transporta energía eléctrica entre regiones, y el sistema de distribución

troncal ("STDT"), que opera a 132/220 kV y conecta generadores, distribuidores y grandes usuarios dentro de la misma región. Transener es la única compañía a cargo del SEAT (Sistema Eléctrico de Alta Tensión) , y existen seis compañías regionales dentro del STDT(Sistema de transporte de distribución troncal) (Transcomahue, Transnoa, Transnea, Transpa, Transba y Distrocuyo). Además de estas compañías, existen compañías transportistas independientes que operan en virtud de una licencia técnica otorgada por las compañías del STAT o del STDT.

Los actores que desempeñan la función de transporte no pueden realizar transacciones de compra o venta de energía, debiendo dar un trato equitativo y transparente a todos los actores del sistema.

➤ **Distribuidores:**

Son los responsables de abastecer a los usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente. Reciben la energía eléctrica de los transportistas, la transforman y abastecen a los usuarios finales. En este segmento, de carácter monopolístico, actúan varias empresas con reserva zonal de mercado sujetas a regulación. Las empresas distribuidoras han sido los únicos actores del sistema de abastecimiento a los que la normativa regulatoria le fija la obligación de abastecer toda la demanda solicitada por los usuarios dentro de su área, debiendo responder por los cortes de suministro que sufran sus clientes, cualquiera sea la causa que los haya originado.

➤ **Grandes Usuarios:**

Contrataban en forma independiente y para su propio consumo el abastecimiento de energía eléctrica en el MEM, es decir que a diferencia del resto de los usuarios finales tenían la habilitación para comprar directamente a los generadores pactando libremente el precio de su abastecimiento. El Marco Regulatorio del Sector Eléctrico establecía distintas categorías de grandes usuarios, de acuerdo a las demandas de potencia. El marco regulatorio de electricidad clasificaba entonces a los grandes usuarios de energía en tres categorías: (1) Grandes Usuarios Mayores ("GUMAs"), (2) Grandes Usuarios Menores ("GUMEs") y (3) Grandes Usuarios Particulares ("GUPAs").

Cada una de estas categorías de usuarios presentan diferentes necesidades en lo que respecta a las compras de su demanda de energía. Por ejemplo, los GUMAs estaban obligados a comprar el 50% de su demanda a través de contratos de suministro y el resto en el Mercado Spot, mientras que los GUMEs y GUPAs estaban obligados a comprar la totalidad de su demanda a través de contratos de suministro.

La reforma de los '90 se orientó a liberar totalmente el mercado de forma que la potencia mínima que habilitaba a un consumidor a contratar libremente su suministro se redujo progresivamente desde la instauración del nuevo funcionamiento del sistema.

3.2.3 Análisis del desempeño de la reforma: El gas como recurso clave para su posterior desempeño.

El gas que en el pasado resultó ser un recurso poco utilizado, a fines de la década de los ochenta comenzó a revalorizarse, principalmente como insumo en la industria en general y en la industria eléctrica en particular, sustituyendo a los derivados del petróleo. En este sentido los yacimientos de gas libre comenzaron a tener una importancia

estratégica, y el gas asociado se reinyectó o se comercializó en la medida en que existieron sistemas de captación.

En este contexto el gas comenzó a adquirir un rol renovado dentro de los sistemas energéticos, y esto se debió a partir de los nuevos desarrollos tecnológicos en los equipos de generación eléctrica, que posibilitó una dinámica muy intensa en las estrategias empresariales en el seno de la industria eléctrica, particularmente a partir del proceso de reformas impulsadas en este sector. Los inversores privados mostraron claramente su preferencia por el uso del gas natural en la generación debido a la aparición de tecnologías de alta eficiencia en la generación con turbinas de gas y de ciclo combinado, en relación a la generación térmica convencional.

Tal como lo plantea Rodríguez Padilla (2002), la tecnología de ciclo combinado transformó la generación eléctrica por sus altos niveles de eficiencia técnica, bajas necesidades de inversión y rápidos tiempos de construcción. Poco sensible a las economías de escala, esta tecnología revirtió la tendencia de la industria de invertir en grandes centrales y redujo sustancialmente la competitividad de las fuentes de energía distintas al gas natural. Esto implicó el paulatino desinterés en los proyectos intensivos en capital y con largos tiempos de maduración (centrales hidroeléctricas y nucleares). El autor expresa que entonces las empresas eléctricas buscaron entrar a las cadenas productivas del gas natural y viceversa, y las vinculadas a la industria gasífera presionaron por ingresar a la industria eléctrica.

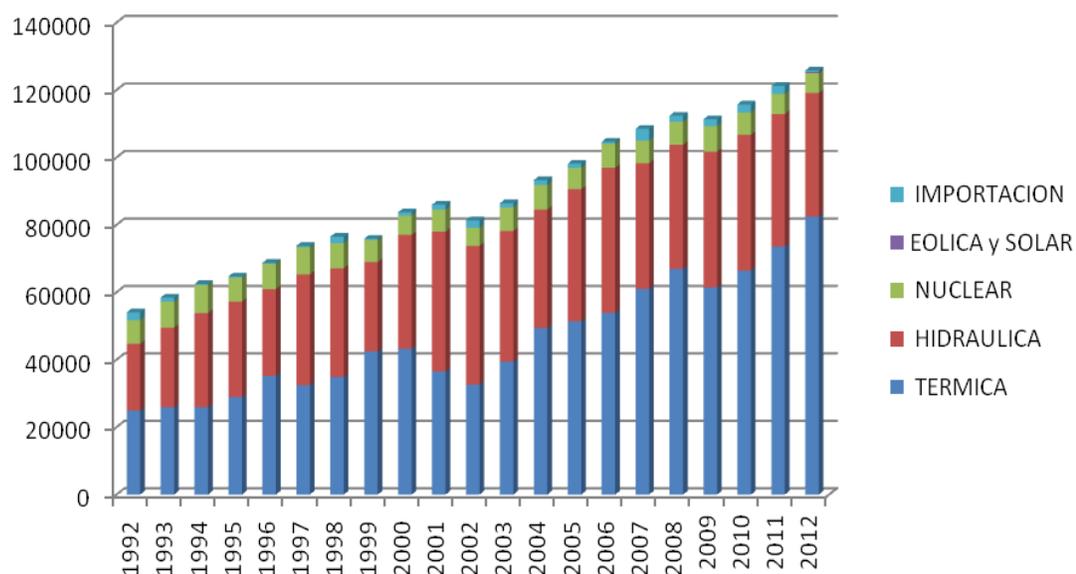
Las nuevas centrales térmicas tienen aún hoy, desde el punto de vista operativo, ventajas importantes respecto de las centrales térmicas existentes. Esta ventaja se ha

sustentado básicamente en la disponibilidad de aprovisionamiento de gas natural a menor costo y sin restricciones estacionales, y en una eficiencia térmica sensiblemente mayor que la de las antiguas centrales.

Lo anteriormente mencionado determinó una característica importante de la demanda de electricidad y es que la misma se deriva necesariamente de la demanda de gas natural, y ante la imposibilidad de abastecerse de este recurso se deriva también de los combustibles fósiles.

En este sentido se observa que el precio del gas fue determinante para explicar las inversiones en nueva capacidad instalada en Argentina. Cuando se analiza el periodo entre 1993 y 1999, se observa que el precio del gas se mantuvo estable y bajo, en comparación a lo acontecido en otras regiones del mundo, tal como se ve en el gráfico N°10. Esto permitió que las nuevas inversiones en el sector eléctrico se orientaran al tipo de equipamiento térmico tal como se observa en el siguiente gráfico:

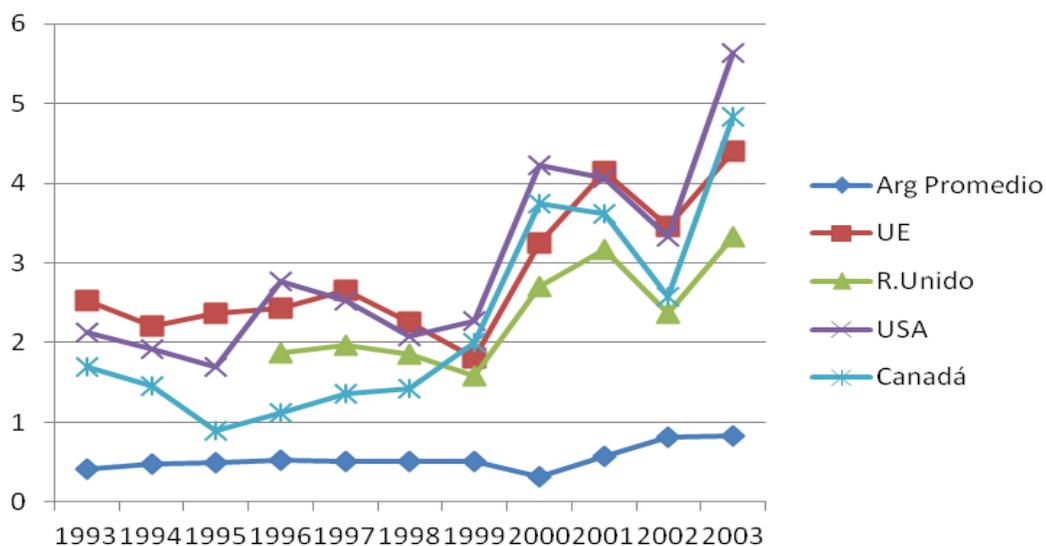
Gráfico N° 9: Evolución de la Capacidad Instalada en el SADI. 1992-2012. En MW



Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA

En el período 1992-2001 la potencia instalada total se incrementó en un 80% donde la potencia instalada en centrales de ciclo combinado explicó el 64% del incremento total en la potencia instalada total en el país, explicando el resto del incremento las centrales hidráulicas, sin observarse variaciones en la capacidad nuclear, tal como lo muestra el cuadro N°3.

Gráfico N°10 : Evolución de los precios del gas U\$/Mbtu – Periodo 1993-2003



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía, BP Statistical Report, Energy Information Agency

Cuadro N° 3: MEM y MEMSP- Potencia Instalada (en MW) entre 1992-2002

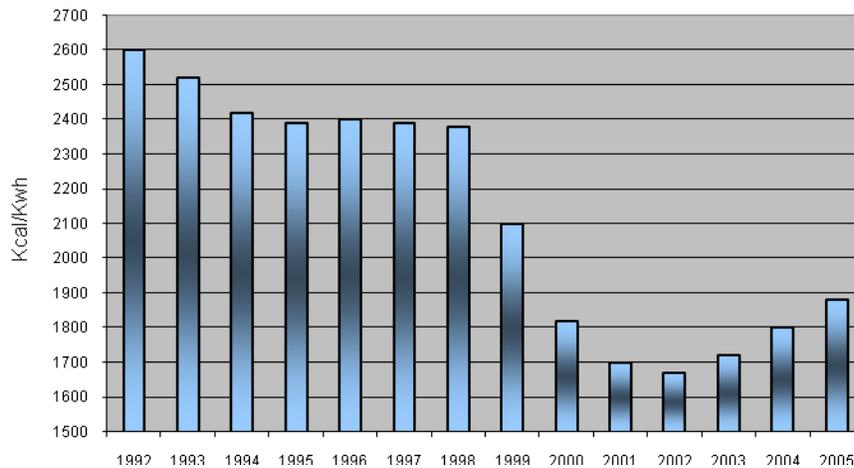
	Generación Térmica	Generación Nuclear	Generación Hidráulica	Total Generación
1992	7049	1005	6023	14077
1993	7334	1005	6723	15062
1994	8029	1005	8043	17077
1995	8191	1005	8818	18015
1996	8439	1005	9362	18806
1997	9225	1005	10322	20552
1998	10115	1005	10666	21786
1999	10233	1005	10834	22072
2000	11382	1005	10834	23221
2001	13075	1005	10834	24913
2002	13407	1005	10834	25343

Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA

Por tanto, la evolución del parque de generación en este periodo puede ser explicado básicamente por dos motivos: primero por la evolución de las fuentes de energía primaria, principalmente el gas natural y segundo por la evolución histórica de los consumos específicos. Entre los años 1990 y 1996 la generación térmica a gas se expandió un 11% promedio anual, acompañando este proceso la baja hidraulicidad registrada en el periodo mencionado. A partir de 1996 ingresaron en operación las primeras centrales térmicas a ciclo combinado (CC) implicando un avance tecnológico trascendente para el sector en términos de eficiencia técnica del equipamiento. La participación de la generación térmica con equipamiento a ciclo combinado sobre el total de energía eléctrica generada, representaba tan solo el 2% en el año 1996, elevándose su participación al 31% en el año 2000, casi igualando a la generación hidráulica.

El cambio de equipamiento significó, a partir del año 1998 como se puede observar en el gráfico N°11, una drástica reducción de los consumos específicos, no sólo por la incorporación de centrales CC, sino también porque las centrales turbo gas (TG), preexistentes y nuevas, incorporaron grupos turbo vapor (TV) para mejorar su competitividad en el mercado, disminuyendo el consumo específico al nivel de los ciclos nuevos. Sin embargo, tal cual lo muestra el mismo gráfico, a partir del año 2002, los consumos específicos comienzan a aumentar debido a que el sistema se encontró operando al límite de su capacidad, entrando al despacho las máquinas menos eficientes. (Guzowski y Recalde, 2007)

Gráfico N° 11: Evolución Histórica de los consumos específicos 1992-2005.



Fuente: Elaboración propia en base datos de CAMMESA

En este periodo post-reforma, a mediados de la década del noventa, se observaron tres estrategias diferentes por parte de los actores privados. En principio, las propias empresas petroleras instalaron las centrales cerca de los yacimientos quemando gas natural cautivo que de otra manera hubiera sido venteado. *Segundo*, el ahorro de los costos de transporte del gas indujo a inversores independientes a instalar centrales TG de ciclo abierto de alta eficiencia en las zonas gasífera, que resultaban altamente competitivas frente a las centrales existentes en los centros de carga del sistema. *Y por último*, los transportistas y distribuidores de gas interesados en mejorar el factor de utilización de los gasoductos, indujeron la instalación de centrales TG de ciclo combinado en el centro de carga del sistema, beneficiándose con un precio promocional del gas durante nueve meses al año. (Hasson, 1994). Con respecto a este último punto, es necesario mencionar que se observó un mayor interés por parte de los generadores ubicados en los grandes centros de consumo por mejorar su competitividad frente a los nuevos generadores. La clave para ello fue mejorar su eficiencia térmica y lograr un abastecimiento de gas a precio competitivo, contando con la ventaja de no tener

limitaciones por la configuración de la red de transporte y menores costos de transmisión. También se verificó en este periodo un proceso de concentración y expansión de la capacidad instalada en el área Metropolitana (Buenos Aires).

Las primeras inversiones privadas se concentraron en el área del Comahue tratando de aprovechar al máximo la disponibilidad y bajo costo del gas natural en esa región. La concreción confirma la existencia de ciertos *nichos rentables* a pesar de la baja en los precios de la electricidad (como se verá más adelante). (IDEE, 1998) Como ya se mencionó, la conveniencia de este tipo de inversiones estuvo fuertemente asociada a la disponibilidad de gas natural a bajo precio, lo cual indujo una fuerte concentración geográfica de la oferta en zonas con abundante recurso gasífero

Esta mayor disponibilidad de gas para las centrales eléctricas reemplazando a los combustibles líquidos (principalmente en invierno) y la incorporación de equipamiento térmico más eficiente, explica en parte la evolución del precio mayorista durante los primeros años posteriores a la reforma. Tal como lo muestra el gráfico N°12, los precios mayoristas de la energía¹¹ o precios en el mercado spot, cayeron significativamente, pasando de 48.76 \$/Mwh en el año 1992, a valores que oscilaron entre 30 y 23 \$/Mwh para el periodo 1995-2001. Este hecho se tornó preocupante, porque en el año 2001 los precios alcanzaron un nivel tan bajo que sólo cubría los costos de operación de los

¹¹ El precio marginal horario es el que se le paga a los generadores eléctricos en el mercado spot y su promedio estacional es el precio base, a partir del cual se calcula el precio de venta a los distribuidores por sus compras en el mercado spot (precio estacional). En el mercado spot, los precios horarios de comercialización de la energía se determinaban calculando el costo marginal horario de combustible para abastecer la totalidad de la demanda de electricidad en el sistema, utilizando para ello todo el parque generador disponible. El precio horario de la energía en el nodo de mercado (centro de cargas del sistema) estaba definido como el costo en que se incurriría para abastecer una unidad adicional a la demanda registrada en esa hora. Los distribuidores compran la energía a un *precio estacional*, calculado por CAMMESA para tres tramos horarios (valle, punta y horas restantes) como el costo esperado de abastecer la demanda en el siguiente semestre, incluyendo los sobrecostos por restricciones técnicas

generadores y por lo tanto comenzó a alejar los incentivos a invertir en el sector.(Guzowski y Recalde, 2007)

Tal como se menciona en Cerutti (2006), a fines de la década de los noventa, el sistema eléctrico argentino comenzó a mostrar muchos problemas y debilidades principalmente en lo referido al aumento de la oferta. Este autor menciona al menos tres razones que podrán explicar este problema:

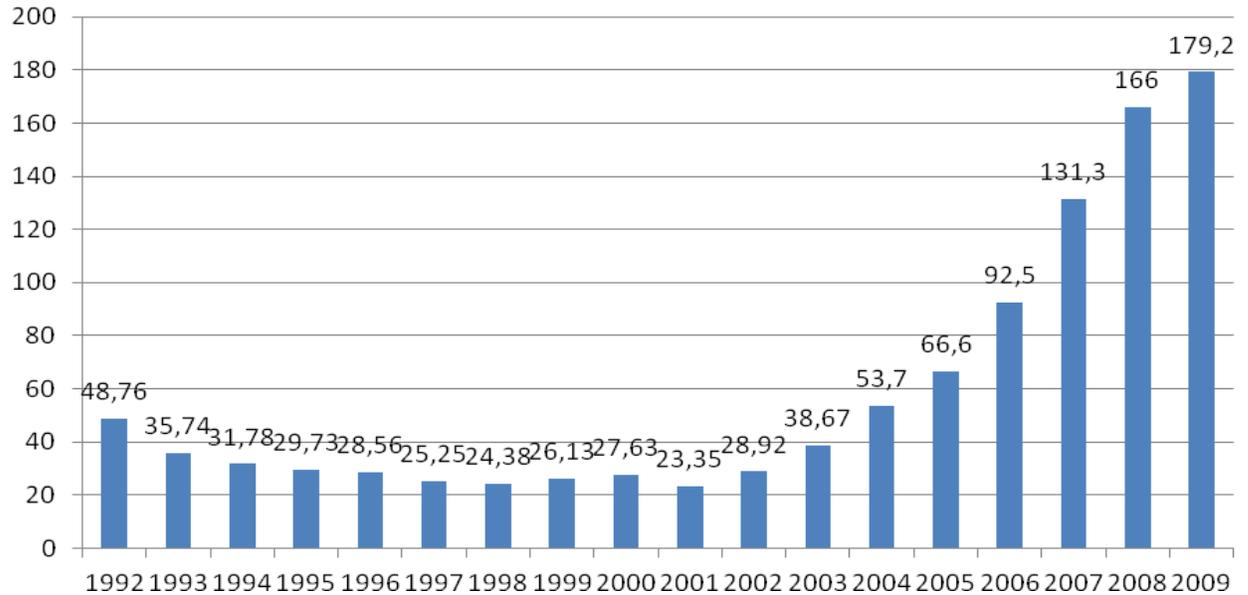
a) Una primera razón se debió a que la señal económica provista por el precio spot fue demasiado volátil para indicar correctamente y estimular la entrada de nueva capacidad. Esto ha sido especialmente cierto en aquellos países con una gran porción de generación basada en hidroelectricidad., ya que la variabilidad de la generación hidráulica se traslada también a los costos marginales del sistema de generación y a los precios del mercado spot de energía, donde la ocurrencia de una favorable condición “hidro” puede conducir a precios spot decrecientes, aún con problemas estructurales de oferta.

b) Una segunda razón es la combinación de un fuerte crecimiento de demanda con una gran volatilidad en la tasa de crecimiento del PBI, provocó que la inversión en generación fuera muy riesgosa dificultando nuevos proyectos y restringiendo la entrada de nueva capacidad.

c) Además el sistema eléctrico argentino se convirtió en altamente dependiente de la generación térmica. Este tipo de equipamiento le otorgó flexibilidad operativa al sistema debido a que su rápida instalación (frente a otras alternativas de generación) le permitió adecuarse más rápidamente a las variaciones de la demanda y de esta manera optimizar la utilización del capital. Sin embargo ha enfrentado el inconveniente que la mayor rentabilidad de la cadena productiva del gas, transformó al sistema eléctrico en un

subordinado del gasífero, pudiendo generar decisiones de inversión no adecuadas a la realidad eléctrica pero sí acordes a la cadena productiva del gas

Gráfico Nº 12: Evolución del precio Monómico en el MEM- 1992-2009 en \$/MWh



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA

En Argentina, la caída en el precio spot en el MEM en el periodo post-reforma, ha sido esgrimido como uno de los principales logros que le otorgaron a la reforma del sistema eléctrico argentino la característica de exitosa. En este sentido, cuando se analiza la evolución de los precios en el mercado mayorista en el periodo 1992-2002 (a partir de este año los problemas macroeconómicos en Argentina caracterizados por la devaluación y la pesificación de los contratos distorsionaron severamente el funcionamiento del mercado mayorista) se observó que la tendencia fue claramente decreciente en todo el periodo e implicó una reducción de más del 50%. Este hecho fue posibilitado por la entrada de nuevos agentes, que incorporaron tecnologías modernas y eficientes,

provocando con su inversión masiva un claro descenso en los precios del mercado mayorista y un sobre equipamiento del sistema. En este sentido a partir de la reforma los inversores privados mostraron claramente su preferencia por el uso del gas natural en la generación debido a la aparición de tecnologías de alta eficiencia en la generación con turbinas de gas y de ciclo combinado, en relación a la generación térmica convencional. Las nuevas centrales térmicas detentaban, desde el punto de vista operativo, ventajas importantes respecto de las centrales térmicas existentes. Inicialmente, esta ventaja residía en la disponibilidad de gas natural a menor costo y sin restricciones estacionales, antes que en una eficiencia térmica sensiblemente mayor que la de las centrales existentes.

Sin embargo Pistonesi (2004) plantea que aquel comportamiento del precio mayorista en Argentina ha respondido a una diversidad de factores de los que dicha competencia es tan sólo uno de ellos y cuya incidencia ha sido relevante a partir de 1995. El mencionado autor expresa que existieron otros factores que a partir del año 1992 hicieron disminuir el precio en el mercado mayorista tales como la entrada de la central hidroeléctrica de Piedra del Águila (1400 MW) central planificada y construida enteramente bajo el sistema estatal, la rápida disminución de la indisponibilidad térmica y la mejora en las condiciones de hidraulicidad (el aporte de Yacyretá más que se triplicó entre 1995 y 1998). En suma, la incorporación de centrales térmicas con menores consumos específicos incidió en poner un techo al costo marginal del sistema, sin embargo la disminución en el precio spot se explicó básicamente por la entrada de las mencionadas centrales y el aumento en los aportes en las diferentes cuencas.

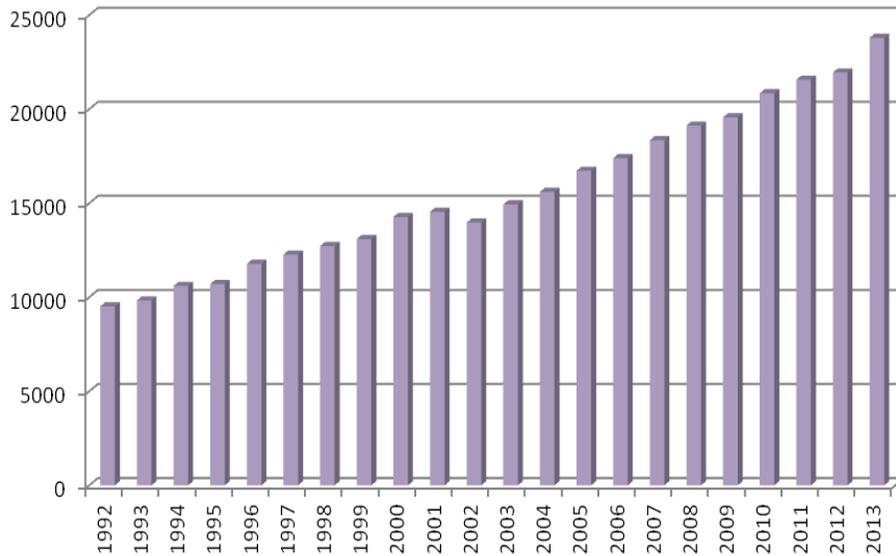
Sin embargo esta caída en el precio se tornó más tarde preocupante, ya que a mitad del año 2000 los precios alcanzaron un nivel tan bajo que sólo cubría los costos de operación y por lo tanto alejó los incentivos para invertir en el sector.

En conclusión, existieron algunos factores que permitieron que este proceso permaneciera en el tiempo y que contribuyeron a atenuar el grado de incertidumbre, que provenía de los bajos precios. Ellos eran: la apreciación cambiaria derivada del plan de convertibilidad, la disponibilidad de gas a bajo costo, la menor participación de la componente hidráulica, la mayor estabilidad de los aportes y su capacidad de regulación relativa, los contratos de compra a los adquirentes de las centrales térmicas de la Capital Federal y las expectativas sobre las potencialidades del mercado del Sur de Brasil. Sin embargo, esta sobreinversión que se verificó en el segmentó de generación en la década de los noventa fue acompañada por una subinversión en el segmento de transmisión, lo que limitó ampliamente el éxito de la reforma. En este sentido, la experiencia de reforma del sector eléctrico argentino en los noventa mostró un muy dinámico proceso de inversiones en generación, que no fue acompañado en la misma magnitud por las inversiones en transporte necesarias para tal incremento en la oferta eléctrica, siendo esta justamente una de las más importantes debilidades de la reforma con fuertes repercusiones en la evolución futura del sector.(Guzowski, 2000)

3.3 Periodo 2001-2012: Crecimiento de la demanda eléctrica, Subinversión y Escasez de gas.

A partir del año 2002, y a diferencia de lo ocurrido en la década del 90, el sistema eléctrico argentino comenzó a evidenciar un alto grado de subinversión en generación y un crecimiento de la demanda máxima de potencia (gráfico N° 13).

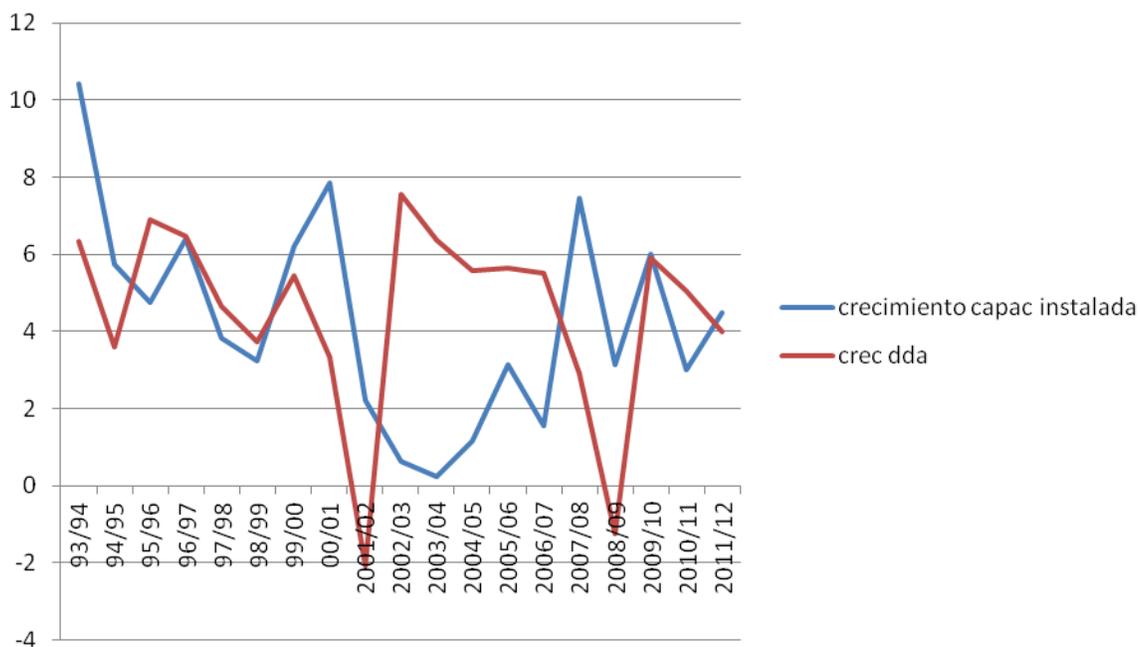
Gráfico N° 13: Evolución de la demanda máxima de potencia en MEM- 1992-2013.



Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA

Lo anterior no fue acompañado por un crecimiento suficiente en las inversiones en generación, tal como lo muestra el gráfico N° 14 en el cual se observa como el crecimiento de la demanda eléctrica superó el crecimiento en la capacidad instalada entre el 2001 y el 2007 y entre el 2010 y el 2012.

Gráfico N° 14: Crecimiento capacidad instalada vs Crecimiento en la demanda.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA

Asimismo en el siguiente cuadro puede observarse claramente que el incremento de la oferta medido por el aumento de la capacidad instalada (35%) ha sido menor al incremento de la demanda (47%).

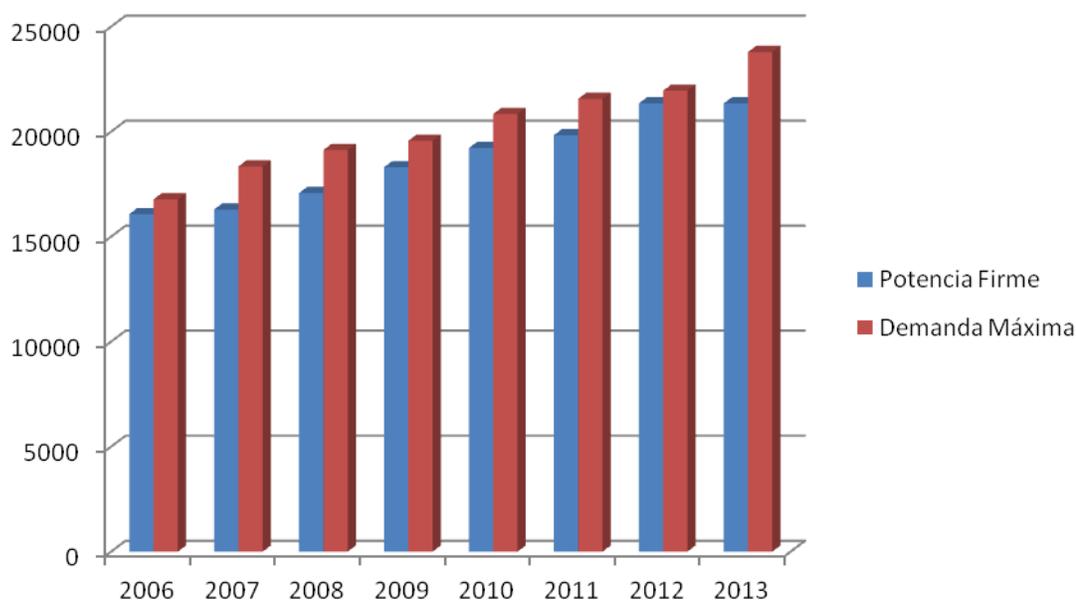
Cuadro N° 4: La oferta y la demanda eléctrica.

	Año 2003	Año 2012	Variación (%)
Potencia Eléctrica Máxima (MW)	22979	31001	35%
Demanda Eléctrica (GWh)	82261	121192	47%
Consumo combustible promedio del parque térmico (Kcal/KWh)	1700	1927	13,35%
Relación entre la demanda máxima y la capacidad instalada	64,9%	70%	8%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA

La capacidad instalada no fue suficiente para satisfacer la demanda máxima del sistema, en condiciones de hidraulicidad media y disponibilidad del parque térmico en niveles de alta eficiencia. Tal como lo muestra el gráfico N°15, a partir del año 2006 el sistema estuvo operando casi sin reserva en muchos momentos del año. El crecimiento de la demanda provocó que fuese necesario despachar casi toda la potencia instalada dejando al sistema en condiciones de alta vulnerabilidad. La demanda fue entonces cubierta con restricciones e importaciones de Brasil y Uruguay. Al respecto es necesario mencionar que la necesidad de contar con márgenes suficientes para evitar interrupciones en el abastecimiento en los momentos críticos del sistema, obliga a una cuidadosa planificación para la expansión de la capacidad instalada.

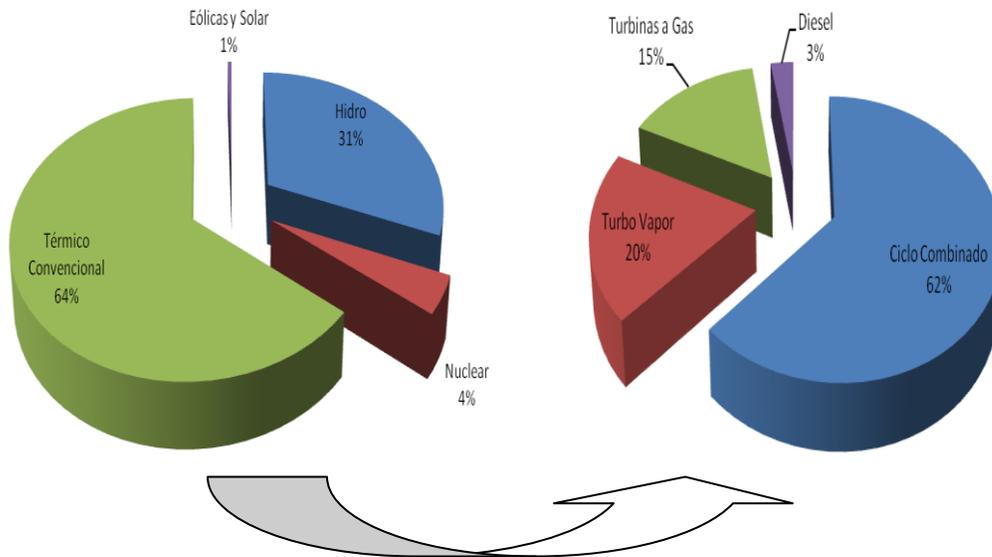
Gráfico N° 15: Balance entre la potencia firme y la demanda máxima de potencia



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA

Asimismo, y tal como se vio en el apartado anterior, el sector de generación eléctrica se transformó en los noventa en altamente dependiente del recurso gas, siendo en la actualidad el principal insumo de generación tal como lo muestra el siguiente gráfico:

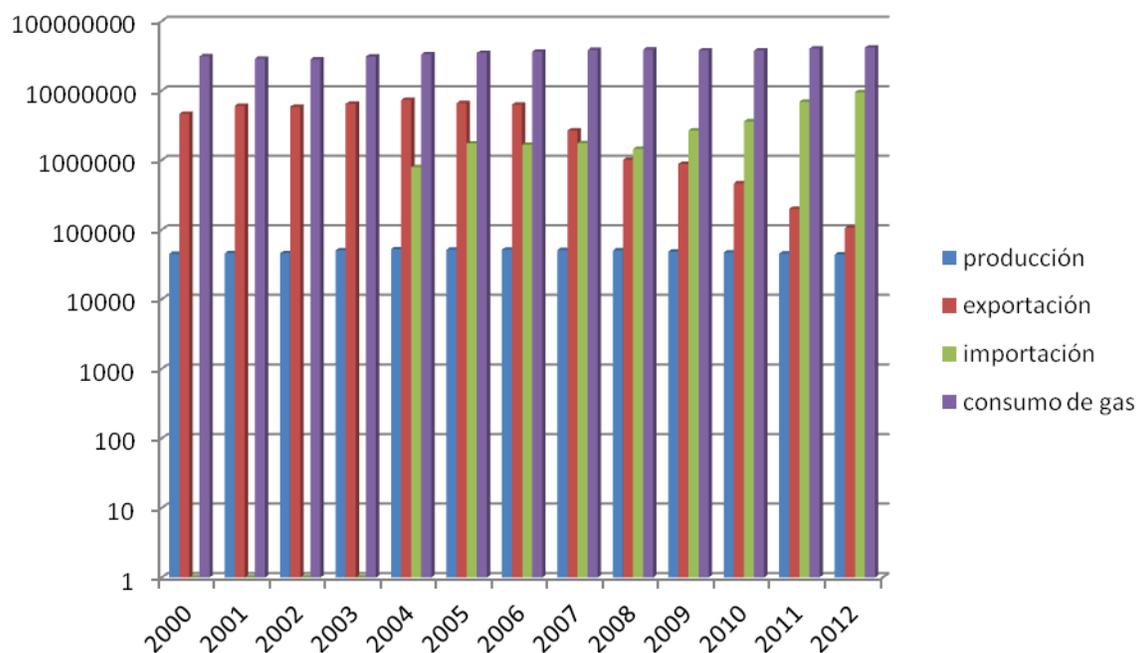
Gráfico N° 16: Generación en Argentina por tipo de fuente. Año 2013



Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

Sin embargo en la década posterior y como se observa en el gráfico N° 18 la producción de gas no acompañó la evolución del consumo, aumentando como ya se analizó a partir del año 2004 la provisión de este insumo a través de la importación,

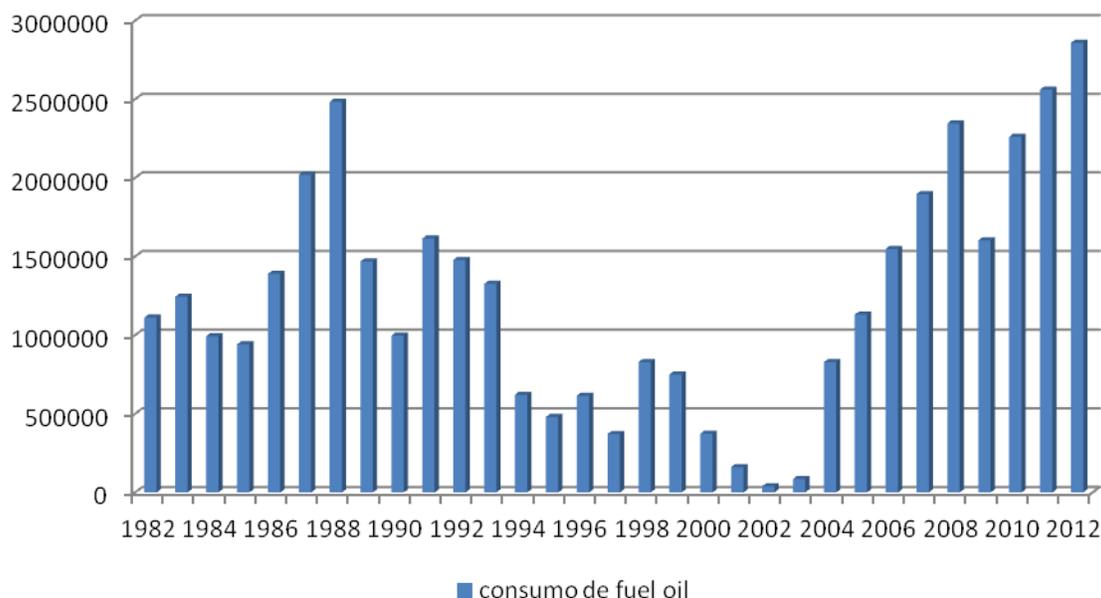
Gráfico N°17: Evolución de la producción y las importaciones de gas 2000-2012



Fuente: Elaboración propia con datos del IAPG.

Asimismo y tal como lo muestra los gráficos N° 18 y 19, el sector de generación reemplazó la escasez de gas, a partir del año 2004 con el consumo de otros combustibles como el fuel oil y el gas oil, con las consecuencias directas sobre el aumento de los costos en el parque de generación.

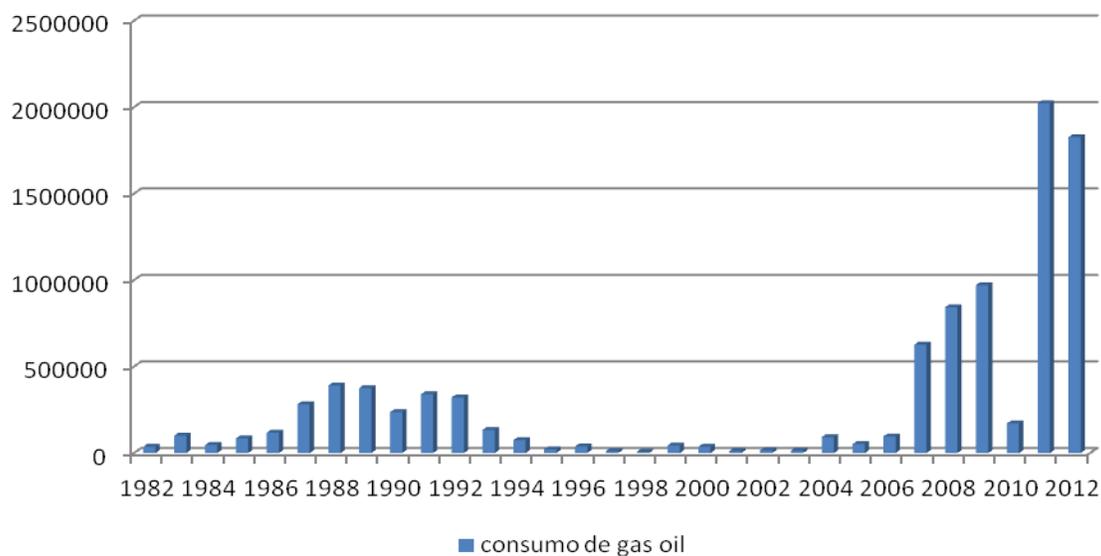
Gráfico Nº 18: Evolución en el consumo de fuel-oil en la generación eléctrica-1982-2012.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

Se ha verificado un aumento del consumo de combustibles promedio, lo que estaría indicando que se están utilizando equipamiento térmico más ineficiente..

Gráfico Nº 19: Evolución en el consumo de gas-oil en la generación eléctrica-1982-2012.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

3.3.1 El contexto post-devaluación: Análisis de las resoluciones más importantes para el sector

A partir de la sanción de la Ley de Emergencia Económica, Ley N° 25561, el mercado eléctrico debió adecuar su funcionamiento a las nuevas condiciones macroeconómicas. En marzo del 2002 a través de la resolución N°2/2002 la Secretaría de Energía dictó una serie de normas para la operación, despacho de cargas y el cálculo de precios. En estas se pesificaron los precios de la potencia, de la energía, los costos variables de producción estacionales y en la declaración del costo variable de producción (CVP en generación), los combustibles líquidos se los convirtió a pesos y los importados se los transformó al dólar de referencia.

En Agosto del 2002. a través de la resolución N°8/2002, debido a la incertidumbre acerca de la evolución de la tasa de cambio, y reconociendo que los costos variables de producción de los generadores se representaban básicamente en la moneda extranjera, se dividió el CVP en combustible, mantenimiento y no combustible y se permitió la redeclaración del CVP cada 15 días. Se resolvió que CAMMESA prefinanciara los combustibles líquidos. En este sentido los agentes térmicos del MEM podían solicitar un anticipo de fondos (proveniente del fondo de estabilización) destinado al pago adelantado del combustible líquido previsto a utilizar en la central. Como garantía de los montos recibidos, estos cedían a CAMMESA sus créditos por la venta de energía en el mercado spot (en el periodo invernal del 2002). Se autorizó la operatoria de un mercado spot anticipado, de manera de tener anticipadamente un precio estabilizado a ser abonado por los distribuidores durante un periodo de tres meses, de cuyos resultados participaron en la determinación de los precios estacionales.

Esta resolución apuntó a reducir el alejamiento del precio spot respecto al estacional, al reconocimiento de los mayores costos variables producto de la volatilidad del dólar. En esta misma línea se encuadró la resolución N°246 de fecha 04/07/2002 que separó el pago de la potencia del pago de la energía. El pago de la potencia se asoció a la garantía de suministro resultando un cargo fijo por potencia con independencia del despacho. Esto resultó en un incentivo a estar disponibles y así no afectar al precio marginal. El aumento en el precio de la potencia que debían percibir los generadores en el mercado mayorista, fue absorbido por el Fondo de Estabilización de Precios¹². Estas tres resoluciones apuntaron a reconocer los mayores costos de los insumos variables,. Esto fue posible ya que el fondo de estabilización tenía saldo positivo, y permitió financiar los desequilibrios de los combustibles cuyos valores estaban en dólares. (Cerutti, 2006)

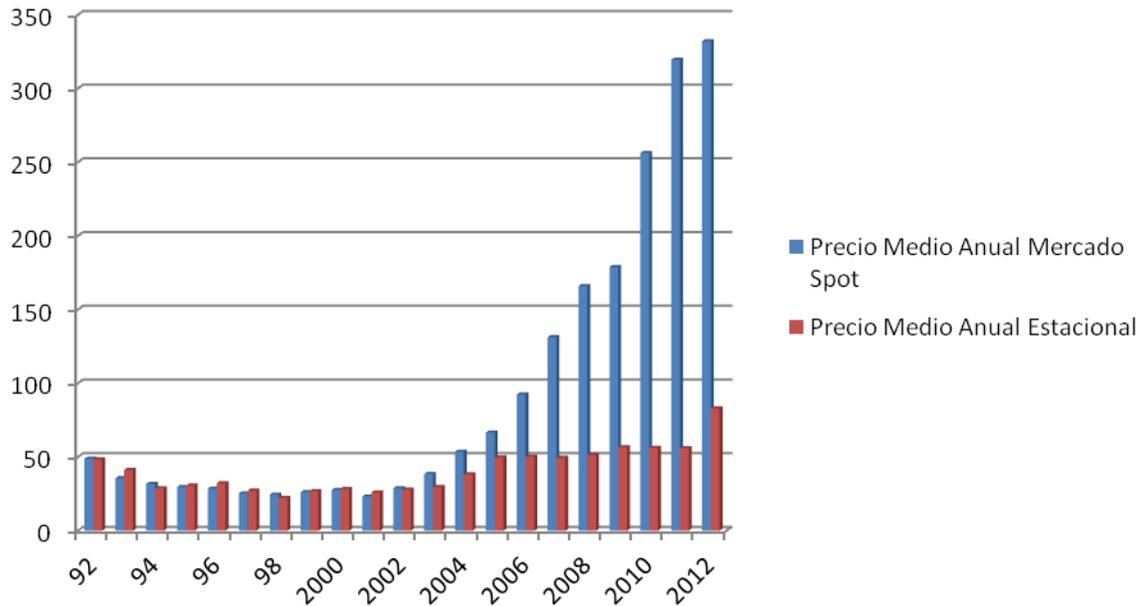
En términos generales puede decirse que estas resoluciones aumentaron la frecuencia en la declaración de costos, permitieron declarar costos adicionales al combustible, liberaron fondos del fondo de estabilización para la pre-financiación de compra de combustibles o para realizar el mantenimiento de equipamiento e incrementaron la remuneración de la potencia.(Stabile, 2011)

Sin embargo, tal como lo muestra el gráfico N° 20 a partir de junio del 2003 el precio spot comienza a separarse del precio estacional y el saldo del fondo comienza a ser negativo. Esto se debió a que las restricciones de transporte de gas natural afectaron el normal despacho de las centrales eléctricas, entonces se despacharon máquinas

¹² El equilibrio financiero de las cuentas del MEM no estaba garantizado, dado que el precio pagado por los distribuidores se fijaba independientemente de la retribución real a los generadores y transportistas. Para atender eventuales desequilibrios financieros se creó un Fondo de Estabilización, administrado por CAMMESA, al cual se le asignaba la diferencia entre los montos pagados por los compradores y las sumas percibidas por generadores y transportistas

menos eficientes, donde combustibles más caros fijaron el costo marginal del sistema, en un contexto de demanda creciente.

Gráfico N° 20: Evolución del Precio Spot vs Precio Estacional. En \$/MWh

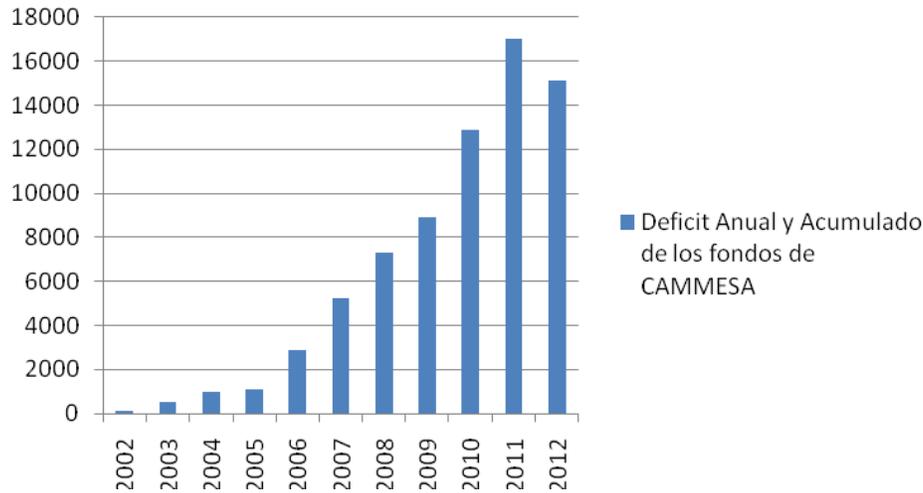


Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA

Derivado de esta diferencia entre el precio spot y el precio estacional se produjo la migración paulatina de los grandes usuarios hacia la órbita de las empresas distribuidoras abandonando así el mercado mayorista. Esto aceleró el debilitamiento del fondo de estabilización ya que este traspaso implicó mayor energía comprada por las distribuidoras al precio estacional, significativamente menor al vigente en el mercado spot¹³. (ENRE, 2003)

¹³ En el año 2003 se creó el Cargo Transitorio por Déficit del Fondo de Estabilización (CTDF). El mismo buscó penalizar a aquellas medianas y grandes demandas que pudiendo haber concurrido al mercado mayorista se beneficiaron durante el 2003 de las tarifas congeladas en el ámbito de las distribuidoras, situación que aceleró la situación del Fondo de estabilización.

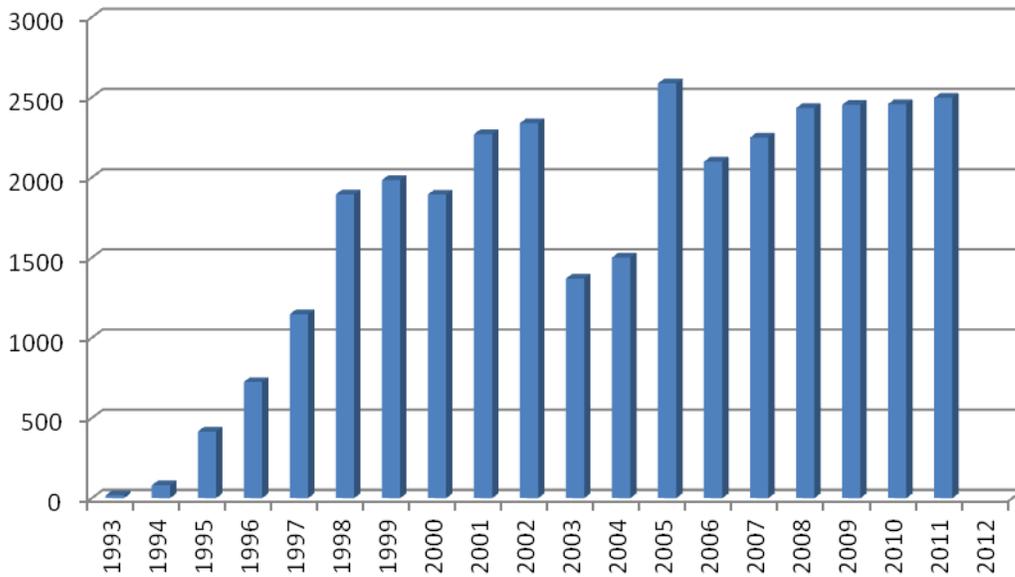
Gráfico N° 21: Déficit Anual y Acumulado de los Fondos de CAMMESA (en millones de pesos por año)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA

La evolución de los grandes usuarios (GU) se muestra en el gráfico N° 22. En el mismo se observa un crecimiento hasta el año 2002, sin embargo aparece una brusca caída en el año 2003. Esta se debió a que varios GU que tenían contratos con generadores atados al precio *spot* decidieron volver a la órbita de las distribuidoras para comprar su energía al menor (y congelado) precio estacional. En el año 2005 se verifica el fenómeno opuesto, debido al incremento y segmentación en ese año del precio estacional y de la inclusión de los grandes clientes de las distribuidoras dentro del programa PUREE, seguido de un nuevo cambio de dirección en el 2006, ante el nuevo congelamiento del precio estacional. A partir del 2007, con el plan Energía Plus, crece nuevamente el número de GU, estancándose hacia 2009 debido a la virtual equivalencia de costos entre ambas modalidades (clientes de la distribuidora o gran usuario). (Stabile, 2011)

Gráfico N° 22: Evolución de los grandes usuarios en el MEM.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA

Frente a la escasez de gas el Gobierno puso en funcionamiento un conjunto de medidas tendientes a evitar tener que declarar la emergencia energética. La Secretaría de energía dictó la Resolución N° 240/2003, con la que se rompió con la teoría marginalista de fijación de precios ya que la misma estableció un precio spot máximo. En este sentido se resolvió la fijación de precios en el MEM y el MEMSP de la siguiente manera: El Organismo Encargado del Despacho sancionará los precios spot utilizando para ello los costos variables de producción para la utilización del gas natural declarados (independientemente de que sean despachados o no). Las máquinas térmicas que operen con costos superiores al tope establecido, recibirán como remuneración sus costos reconocidos y la diferencia será reconocida y recaudada a través de la cuenta sobrecostos transitorios de despacho. En conclusión a los generadores que declaren su

costo variable de producción (CVP) por debajo de ese precio se les paga el spot sancionado y a los que declaren por encima se les reconoce ese CVP, pero pagando dicho sobrecosto de un fondo financiado por todos los agentes del mercado llamado Sobrecosto Transitorio de Despacho (SCTD)

Esta resolución le fijó un techo al precio spot (o un precio máximo por debajo del equilibrio) en un contexto de crisis del gas, provocando distorsiones respecto a la asignación del recurso, en un sistema pensado y basado en el CMCP plazo para decidir las inversiones provocando fuerte distorsiones en las decisiones de nuevas inversiones

En el año 2003, el precio spot se separa definitivamente del estacional, incluso en los meses de invierno casi llega a duplicarlo, provocando un déficit constante y creciente del fondo de estabilización, sumado a la decisión política de no incrementar el precio estacional.

En este mismo año se creó el Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE). Dentro del programa PUREE, instaurado por la resolución 415/2004 de la SE, y reformulado y ajustado en diversas oportunidades, el objetivo fue alentar a los usuarios residenciales y comerciales para que reduzcan, o no aumenten, el consumo de energía eléctrica con relación a sus consumos de iguales períodos del año 2003.

Como instrumentos de política energética para la consecución del objetivo de la reducción de la demanda eléctrica, objetivo que era del 10% en usuarios residenciales, se utilizó un sistema de premios y castigos. No obstante los resultados alcanzados por el programa no parecieron haber sido suficientemente satisfactorios en las distintas

reediciones del mismo, es decir no logró desarticular el crecimiento de la demanda eléctrica que se vio acrecentada por el crecimiento económico que condujo finalmente al sobreequipamiento en el sector residencial (Recalde, Guzowski, 2007)

En el año 2004 el gobierno a través de la Resolución N° 93 del 16/02/04 reconoció que los fondos recaudados por la demanda no cubrían los costos de generación, por tanto fue necesario implementar una medida que permitiera que toda la demanda abone, al menos los costos incurridos en abastecerla, postergando el alcance de esta resolución para aquellos consumos que se entiende que al momento no estuvieran en condiciones de afrontar dichos incrementos, es decir la demanda residencial. Entonces a través de la resolución 784/2003 se estableció un precio estacional superior al anterior a todas las demandas excepto la residencial¹⁴.

A comienzos del 2004, se presentaron una serie de acuerdos del gobierno con las empresas que producen gas natural. Ante la inminente crisis del gas se acordó con las empresas un sendero de actualización de precios del gas natural para permitir realizar inversiones a futuro. El gobierno optó por actualizar los precios del gas natural en boca de pozo pero dejó a la UNIREN la renegociación de los contratos de transporte y distribución de gas natural, pero ante la saturación del transporte se instrumentó un mecanismo para atender las inversiones de transporte y distribución de gas

Al agotarse el saldo del fondo de estabilización en el año 2003, la Secretaría de Energía estableció un orden de prioridades de pagos en virtud del cual los generadores sólo cobraron su CVP declarado y los pagos por potencia a través de la Resolución SE

¹⁴ En el sector residencial se aplicó una serie de medidas tendientes a disminuir el consumo. A través de la resolución 415/04 se introdujo el Programa de Unos Racional de la Energía eléctrica.

46/2003. Los márgenes variables no pagados representaron un crédito de los generadores para con el MEM.

A partir de la resolución N° 712 del 12/07/04 la Secretaría de Energía dispuso la creación del Fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el mercado mayorista (FONINVEMEM)¹⁵, y convocó a todos los generadores privados del MEM a participar voluntariamente en la conformación del aludido fondo, quienes se comprometieron a invertir parte de sus ingresos correspondientes al periodo 2004-2006 en el FONIVEMEN, a realizar la gestión de la construcción de las mencionadas centrales y operar y mantener estas instalaciones por un periodo de 10 años. Se decidió de mutuo acuerdo, instalar una potencia del orden de 1600 MW, definiéndose que la misma debería ser conformada por dos centrales térmicas de ciclos combinados de 800 MW de potencia cada uno. Dicho fondo se constituyó con un cargo específico que pagó la demanda no residencial de todo el país, terminándose la construcción en el año 2008 y cerrándose el ciclo combinado en el 2010, representando un importante alivio a la crisis energética. Hacia fines de 2010 se estableció un esquema similar para las acreencias del período 2008-2011, pero no en forma conjunta sino a través de acuerdos con cada generador

A cambio de la suscripción de este acuerdo, el gobierno se comprometió a generar los instrumentos regulatorios sectoriales necesarios para lograr la normalización del MEM, aportando el financiamiento adicional necesario para la construcción de las

¹⁵ El mecanismo utilizado para cada Central fue el siguiente: 1) los acreedores formaron una Sociedad Anónima en proporción a sus acreencias. 2) Cammesa constituyó un fideicomiso administrando los fondos recaudados por el cargo específico "Foninvemem" y la gestión de construcción. 3) Durante los primeros 10 años de funcionamiento, la Central entregará energía al MEM recibiendo una remuneración que cubre sus costos, más la devolución de las acreencias dolarizadas con intereses más una comisión por gestión. 4) Al término de los 10 años el fideicomiso transfiere a la Sociedad Anónima los activos de la Central, sin cargo. 5) las participaciones en la Sociedad pueden comercializarse. (Stabile, 2011)

centrales de generación que conformaron este proyecto. Este proceso de normalización del MEM estuvo basado en una mayor contractualización de la demanda con el objetivo de dar mayor seguridad a su abastecimiento y la liberalización gradual de todos aquellos grandes consumidores de las distribuidoras que tienen capacidad para participar activamente en el MEM.¹⁶

En conclusión a partir del año 2002 y hasta el año 2005, las resoluciones implementadas desde la secretaría de energía apuntaron básicamente a: reconocer los mayores costos operativos de los generadores en un contexto de variabilidad del tipo de cambio, impedir que el sector residencial afronte los incrementos en el precio spot, reacomodar los precios del gas natural, e implementar acuerdos con los generadores que permitan aumentar la oferta eléctrica. El gobierno a través del FONIVEMEN se comprometía a reestablecer las condiciones de competencia (volver al sistema de inversiones guiadas por el CMGCP) en el futuro. (Cerutti, 2006)

En septiembre del año 2006 la Secretaría de Energía estableció en su Resolución SE N° 1281 el Servicio de Energía Plus (SEP) para contar con la disponibilidad de generación adicional, de manera de cubrir adecuadamente la demanda de energía eléctrica. Este programa obligó a las grandes industrias a obtener por su cuenta la cobertura de las mayores demandas eléctricas que consuman respecto del año 2005 (por ejemplo con grupos electrógenos); pero al mismo tiempo tuvo como objetivo respaldar los incrementos de los usuarios promoviendo el uso racional de la energía y también incentivando la autogeneración y la cogeneración¹⁷. Según Stabile (2011) esta nueva medida tendió a garantizar que la energía disponible en el mercado sea utilizada

¹⁶ Estos compromisos se plasmaron en el acta de adhesión para la readaptación del MEM

¹⁷ Ver www.energiaplus.com.ar

primariamente para satisfacer la demanda de clientes residenciales y a comercios e industrias cuya demanda sea igual o inferior a 300 KW y que carezcan de fuentes alternativas de suministro. Además, estas medidas pretendieron incentivar el incremento de la capacidad de generación permitiendo a las generadoras vender nueva energía bajo el servicio de energía plus. Los contratos de abastecimiento que se firmaran entre los demandantes y los generadores bajo este plan no estaban sujetos a las limitaciones del precio *spot*, y se acordó un precio que cubra los costos de generación y deje un margen de ganancia (el cual fue definido por la Secretaría de Energía). Los clientes de más de 300kW que no contrataron su demanda adicional debieron estar dispuestos a reducir la carga a pedido de CAMMESA o pagarían el excedente de energía a un precio igual al costo real (es decir no subsidiado) de las máquinas necesarias para cubrir esta mayor demanda. CAMMESA facturó a las distribuidoras esos costos y estas los trasladaron a los clientes correspondientes.

Por su parte como ya se mencionó anteriormente el congelamiento de las tarifas en el sector de distribución de electricidad¹⁸, condujo a una separación entre el precio que reciben los generadores y su costo marginal de generación. Es decir, el costo medio monómico real de la energía representado por el precio medio anual en el mercado *spot* se separa del precio medio anual estacional tal que en el año 2012 lo cuadriplica. Esto se debe a que a partir del año 2006 se acentúa el ritmo de incremento en los costos de generación, como consecuencia de una mayor utilización de combustibles líquidos en reemplazo del gas natural; de un incremento de los precios internacionales del petróleo, y

¹⁸ En enero de 2002 Argentina declaró el congelamiento tarifario de todos los servicios públicos. El congelamiento implicó la suspensión de las adecuaciones estacionales (que, normalmente, se hacen en abril y octubre de cada año) y de las revisiones tarifarias. Así no se realizó ni la primer revisión tarifaria establecida por ley en el año 2002 (diez años después de la reforma) ni la subsiguiente, en el año 2007¹⁸, la cual se efectiviza en el año 2008.

que se comienzan a instalar TG Ciclo Abierto y Grupos Diesel, potenciando aún más el consumo de combustibles líquidos más caros. Las únicas generadoras que lograron sortear, al menos parcialmente, esa situación son las que justamente pudieron firmar los contratos previamente mencionados de Energía Plus bajo la resolución 220 de la Secretaría de Energía. Estas empresas recibieron mejores precios de venta de la electricidad y además se trató de compañías que invirtieron en los últimos años para ampliar la capacidad instalada de sus usinas. Las mismas estuvieron habilitadas a comercializar parte de su oferta eléctrica a precios que rondaron los u\$s 70 por megawatt por hora (MWh). En esa lista figuraban: Pampa Energía, que invirtió más de u\$s 400 millones para elevar la potencia de las usinas Guemes y Loma La Lata; Petrobras, que construyó la central Genelba; Albanesi, que instaló una central en Córdoba; TermoAndes, que incrementó la capacidad de su planta salteña; y Energía del Sur, que cerró el ciclo combinado de su central.¹⁹

Debido a la situación mencionada anteriormente, los requerimientos por parte del sector eléctrico al Tesoro Nacional fueron crecientes. Desde el año 2007, esta diferencia de precios generó la creciente necesidad de cubrir los montos faltantes con fondos no reintegrables procedentes del tesoro Nacional.

Según datos de la Asociación Argentina de Presupuesto (ASAP) en el primer bimestre del año 2013 los gastos del sector público alcanzaron a \$73780 millones (vs \$81462 millones de ingresos). De estos gastos el gobierno destinó \$12626 millones para financiar subsidios otorgados a sectores económicos. El rubro de mayor crecimiento fue el de las asignaciones al sector energético, tal que alcanzó los \$7533,6 millones. Los

¹⁹ El inversor energético, <http://www.inversorenergetico.com/>, 13 de abril del 2013.

principales receptores de estos fondos por parte del Tesoro Nacional fueron a CAMMESA (\$ 3995,6 millones) y a ENARSA (\$2650 millones), la que entre otros fines, tiene a su cargo la compra de combustibles importado para el abastecimiento interno. Entre las transferencias a CAMMESA y a ENARSA se distribuye el 88% de los subsidios a la energía.

En conclusión en los últimos años se ha profundizado el deterioro financiero de las empresas generadoras de energía eléctrica en Argentina como consecuencia del congelamiento de las tarifas y de precios durante la última década, que no permitieron que los ingresos de las empresas generadoras pudieran absorber los incrementos de sus costos, en un contexto de alta inflación. En este contexto CAMMESA ha estado compensando la diferencia entre los ingresos totales por tarifas a usuarios finales y los costos totales de generación y transporte (incluyendo compra de combustibles e importaciones de electricidad) con subsidios del Tesoro Nacional.

3.3.2 Nuevas Reformas en el Sector: Hacia un modelo de comprador único

Ante la situación descrita previamente, el Gobierno ha planteado en marzo del año 2013 una reforma radical en el marco regulatorio del sector eléctrico, a través de la sanción de la resolución N° 95/2013 de la Secretaría de Energía. Bajo este nuevo esquema el Estado comenzó a monopolizar la venta de energía a los grandes usuarios de electricidad, donde las generadoras pasaron a depender directamente de CAMMESA.

En este nuevo esquema de funcionamiento, el Estado determina cuánto cobra cada generador en función del tamaño de su central, la tecnología instalada en las plantas y el combustible utilizado para producir electricidad.

Según esta resolución los precios reconocidos a las generadoras se encuentran conformados por básicamente tres rubros: los costos fijos, los costos variables y una remuneración adicional. Los dos primeros componentes se pagan en forma directa y el último cuenta con dos partes: uno se canaliza directamente a las generadoras y el otro va a un fideicomiso para reparaciones y nuevas inversiones.

Asimismo el gobierno decidió que para optimizar el uso y minimizar los costos, el abastecimiento de los combustibles que demanden las centrales eléctricas también quedará en manos del Estado. La proveedora exclusiva de los combustibles para las usinas será la petrolera YPF que controla el Estado.

El Estado pasó a manejar, a través de CAMMESA, la comercialización de energía a grandes usuarios, que hasta el momento de la sanción de esta ley compraban la energía en el MEM a los generadores. La norma establece que los usuarios GUMA y GUME deben comprarle la electricidad directamente al Organismo Encargado del Despacho (OED), es decir a CAMMESA.

En términos generales, se estima que la remuneración total para los generadores sería mayor a la actual, pero a cambio, los generadores perderán autonomía, ya que en lugar de diversificar su cartera de ventas en cientos de empresas privadas, pasarán a tener al Estado como gran cliente, con los riesgos de cobrabilidad que eso implica²⁰. A

²⁰ www.pagina12.com.ar, 31 de octubre del 2012.

partir del dictado de la nueva resolución se suspendieron la incorporación de nuevos contratos en mercado a término del MEM quedando fuera de esta normativa los contratos de Energía Plus firmados bajo la resolución N° 1281 de la Secretaría de Energía. Esta normativa autorizaba a los generadores a vender a mayores precios la nueva oferta de generación construida después del año 2006. Por lo tanto el Estado pasó a gerenciar y manejar en bloque la compra de energía a las grandes industrias.

Por lo anteriormente expuesto el sector eléctrico argentino pasó a funcionar bajo el esquema o modalidad de coordinación “Comprador Único” con una empresa estatal integrada que es CAMMESA que realiza las compras y los pagos a los generadores.

3.3.3 Promoción de las fuentes renovables en generación

Aunque las primeras regulaciones respecto a las fuentes renovables datan en Argentina de fines de la década de los noventa, la mayor parte de la legislación ha surgido recientemente, particularmente a partir del año 2004 en que se comienzan a evidenciar los problemas de abastecimiento energético nacional. En este sentido, el gobierno nacional comenzó a aplicar una serie de medidas de políticas focalizadas en la promoción de las fuentes renovables que se detallaran en este apartado.

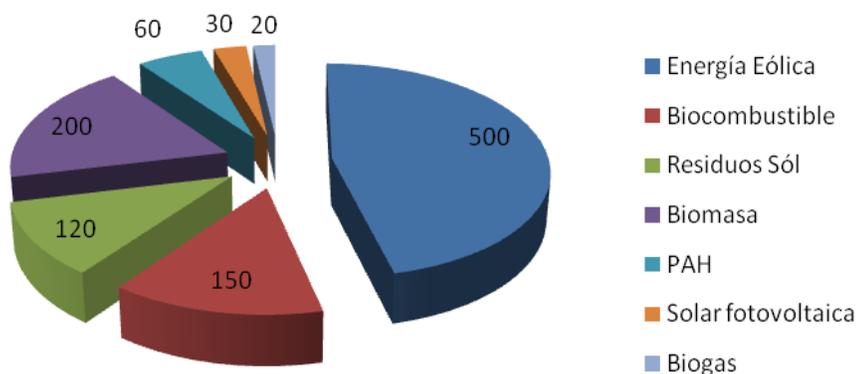
La primera regulación específica nacional fue la Ley N° 25019 de Energía Eólica y solar del año 1998 que fue modificada en el año 2007 por la Ley N° 26190 (Régimen de Fomento Nacional para el uso de las fuentes renovables de Energía destinada a la producción de energía eléctrica) la cual constituye desde el año 1998 y hasta la actualidad en el marco de referencia legal global de desarrollo de las fuentes renovables de energía en Argentina. De acuerdo con esta ley para el 2016 el 8% del consumo eléctrico total

deberá provenir de las fuentes renovables (eólica, solar, pequeñas hidro, mareomotriz). El principal aspecto de esta ley, es que introduce por primera vez como política de acceso un “target” a ser cubierto por las energías renovables. La ley establece un conjunto de instrumentos de política con el objetivo de incentivar a los inversores privados a alcanzar dicha cuota. El esquema de precios utilizado se mantiene como un esquema de sobre precio, y la remuneración se mantiene en pesos argentinos (a diferencia del programa que se implementará más adelante (GENREN) y que será el que cambie el rumbo de las inversiones energéticas en renovables). De esta manera la ley establece que la remuneración establecida es de 0.015 PESOS ARGENTINOS por KWh efectivamente generados con cualquiera de las tecnologías mencionadas, con excepción de los generadores fotovoltaicos solares para los cuales dicha remuneración es de 0.9 PESOS ARGENTINOS por KWh. Este monto será otorgado por sobre el precio del KWh en el MEM. Estos incentivos serán financiados con fondos provenientes del FONDO FIDUCIARIO DE ENERGIAS RENOVABLES. Se incorporan también políticas fiscales que permiten la reducción de la carga fiscal del proyecto, tales como la posibilidad de diferir el pago del IVA de las inversiones en capital y la exención del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta, cuyos beneficios son por 15 años a partir de la sanción de la ley.

A pesar de la sanción de esta ley, su puesta en funcionamiento se postergó tres años, hasta mayo del año 2009, año en que se sancionó el decreto reglamentario que determinó las condiciones de su implementación. De cualquier manera, la ley no generó los resultados esperados y no se observaron importantes inversiones en generación con fuentes renovables, hasta la implementación del denominado PROGRAMA GENREN en el año 2010.

En junio del año 2009, se lanza la primera edición de la licitación para la generación de energía eléctrica con energías renovables: GENREN I (Licitación Pública Nacional e Internacional N°EE01/2009). El programa consistió en un sistema de licitaciones para cubrir 1000 MW de generación con tecnologías renovables implementadas de la forma en que lo muestra el gráfico N° 23.

Gráfico N° 23: Distribución de las licitaciones de las distintas tecnologías en GENREN (2009). En MW



Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

El programa fue implementado por la Compañía Nacional de Energía de Argentina S.A. (ENARSA), quien se encarga de licitar las compras de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables y que también está facultado de vender la energía al mercado eléctrico mediante contratos a 15 años. Las empresas adjudicatarias del mismo debían afrontar las obras con recursos y financiamiento propio. A cambio tendrán asegurada la venta de la energía generada a ENARSA por un plazo de 15 años y con

tarifas dolarizadas que les permitirán recuperar las inversiones y embolsar una utilidad razonable.

El resultado final de las subastas fue: 745 MW para energía eólica (580 MW en la Provincia de Chubut, 75 MW en Santa Cruz y 99 mW en la Provincia de Buenos Aires); 110 Mw para biocombustibles, pequeñas hidroeléctricas (PAH) (en las Provincias de Jujuy, Catamarca y Mendoza), y 20 MW para energía solar en la Provincia de San Juan..

Dado que no se llegó a cubrir el total de la oferta realizada, en septiembre del 2010 el gobierno lanzó el GENREN II para 1208 MW, 13 exclusivamente para proyectos eólicos a aquellas empresas que habían realizado ofertas ya en GENREN I. Sin embargo los contratos de GENREN II no se podrán firmar hasta tanto se cumpla totalmente con el esquema planificado en la primera edición del programa.

En el Programa GENREN, a diferencia de lo ocurrido con otros programas, los proyectos adjudicados obtuvieron precios que garantizan un retorno muy atractivo. Por ejemplo, los precios promedio de los proyectos de generación eólica fueron de 121-134 U\$/MWh; y la energía fotovoltaica de 547-598 U\$/MWh. Estos precios obtenidos son significativamente superiores a los obtenidos por los agentes privados en otros países de la región, particularmente en el caso de la energía eólica que en Brasil y Uruguay obtuvieron precios que rondaron los 60/80 U\$/MWh..

Sin embargo, el porcentaje de cumplimiento de los cronogramas establecidos inicialmente ha sido relativamente bajo. En el caso particular de la generación eólica, solamente tres (Rawson I y II y Loma Blanca IV) de los 17 proyectos aprobados se encuentran operando en la actualidad. Las razones esgrimidas que provocaron la baja

tasa de éxito de este programa se ha vinculado con las limitaciones o interrupciones de financiamiento de estos proyectos. En este sentido de acuerdo a información presentada en distintos medios periodísticos los bancos y los fondos de inversión frenaron los créditos a largo plazo como respuesta a un contexto de incertidumbre macroeconómica impulsado por algunas políticas tales como el control de divisas, las restricciones a la remisión de ganancias al exterior de las empresas internacionales, la falta de acuerdo con el Club de Paris o las controversias con los tendedores de la deuda externa. A este respecto es importante mencionar entonces que el gobierno ha puesto en funcionamiento una serie de instrumentos para la promoción de las fuentes renovables en Argentina, sin embargo las mismas no han funcionado debido a que las condiciones de entorno o de borde nacional no fueron las adecuadas para promocionarlas en el largo plazo.

Cuadro Nº 5: Capacidad proyectada y contratada por el GENREN.

Fuente	Proyectos	Capacidad (MW)	(% MW)
Eólica	Malaspina I (50MW) Pto MADryn Oeste (20 MW) Malaspina II (30 MW) Pto MADryn I (50 MW) Pto Madryn II (50 MW) Rawson I (50 MW) Rawson II (50 MW) Pto Madryn Sur (50 MW) Pto Madryn Norte (50 MW) Koluel KAike I (50 MW) Koluel KAike II (25 MW) Loma Blanca I (50 MW) Loma Blanca II (50 MW) Loma Blanca III (50 MW) Loma Blanca IV (50 MW) Tres Picos I (49,5 MW) Tres Picos II (49,5MW)	754	84.25 %
Proyectos Hidroeléctricos Mini Hidro. (PAH)	La Rápida (4.2 MW) La Lujanita (1.7 MW) Luján de Cuyo (1 MW) Los algarrobos (2.3 MW) Las Pirquitas (1.4 MW)	10.6	1.19 %
Solar Fotovoltaica	Chimbera III (5 MW) Cañada Honda III (5 MW) Chimbera II (3 MW) Cañada Honda II (3 MW) CAñanda Honda I (2MW) Chimbera I (2 MW)	20	2.23 %
Biocombustibles	Bella Vista (8. MW) Paraná (34 MW) San Lorenzo (34 MW) Bragado (34 MW)	110.4	12.33%
Total	64	895	100 %

Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía y Enarsa.

3.4 Consideraciones Finales del Capítulo.

Tal como se analizó en el capítulo 2 y como define OLADE/CEPAL/GTZ(2003) la organización de una determinada cadena energética depende de la acción conjunta de un grupo de factores (económicos- políticos- históricos- sociales- ambientales) que le otorgan las características finales típicas a cada forma de organización sectorial. Estas tipologías específicas definen distintas modalidades de coordinación a una cadena productiva que van desde dos alternativas extremas: una modalidad de coordinación centralizada donde el Estado con exclusividad formula a través de la planificación de los recursos energéticos la ejecución de la política a través de empresas estatales, manejando la energía en bloque; a una modalidad de coordinación de mercado abierto que trata de aprovechar los efectos de la competencia dentro de los mercados. En este último caso la organización productiva e institucional promueve la competencia en aquellos eslabones de la cadena energética donde pueda ser introducido.

De lo anteriormente mencionado y del análisis realizado en el capítulo dos y tres, se deduce que el segmento de generación en Argentina ha transitado en distintas etapas históricas por tres diferentes modalidades de coordinación bien diferenciadas: la etapa anterior a la reforma eléctrica de los noventa que podríamos caracterizarla como de modalidad de control central; la etapa de los noventa como la etapa de Mercado Abierto con competencia mayorista y minorista en generación y el periodo a partir del año 2013 con las características propias de la modalidad de coordinación de Comprador Único.

Asimismo de este capítulo se concluye que la salida de la convertibilidad, la pesificación, el congelamiento de las tarifas y los problemas de abastecimiento de gas a partir del año 2004 provocaron un serio problema estructural al segmento de generación

eléctrica en Argentina. El congelamiento implicó la suspensión de las adecuaciones estacionales y de las revisiones tarifarias. No se realizaron ni la primer revisión tarifaria establecida por ley en el año 2002 (diez años después de la reforma) ni la subsiguiente, en el año 2007²¹, la cual sí se efectivizó en el año 2008. Entre el 2002 y el 2008, no hubieron incrementos de precios en las distribuidoras de jurisdicción nacional (EDENOR, EDESUR y EDELAP), ni adecuaciones estacionales, las cuales hubieran correspondido dado el aumento ocurrido en el precio mayorista de la energía eléctrica.

La pesificación y el congelamiento de precios y tarifas se tradujo en la falta de adecuación de los nuevos precios estacionales que reflejasen los mayores costos de generación (separación entre el precio que reciben los generadores, y su costo marginal de generación). Esto condujo a la desfinanciación del Mercado Eléctrico Mayorista debido a que los precios estacionales no reflejaron el verdadero costo de generación, lo que redundó en la creciente insuficiencia en los ingresos del MEM. Dicho déficit ha sido cubierto en una proporción significativa mediante aportes del Tesoro Nacional.

Lo anteriormente mencionado se dio en un contexto de crecimiento continuo de la demanda eléctrica que se fue retroalimentando con el congelamiento de las tarifas, provocando el fenómeno de sobreequipamiento en el consumo del sector residencial. Todo lo anterior se verificó en un contexto de insuficiencia de inversiones en el sector, en el que el sistema operó en algunos años casi sin reserva en periodos muy específicos.

Como respuesta a estos problemas, la regulación se apartó de la concepción original de la reforma que fue el sistema marginalista, y a partir del año 2002 se comenzaron a sancionar un sinnúmero de resoluciones que intentaron establecerle un techo al precio mayorista, no reconociendo los verdaderos costos crecientes que ha

²¹ De acuerdo a la regulación, una vez implementada la reforma, a los 10 años se debería establecer la primer revisión, y de ahí en adelante se requieren revisiones sucesivas cada 5 años.

tenido el segmento de generación en Argentina, principalmente cuando se comienza a utilizar crecientemente los derivados de petróleo en la generación (fuel oil y gas oil) como consecuencia de la escasez de gas.

Todas estas cuestiones afectaron negativamente las expectativas de inversión y el aumento de la capacidad instalada por parte de los actores privados. En este sentido desaparecieron los incentivos económicos que permitieron el crecimiento de la oferta de generación eléctrica, que el gobierno nacional detectó e intentó revertir mediante distintos esquemas de incentivos para fomentar la ampliación de dicha oferta. En este contexto el Estado sustituyó esta falta de incentivos, exigiendo a los generadores a invertir contra las acreencias que el Estado mantenía con ellos.

A comienzos del año 2013 se introdujo una nueva normativa con el objetivo de desarrollar nuevos esquemas de incentivos para la ampliación de la capacidad. Se sancionó un nuevo esquema remuneratorio que dispuso la suspensión del “mercado a término” y de toda posibilidad de celebrar contratos de abastecimiento entre oferta y demanda, rol que asumió CAMMESA.

3.5 Bibliografía Citada y Consultada.

CAMMESA (1997)., Procedimientos para la Programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios.

CEPAL-CEER-UADE, septiembre 1998,p.10.

Cerutti, L (2006)., Regulations of the Argentine Electrical Market: Modifications and consequences towards the future of the sector, <http://mpra.ub.uni-muenchen.de/>, paper 3094.

Carina Guzowski (2000), La Reforma del Sistema Eléctrico Argentino, Revista Estudios Económicos, Vol XVI, UNS.

Hasson, G, Pistonesi, H, Rabinovich, G. (1995), Análisis Comparativo de la organización de los sistemas eléctricos, Revista Desarrollo y Energía, Vol IV, N°8

IDEE (1993)., Los Nuevos Marcos Regulatorios en el Sector Energético Argentino, San Carlos de Bariloche, IDEE, p.15.

Petrecolla, D, Romero, C (2003)., Desempeño, crisis y reformas en el sector eléctrico argentino: Lecciones para países en desarrollo, texto de Discusión N°50, ISBN 987-519-118-3, Dic 2003

Pistonesi, Héctor (2000)., Sistema Eléctrico Argentino: Desempeño posterior a la reforma, IDEE/FB, 2000

Recalde , M y Guzowski, C (2007)., Análisis de las políticas de uso racional de la energía e impacto distributivo del sistema de tarificación en Argentina

Recalde, M (2011)., Sistemas Energéticos, Mercado y Estado, Editorial Académica Española.

Rodriguez Padilla, V (2002)., La industria eléctrica: Un panorama mundial, Revista Renglones, N° 52.

Romero, Carlos Adrián (1998)., Regulación e Inversiones en el Sector Eléctrico Argentino,

Rozas Balbotin, P (2008)., Internacionalización y estrategias empresariales en la industria eléctrica de América Latina: El caso de ENDESA, CEPAL, Stgo de Chile, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, N°133.

Rozas Balbotin, P (2009)., Crisis Económica y energética en América Latina: su impacto en las operadoras españolas, CEPAL, Stgo de Chile, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, N°143.

Vilte Grande, J (2000)., Más de 100 años del sector eléctrico en Argentina, Investigación y Desarrollo.

Paginas web consultadas

Secretaría de Energía de la Nación
www.energia.gov.ar

CAMMESA
<http://portalweb.cammesa.com/default.aspx>

El Inversor Energético
<http://www.inversorenergetico.com>

Pampa Energía,
http://www.mzweb.com.br/pampaenergia/web/conteudo_es.asp?idioma=0&conta=47&tipo=24234

Página 12
www.pagina12.com.ar

Programa Energía Plus
www.energiaplus.com.ar

4. Un marco para el análisis integral de los mercados de generación eléctrica de la región sudamericana.

Tal como se ha mencionado en el capítulo 2, la modalidad de mercado abierto en el segmento de generación caracterizó la trayectoria de la mayoría de los sistemas eléctricos de la región en la década de los noventa y particularmente la de Argentina en ese periodo histórico. La introducción del objetivo de la competencia en los mercados eléctricos de la región estuvo impulsada en esta década por una serie de medidas y programas que promocionaron la desregulación y la apertura a nuevos actores en el segmento de generación.

A los efectos de analizar esta dinámica y de caracterizar en términos generales el segmento de generación eléctrica, en este apartado se tomará la experiencia Argentina, desarrollada en el capítulo 3, como objeto privilegiado de análisis y se confrontarán distintos aspectos de la misma con las condiciones y experiencias correspondientes a otros dos países de la región latinoamericana: Colombia y Chile. La elección de estas experiencias de estudio se debió a que los tres en sus inicios siguieron el modelo provisto por la experiencia británica, el modelo centralizado por orden de merito²².

En esta sección en principio se hará una breve caracterización regional tanto de los mercados energéticos como de los sistemas eléctricos de la región a los efectos de dimensionar la participación y la importancia relativa de los sistemas eléctricos elegidos en esta investigación en el contexto regional, para luego focalizarnos en el estudio de los sistemas eléctricos elegidos en este trabajo para compararlos finalmente

²² En este esquema el mercado spot funcionaba como una bolsa de energía en el que un pool de generadores realizaban subasta repetida de primer precio ("orden de mérito") y donde las señales de precios se basaban en los costos marginales

con el caso argentino y poder determinar si el segmento de generación en Argentina cuenta con algún grado de especificidad.

4.1 Caracterización de los mercados energéticos de los países de la región de estudio.

Debido a que el sector energético desempeña un rol clave y determinante en el desarrollo sustentable, es que CEPAL/OLADE/GTZ (2003) proponen el uso de un grupo de indicadores para cada una de las dimensiones de la sustentabilidad: social, política, económica y ambiental. En este sentido, Recalde y Guzowski (2012) han caracterizado la sustentabilidad energética de los países de la región sudamericana a través de algunas indicadores tales como:

- Consumo eléctrico per cápita: cantidad total de energía consumida en una región o un país en relación al total de la población. Este índice es usualmente usado como un indicador del grado de desarrollo económico de un país o región, dado que el consumo de electricidad aumenta con el ingreso.
- Cobertura eléctrica: un alto porcentaje de cobertura eléctrica implicaría el acceso a fuentes de energía modernas.
- Productividad Energética: la productividad energética se define como: PBI/CE . Un valor alto de este indicador implica haber puesto en funcionamiento, programas que hayan intentado disminuir el consumo de energía, y por tanto hayan reducido las emisiones de gases de efecto invernadero, o puesto en funcionamiento programas que desarrollen las energías renovables sustituyendo de algún modo el consumo de fuentes renovables por no renovables.
- Emisiones per cápita: este indicador está relacionado con las emisiones de CO₂ y un valor bajo del mismo responde a objetivos que tienen que ver con mayor calidad del aire y reducción de los efectos del cambio climático.

- Índice de Carbono de la generación eléctrica, definido como Emisiones de CO₂/consumo de energía eléctrica.

La siguiente tabla resume las principales características de los países seleccionados.

Cuadro N°6: Principales Características socio-económicas de los países de la región sudamericana.

PAIS	PBN pc ²⁰¹⁰ (const ante 2000 US\$) ^a	GINI índice ^b	Tasa de Urbanización	Cobertura Eléctrica (%) ^d		Cons. Elec pc (kWh/capita) ^e	CO ₂ /pop (tCO ₂ /capita) ^e	Productividad Energética (mill 2000 US\$/toe) ^f	Carbon Índice de de la generación elec ⁰⁰⁸ (ktCO ₂ /toe) ^g
				Urbana	Rural				
ARGENTINA	10,749	44.5 (2010)	92.4	98	70	2,744	4.14	5.36	3.50
BOLIVIA	1,232	56.3 (2008)	66.5	85	33	553	1.31	1.89	2.87
BRAZIL	4,699	54.7 (2009)	86.5	98.8	73	2,201	1.74	3.55	1.60
CHILE	6,334	52.1 (2010)	89	100	93.5	3,288	3.84	3.58	3.15
COLOMBIA	3,236	55.9 (2010)	75.1	93	55	1,047	1.33	4.51	1.76
ECUADOR	1,728	49.3 (2010)	66.9	93	79	1,168	2.09	2.13	2.43
PARAGUAY	1,621	52.4 (2010)	61.5	94	77	1,055	0.64	1.91	0.69
PERU	3,180	48.1 (2010)	71.6	95	30	1,120	1.32	5.37	1.81
URUGUAY	9,284	45.3 (2010)	92.5	98.7		2,671	2.31	7.02	2.34
VENEZUELA	5,528	44.8 (2008)	94	98		3,152	5.45	2.42	3.26

Notes:

^a Base 2010. Fuente: World DataBank: <http://databank.worldbank.org>

^b Valores entre 0-100. Fuente: World DataBank: <http://databank.worldbank.org>

^d Acceso a electricidad in %. Fuente: REEEP Policy Database: <http://www.recep.org>

^e Base 2009, Fuente: IEA Key World Energy Statistics 2011. : www.iea.org

^f Elaboración propia en base a datos de World DataBank: <http://databank.worldbank.org> on base 2009.

^g Elaboración propia en base a datos de , Recalde et al (2012), World DataBank OLADE/SIEE.

Recalde y Guzowski (2012) plantean que aunque la mayoría de los países que conforman la región sudamericana tienen ingresos por arriba de la media, excepto Ecuador y Paraguay, sin embargo sus PBN per cápita se encuentran muy por debajo de los ingresos de otros países del mundo. Aún más, desde el punto de vista social muchos de estos países tienen una desigual distribución del ingreso tal como lo muestra el

coeficiente de Gini, el cual alcanza un valor cercano a 50 para la mayoría de ellos. Contrariamente, en la mayoría de los países de la OECD este índice se encuentra alrededor del 31, difiriendo del valor por debajo de 30 de Alemania, Austria, Bélgica, Dinamarca a valores cercanos a 40 de España, Italia, EEUU, entre otros.

Otra característica importante de estos países es la tasa de urbanización. La importancia de la tasa de urbanización para la sustentabilidad se basa en el hecho de que el acceso a la electricidad es más fácil en las áreas urbanas que en las áreas rurales. En la mayoría de las comunidades rurales hay poca densidad poblacional, lo que significa que la distribución de costos de la electricidad se comparte entre pocas personas, resultando en mayores costos. Entonces los sistemas rurales tienen costos de inversión mayores por consumidor y por kWh que las áreas urbanas, con mayores pérdidas técnicas de las redes y costos operativos (World Bank, 2010). Entonces, de acuerdo a lo que plantea el Scenariio de IEA's World Energy Outlook 2009, en el año 2030 cuatro o cinco de las personas que viven sin acceso a la electricidad podrían vivir en las áreas rurales. En conclusión, aún cuando la cobertura eléctrica en la región es significativamente alta (alrededor del 90%), los resultados difieren cuando tenemos en cuenta la cobertura eléctrica en las áreas rurales. En algunos casos el acceso a la electricidad es notablemente inferior en las áreas rurales que en las áreas urbanas, especialmente en Bolivia, Perú o Colombia.

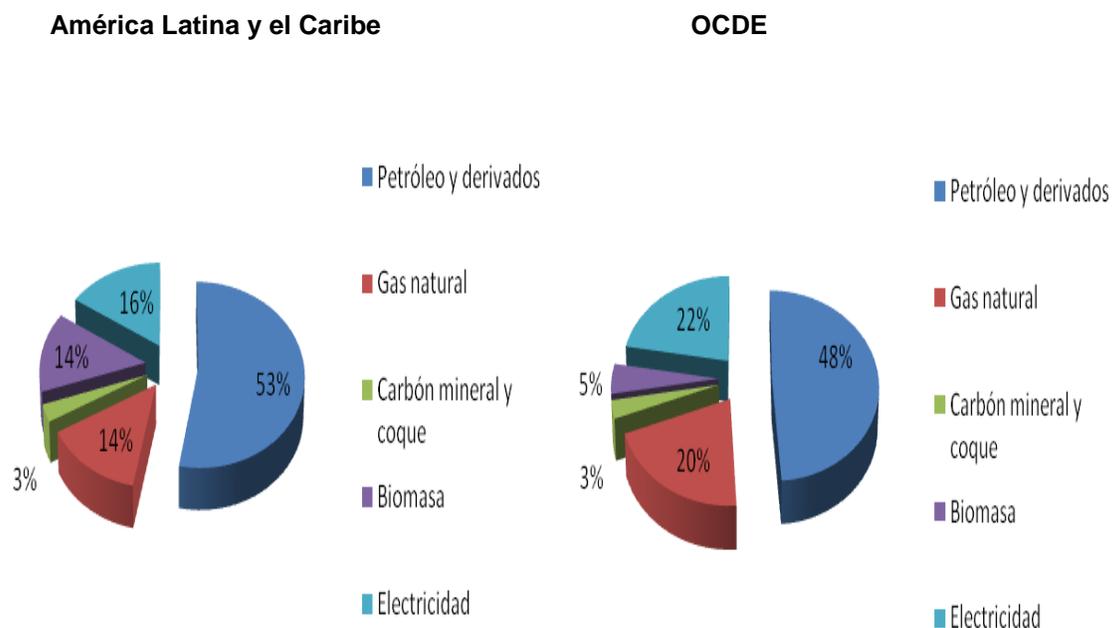
El consumo eléctrico per cápita en estos países es claramente inferior al de los países desarrollados. En el año 2011 el consumo de electricidad de los países de la OECD era de 8,012 kWh/cápita y el promedio del consumo mundial era de 2,730 kWh/cápita.

Tal como plantea Recalde, M et al (2012), los países bajo estudio pueden ser divididos en cuatro grupos de acuerdo al consumo de electricidad. En el primer grupo, Chile y Venezuela consumen más que el promedio mundial pero mucho menos que lo que consumen los países de la OCDE, excediendo estos países su consumo en alrededor de 3000 kWh/cápita. En el segundo grupo, tres países, Argentina, Brasil y Uruguay el consumo eléctrico es cercano a los 2500 kWh/cápita. En el tercer grupo, Colombia, Ecuador, Perú y Paraguay consumen cerca de 1000 kWh/h. Finalmente tenemos el caso de Bolivia que tiene el menor consumo eléctrico de la región de estudio llegando a los 553 kWh/cápita y la más baja tasa de cobertura eléctrica, tanto en las áreas rurales como en las urbanas. Sin duda esta situación se relaciona con la situación socioeconómica del país, donde los autores previamente mencionados clasifican a Bolivia como un caso de pobreza energética. De acuerdo a Pachauri y Spreng (2011), la pobreza energética es causada por una combinación de factores, tal como la carencia de la disponibilidad física de ciertos recursos energéticos, la carencia de ingresos para alcanzar determinadas fuentes energéticas y los altos costos asociados al uso de la energía.

4.2 Caracterización de los mercados eléctricos de la región de estudio.

América Latina y el Caribe es una región con un nivel relativamente bajo de participación de la electricidad en la matriz de consumo final (16%), si se lo compara con el conjunto de países de la OCDE (22%) tal como lo muestra el gráfico N° 24 . Esto podría deberse al mayor uso de la leña y el gas licuado de petróleo en el sector residencial para la cocción de alimentos y al menor aprovechamiento del gas natural en los sectores residencial e industrial.

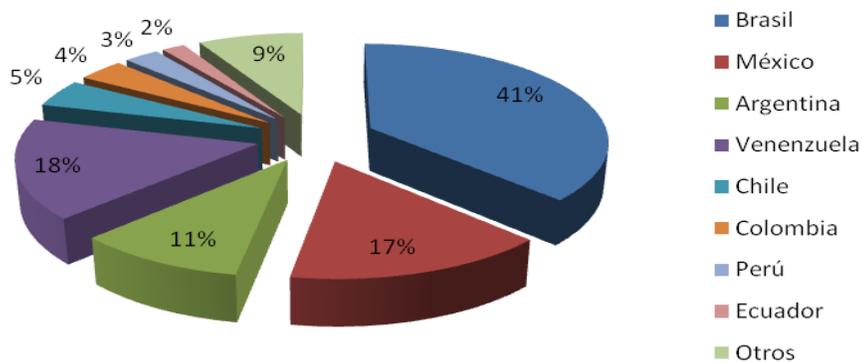
Grafico N°24: Participación de la electricidad en la matriz de consumo final



Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE (2012).

El consumo total de electricidad en América Latina y el Caribe se encuentra muy concentrado en las economías más grandes de la región. En este sentido hay que destacar que Brasil (la economía más grande de la región) participa con el 41% del consumo regional y que más del 82% del consumo total de electricidad en la región se encuentra concentrado sólo en 5 países (Brasil, México, Argentina, Venezuela y Chile).

Gráfico N°25: Distribución del consumo regional de electricidad por países en AL y C.



Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE (2012)

En relación a los mercados de generación eléctrica, y más particularmente haciendo foco en los países de Sudamérica se puede decir que tal como se observa en el gráfico N°26, los mismos se caracterizan por presentar una alta penetración de la generación hidráulica, lo que se acompaña con altos riesgos de abastecimiento durante las sequías, y una alta participación de la generación a gas con los riesgos asociados a su falta de abastecimiento y a la alta volatilidad que presentan los precios de los hidrocarburos que impactan directamente sobre los costos de la generación eléctrica.

Al analizar los mercados eléctricos de los países de de región sudamericana se observa que los mismos presentan importantes divergencias relacionadas básicamente al tamaño de mercado. Podemos dividir la muestra en dos: los de mayor y menor tamaño. Los mercados eléctricos mayores a 10.000 MW son Colombia, Chile, Venezuela, Argentina y Brasil y menor a 10.000MW, Paraguay, Perú, Ecuador, Uruguay, Bolivia

El siguiente cuadro muestra el posicionamiento de los mercados eléctricos de los distintos países en función a la potencia instalada. Se observa que los mercados más grandes corresponden a los países de Brasil, Argentina, Venezuela, Chile y Colombia de los cuales tres corresponden a los países elegidos en esta investigación.

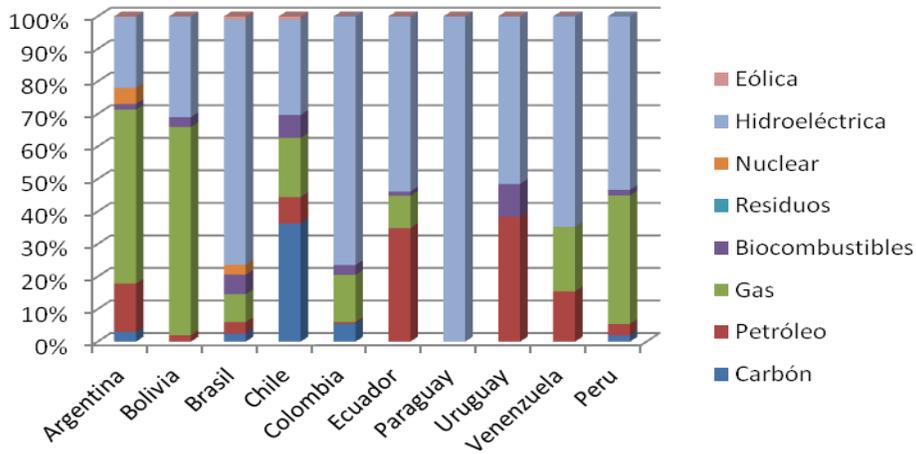
Cuadro Nº 7: Posicionamiento de los países por tamaño de mercado

Ranking	País	Potencia Instalada (Mw)	Generación Bruta (GWh)	Demanda Máxima (Mw)	Consumo Facturado (GWh)
1	Brasil	112.400	510.510	72.580	452,638
2	Argentina	32.487	127.264	20.843	97,415
3	Venezuela	24.838	116.702	16.755	81,597
4	Chile	16.311	61.608	8.382	54.774
5	Colombia	13.289	56.925	9.100	47.752
6	Paraguay	8818	53.956	1.892	6.875
7	Perú	8612	35908	4579	29436
8	Ecuador	5142	19509	2879	14076
9	Uruguay	2666	9887	1698	7609
10	Bolivia	1644	6970	1009	6016
	Total	226567	999239	139717	798188

Fuente: Elaboración propia con datos de SIEE/OLADE.

Al analizar la participación de las diferentes fuentes de energía primaria en la generación eléctrica en los países seleccionados se observa que la mayor participación térmica se concentra en Argentina , Bolivia, Perú y Venezuela mientras que la mayor participación hidroeléctrica se concentra en Paraguay (99%) , Colombia (76%) , Brasil (75%) y Venezuela (65%). Los únicos dos países que presentan generación proveniente de la energía nuclear son Argentina y Brasil, con una participación del 4% y el 3% respectivamente.

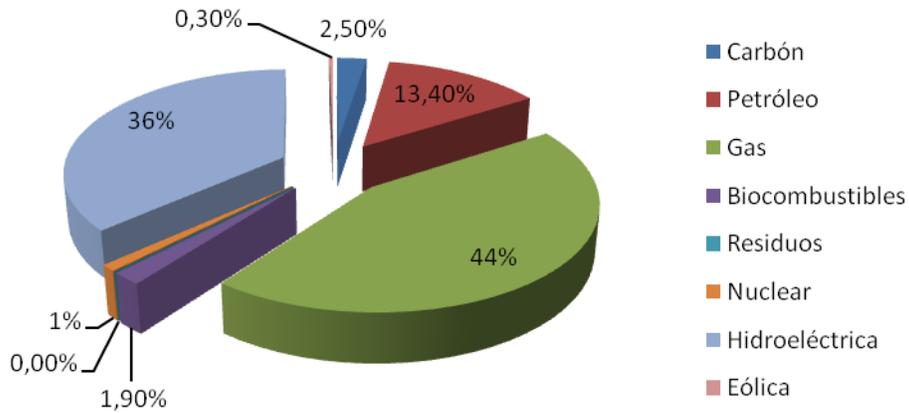
Gráfico N°26: Generación de energía por fuente por países en Sudamérica- Año 2012



Fuente: Elaboración propia con datos de IEA, www.iea.org

En relación a las distintas fuentes energéticas que abastecen la región sudamericana se observa que la proveniente del gas es la de mayor participación alcanzando el 44% sobre el total, seguida por la generación hidroeléctrica (23%) , mostrando de esta manera la estrecha dependencia de la región de los recursos gasíferos.

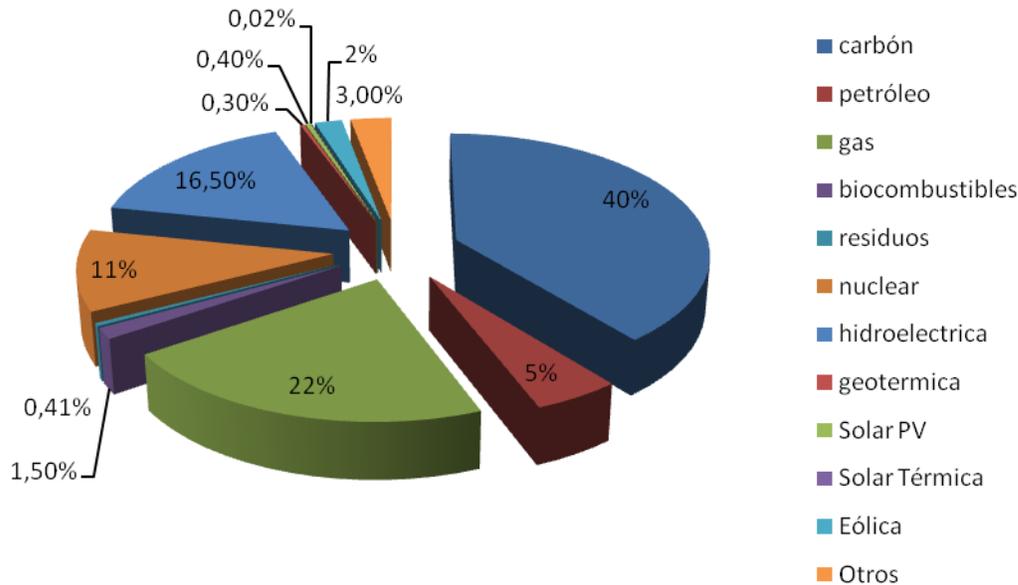
Gráfico N°27: Participación de las distintas fuentes de energía en la región de Sudamérica.



Fuente : Elaboración propia con datos de IEA, www.iea.org

De la misma manera cuando se analiza la generación eléctrica a escala mundial para el año 2012 se observa que la mayor participación proviene de la generación térmica (carbón, gas y petróleo) alcanzando entre los tres un porcentaje cercano al 70% de la generación total tal como lo muestra el siguiente gráfico:

GráficoNº 28: Participación de las distintas fuentes en la generación eléctrica mundial.



Fuente : Elaboración propia con datos de IEA, www.iea.org

En países como Brasil, Colombia, Paraguay, Perú, Uruguay y Venezuela la generación hidroeléctrica alcanza y en algunos casos supera el 50% del total. En este sentido, es importante notar el caso de Paraguay donde el 100% de su generación proviene de la hidroelectricidad.

En conclusión puede decirse que los sistemas eléctricos de la región se caracterizan en general por la elevada participación de la generación hidroeléctrica y la dependencia del gas. Es justamente esta alta participación hidráulica la que puede llevar a tener riesgos de falta de abastecimiento durante las sequías y una marcada volatilidad e incertidumbre en los precios.

4.3 La gestión de la generación eléctrica en Colombia.

4.3.1 Historia del Sector

Desde los años cuarenta hasta comienzos de la década de los noventa, Colombia adoptó para su sector eléctrico un modelo de propiedad pública regionalizada. Una de las características claves del modelo de desarrollo del sector eléctrico colombiano fueron el predominio de los proyectos hidroeléctricos (intensivos en capital), la integración vertical, el despacho centralizado y las tarifas que tuvieron como meta objetivos distributivos. Estas inversiones que se orientaron predominantemente a la generación hidroeléctrica, transformó al sector en muy vulnerable a eventos hidrológicos críticos.

Según Yaker y Restrepo (2000), la combinación del efecto demostración de algunas reformas (Chile, Gran Bretaña) con la crisis de racionamiento que vivió el país en 1992, dieron lugar a un cambio hacia un modelo más liberal en la década de los noventa. El origen de las reformas puede encontrarse en cuatro causas. En principio se mencionan los dos grandes apagones ocurridos, el primero en el año 1983 y el segundo en el periodo 1992-93, en segundo lugar el gobierno no estaba en condiciones de financiar la expansión en la capacidad del sistema y en tercer término, el sistema se había transformado en altamente ineficiente con grandes pérdidas no técnicas, lo que se sumó a los problemas de financiamiento y cuarto a la fuerte crisis racionamiento que puso en evidencia la existencia de problemas adicionales como el de la composición del parque generador muy concentrado en la generación hidroeléctrica y los importantes retrasos y sobre-costos de algunos grandes proyectos (Dyner, Isaac, et. al 2006, Larsen 2004). En este sentido, se produjo un aumento en las pérdidas técnicas por sobrecarga en las redes y en los equipos de distribución, un incremento en las pérdidas no técnicas, y un deterioro en la calidad del servicio, debido a las periódicas interrupciones. Asimismo la combinación del efecto

demostración de algunas reformas (Chile, Gran Bretaña) con la crisis de racionamiento que vivió el país en 1992, dieron lugar a un cambio, adoptando una versión modificada del Modelo Inglés. (Dyner et.al, 2006).

La desregulación del sector eléctrico colombiano comenzó en el año 1994 y el mercado spot comenzó a operar en julio de 1995, a través de las leyes 142 de 1994 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios) y Ley 143 de 1994 (Ley Eléctrica). A través de esta nueva normativa se establecieron nuevas condiciones de funcionamiento en el sector eléctrico, lo que dio origen a la redefinición del papel del Estado en las actividades del sector; la separación de actividades (generación, transmisión, distribución y comercialización); la introducción de competencia (generación y comercialización); la desregulación de un segmento del mercado (usuarios no regulados); y la creación de un esquema institucional que asignó las funciones de política, planeamiento, regulación y control en diferentes entidades. En este sentido, la ley 143 estableció que la principal autoridad sea el Ministerio de Minas y Energía (MINMINAS), organismo responsable de las políticas y la supervisión del sector eléctrico dejando las facultades de regulación a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y de planeamiento a la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Por lo tanto en la estructura regulatoria planteada en Colombia el responsable de las políticas es MINMINAS y la regulación del mercado es de la CREG.

4.3.2 Gestión de la industria

Las leyes anteriormente descriptas crearon un mercado mayorista, en el cual participan generadores, comercializadoras y grandes consumidores de electricidad. En el Mercado Eléctrico Colombiano (MEM), generadores y comercializadores públicos,

privados y mixtos, venden y compran energía en grandes bloques dentro de un marco regulatorio establecido por la CREG. Básicamente el MEM de Colombia se ha regido por la determinación de un precio obtenido de combinar la oferta y la demanda intentando obtener el costo marginal de la electricidad y suministrarla al menor costo económico posible para los requerimientos del mercado.(Santiago Lemos Cano, 2011).

En este contexto, la función principal de los *generadores* ha sido vender energía en el mercado mayorista, bien a la Bolsa o a otros agentes en el largo plazo. Los *comercializadores* venden energía a consumidores finales (regulados o libres) o a otros agentes del mercado mayorista. También pueden vender en la Bolsa sus excedentes de contratos. Los *transportadores* son las empresas de transmisión del Sistema del Transporte Nacional (STN) que poseen redes que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV. Son agentes pasivos en el Mercado Mayorista (MM), ya que tienen prohibido participar en la comercialización y generación de la energía en razón del monopolio de su actividad. Los *distribuidores* son las empresas eléctricas propietarias de redes de distribución. A semejanza de las empresas transportadoras, tienen tarifas reguladas para cubrir los costos de su actividad económica. Todos los distribuidores son comercializadores en el mercado mayorista y, por lo tanto, son agentes activos.(Yaker y Restrepo, 2000) . Es decir los distribuidores no actúan directamente como compradores en el mercado mayorista, sino bajo la figura de comercializadores.

En el mercado eléctrico colombiano, existen dos mercados en los que se comercializa energía eléctrica: (CIER 2012)

- A) Mercado Mayorista (MM), en el que pueden participar como compradores y vendedores los generadores, y los comercializadoras y transportistas mayoristas.

Este mercado se divide a su vez en dos segmentos: el mercado de contratos a término (o mercado de LP) y la Bolsa de Energía (o mercado de corto plazo). La bolsa de energía o spot o pool de generadores es un mercado de corto plazo donde los generadores mediante subastas diarias ofertan precios y declaran disponibilidades de su energía y el mercado de contratos de largo plazo es un mercado de carácter financiero, a través del cual los agentes obtienen cobertura frente a la alta volatilidad de los precios de la energía del mercado de corto plazo.

B) Mercado Libre (ML) en el que participan como compradores los grandes consumidores y como vendedores sus proveedores de electricidad. Los clientes con consumos mensuales mayores a 55 MWh, o demandas máximas de potencia superiores a 100 kW, pueden optar por ser catalogados como clientes libres, o no regulados. Si bien no acceden directamente a comprar en la Bolsa de Energía, pueden elegir libremente el comercializador al que la compran, y pueden pactar con él libremente los precios. A la Bolsa de Energía sólo pueden acceder generadores y comercializadores; no obstante, un usuario no regulado podría en teoría formar su propia comercializadora para la compra-venta de sus necesidades de energía y constituirse como tal ante el Mercado de Energía Mayorista.

La operación y administración del mercado está a cargo de la empresa XM, Compañía de Expertos en Mercados, filial de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P - ISA -, cuya actividad de operación del Sistema Interconectado Nacional es ejecutada por el Centro Nacional de Despacho (CND), mientras que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) se encarga de realizar las liquidaciones de todas las

transacciones del mercado spot y de administrar el registro de los contratos de energía a largo plazo y de las fronteras comerciales, así como también de la administración de las Transacciones Internacionales de Electricidad –TIE– con Ecuador

Debido a las características hidro-térmicas del parque de generación colombiano, condujeron a la necesidad de modificar sucesivamente la regulación para garantizar firmeza, a la retención del gas por parte de los generadores eléctricos (creando escasez e incremento de precios del gas para otros usuarios), con dificultades para resolver la seguridad de abastecimiento como se mostró durante el año 2009. (CAF, 2012)

Por tanto las características específicas del mercado colombiano – su vulnerabilidad hidrológica, la baja capacidad de regulación de los embalses y la aversión al racionamiento – hicieron necesaria la adición de un ingreso adicional. Así el diseño primario del mercado se complementó con un ingreso por respaldo, potencia, capacidad o confiabilidad a lo largo del tiempo. Se diseñó un esquema de expansión del parque generador denominado **cargo por confiabilidad**, que es básicamente un mecanismo de remuneración adicional al precio de bolsa, y se basa en la asignación de obligaciones de energía firme (OEF) a través de subastas donde básicamente es un mecanismo de remuneración. El mismo remunera la energía firme que los generadores pueden entregar al sistema bajo condiciones de hidrología crítica, asegurando así un ingreso a las nuevas plantas y/o unidades de generación por un plazo de hasta veinte años, adicional al que perciben por la venta de su energía a través de los contratos y la Bolsa de Energía. Para el caso de la expansión de la generación en Colombia, las decisiones se hacen en forma descentralizada, empresas públicas y privadas participan en subastas de asignación de obligaciones de energía firme remuneradas bajo un mecanismo conocido como cargo por

confiabilidad, con el fin de sostener los requerimientos de generación adicional estimados dentro de estudios de prospectiva, (Santiago Lemos Cano, 2011, Restrepo, 2011).

Básicamente este sistema opera de la siguiente manera: en principio se subastan entre los generadores unas Obligaciones de Energía Firme (OEF) requeridas para abastecer la demanda del sistema. El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración conocida y estable (en dólares) durante un determinado plazo, de esta manera se compromete a suministrar energía cuando el precio de la bolsa supere un umbral al establecido por la CREG, denominado precio de escasez. En conclusión, bajo este esquema los generadores reciben un ingreso fijo hasta por 20 años, independientemente de su participación diaria en el mercado mayorista, lo que reduce el riesgo de sus inversiones. Por medio de la subasta se determina tanto la cantidad máxima de energía que debe suministrar a cada generador al que se le asigne una OEF, como la remuneración que recibirá por cada kilovatio/hora (Restrepo Estrada, 2011). El mecanismo remunera tanto las plantas existentes, como aquellas que se van a construir. De esta manera, anualmente se asigna las OEF, y se hacen proyecciones para determinar los requisitos futuros de energía firme.

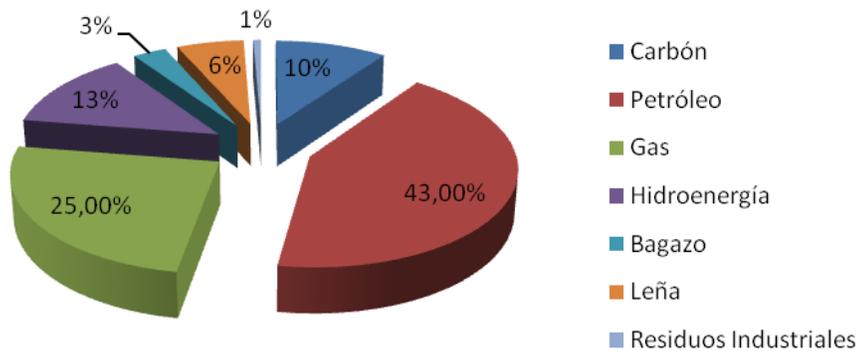
4.3.3 Evolución principales indicadores

Colombia es un país de muchos ríos y muy montañoso, por lo tanto con un alto potencial de generación hidráulica, aunque las características de las cuencas disponibles no permiten la construcción de centrales con regulación de duración estacional. Es por esto que el mercado colombiano por su ciclo hidrológico y la baja capacidad de regulación de sus embalses constituyen un mercado único en el mundo. Además de la baja frecuencia de hidrologías secas y la baja capacidad de regulación de embalses se

observa una alta aversión a incurrir en los costos políticos del racionamiento. (Barrera Rey y Garcia Morales, 2010.) Por lo tanto el mercado eléctrico colombiano tiene algunas características muy específicas a saber: su vulnerabilidad hidrológica, la baja capacidad de regulación de sus embalses y la aversión al racionamiento

La matriz de energía primaria en Colombia se encuentra fuertemente dominada por la producción de petróleo, seguida por la de gas.

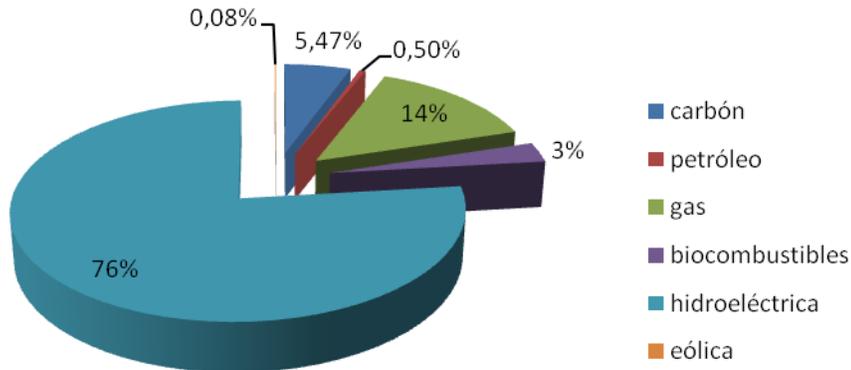
Gráfico N°29: Oferta de Energía Primaria en Colombia- 2012



Fuente: Balance Minero Energético 2012. Sistema de Información petróleo y gas colombiano.

En relación a la generación eléctrica la participación de las distintas fuentes es la que se presenta en el gráfico N°30. Se observa que el sistema eléctrico colombiano es predominantemente hidroeléctrico y los dos combustibles utilizados en la generación térmica son el gas y el carbón.

Gráfico N°30: Matriz de Generación Eléctrica en Colombia- Año 2012



Fuente: Elaboración propia con datos del IEA, www.iea.org

En el Mercado Eléctrico Colombiano los precios *spot* se determinan a partir de las ofertas y la disponibilidad declarada por los generadores, donde se presenta una alta volatilidad, dada la importante componente hidráulica del sistema (76% en el 2012), en este sentido, fenómenos climáticos como el Niño y/o la Niña pueden impactar en la disponibilidad de recursos y en la formación del precio spot. La disponibilidad de generación hidráulica está influenciada por la ocurrencia de fenómenos climáticos como El Niño (calentamiento de las aguas del Océano Pacífico) que generan inhibición de las lluvias en el territorio colombiano. Este esquema de mercado permite el establecimiento de un sistema de cobertura financiera a través del mercado de los contratos bilaterales de compra venta de energía de largo plazo. Toda la demanda nacional interconectada de energía eléctrica que se atiende con la generación despachada centralmente se transa en el mercado mayorista, a través de los mercados de corto y largo plazo.

Es así que desde la entrada en funcionamiento del Mercado Mayorista en 1995, los comercializadores han cubierto la demanda fundamentalmente mediante contratos de largo plazo con los generadores, y en una proporción muy reducida, realizando compras en la Bolsa. Los altos porcentajes de energía contratada obedecen principalmente a la precaución de los comercializadores debido del desconocimiento del funcionamiento de la Bolsa y de la volatilidad en los precios que proviene de la incertidumbre relacionada con los futuros aportes hidrológicos, situación reforzada por la baja regulación de las plantas hidroeléctricas y la alta participación de esta tecnología en la capacidad instalada. En este sentido la gran cantidad de energía transada en contratos de largo plazo se constituye en una barrera a la entrada de nuevos generadores y comercializadores (Yaker y Restrepo, 2000)

Desde finales del 2009 el mercado eléctrico colombiano ha experimentado una serie de ajustes regulatorios, en virtud de la declaración de racionamiento programado de gas natural, ocasionado por el incremento de la demanda de gas por parte del sector eléctrico, debido a la presencia del fenómeno climático El Niño, el cual como se mencionó anteriormente, inhibe la presencia de lluvias que finalmente afectan la disponibilidad del recurso hídrico, obligando la generación con plantas térmicas. Esta situación motivó a que el gobierno y el regulador establecieran una serie de normas (unas de carácter temporal y otras permanentes) encaminadas a mantener la confiabilidad en la atención de la demanda tanto del sector eléctrico como el de gas, incrementando la participación de la generación térmica y propiciando la generación con combustibles líquidos, con el objeto de permitir regular los recursos hídricos y atender en el mediano y largo plazo la demanda.

Los altos porcentajes de energía contratada obedecen principalmente a la cautela de los comercializadores, producto del desconocimiento del funcionamiento de la Bolsa y de la volatilidad en los precios. Gran parte de la volatilidad proviene de la incertidumbre relacionada con los futuros aportes hidrológicos, situación reforzada por la baja regulación de las plantas hidroeléctricas y la alta participación de esta tecnología en la capacidad instalada. Los factores anteriormente descritos pueden provocar precios en verano 15 veces mayores que en invierno.

Los contratos de largo plazo pueden sin embargo ligarse con variables de corto plazo, como el precio de Bolsa, llegando a un esquema en el cual el riesgo se distribuye entre las partes contratantes.

Respecto al resultado de las reformas y al estado actual del sistema eléctrico colombiano las principales transformaciones sectoriales se dieron en los siguientes aspectos (Barrera Rey (2010) , Yaker Restrepo (2000) , Pistonesi (2005)):

- Importante aumento del número de los agentes en cada una de las actividades y entrada de agentes privados. La participación privada en el sector eléctrico colombiano pasó de niveles nulos antes de la reforma a desempeñar un rol importante en la generación, distribución y comercialización de electricidad.
- El modelo colombiano preveía la migración del modelo de mercado abierto de competencia mayorista a una de competencia minorista – donde todo usuario podría escoger comercializador – pero en la práctica el modelo minorista no ha sido desarrollado.
- Desarrollo de un mercado mayorista de energía de carácter competitivo. La capacidad de generación instalada ha evolucionado positivamente en términos de diversificar la oferta, inicialmente muy concentrada en la generación hidráulica,

donde se incorporó unidades productivas de menor tamaño lo que permitió el desarrollo de un mercado más competitivo

- A través de las subastas llevadas a cabo entre mayo y junio del 2008 los generadores se comprometieron a instalar 3419 MW entre el año 2012 y el 2018, la cual corresponde a aproximadamente un 25% adicional del total de la capacidad instalada del país. (Acolgen, 2008) .

Las subastas tienden a cambiar la composición del parque de generación aumentando la relación hidrotérmica, aumentando la participación de la generación hidroeléctrica en relación a la térmica (en el periodo 2005-2012 creció un 7% la generación hidroeléctrica y un 1.6% la generación térmica) transformando al país en más vulnerable frente a las hidrologías secas asociadas con la presencia del Fenómeno de El Niño

- La importante participación hidroeléctrica puede dar lugar a una muy alta volatilidad de precios spot, con consecuencias no determinadas sobre las decisiones descentralizadas de inversión y por lo tanto sobre la sustentabilidad del sistema.
- La tendencia del mercado eléctrico colombiano en los últimos años ha sido hacia una mayor centralización, alejándose de esta manera de los mercados europeos que lo inspiraron.

4.3.4 Promoción de fuentes renovables en generación

En Colombia, en el año 2001 fue promulgada la Ley N° 697, la cual promovía el uso eficiente y racional de la energía, definido como solar, eólico, geotérmico, biomasa y pequeñas hidroeléctricas (menor de 10MW)). La legislación impulsó fuertemente las áreas rurales no interconectadas. Esta ley y sus decretos reglamentarios incentivaron la educación y la investigación en las cuestiones relativas a las fuentes renovables de energía además de avanzar hacia la identificación y cuantificación de proyectos potenciales en el país, también se avanzó hacia la promoción de Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL).

La Resolución 180919/2010 estableció el Plan de Acción 2010-2015 acerca del Uso Eficiente y Racional de la Energía y otras fuentes no convencionales de energía (PROURE). El artículo 7 de esta resolución estableció los objetivos de inserción de las fuentes no convencionales en el sistema nacional interconectado: 3.5% en el 2015 y 6.5% en el 2020; y para las zonas no interconectadas (ZNI): 20% en el 2015 y 30% en el 2020.

En el segmento de generación, la promoción de fuentes no convencionales de energía (FNCE) estableció metas de participación tanto para el sistema interconectado nacional como para las zonas interconectadas. Estas metas fueron adoptadas en el 2012 por el Ministerio de Ambiente para que se le puedan otorgar beneficios tributarios de IVA y renta. A través de la Resolución 148 del 2011, se definió la metodología para determinar la energía firme de plantas eólicas con la cual pueden participar en el esquema de cargo por confiabilidad.

4.4 La Gestión de la generación eléctrica en Chile

4.4.1 Historia del Sector

La industria eléctrica chilena en sus orígenes estuvo verticalmente integrada y fue formada durante el plan de interconexión y electrificación que tuvo lugar en los años '40, conectando las centrales hidroeléctricas localizadas en el sur del país con los principales centros de consumo localizados en Santiago y Valparaíso. La empresa pública estatal ENDESA proyectó, instaló y operó las plantas hidroeléctricas desde 1940 hasta 1982. La otra empresa pública, CHILECTRA, inicialmente de propiedad privada y luego nacionalizada, tuvo a su cargo la distribución en las principales ciudades, e instaló algunas plantas térmicas en la región central del país.

Entre los años 1980 y 1985 comienza el proceso privatizador en Chile y particularmente en 1982, comienza el proceso de desregulación, el cual abrió el mercado de generación y mantuvo la distribución y transmisión como áreas reguladas (Sol, 2002; Raineri y Rudnick, 1997; Rudnik, 1998). La Comisión Nacional de Energía que reportaba al Ministerio de Economía, es la entidad cuya función es la de coordinar el desarrollo del sistema a través de un plan indicativo. La Comisión calcula periódicamente los precios nodales de la energía y la potencia para los nodos de alto voltaje del SIC.

Como consecuencia del proceso de reforma, Endesa fue separada en dos compañías generadoras, dando origen a la compañía Colbún y a la compañía de transmisión Transelec. Chilectra fue dividida en la compañía de generación llamada ahora Gener y mantuvo solamente la distribución en el área metropolitana.

4.4.2 Gestión de la Industria

La reforma del sistema eléctrico chileno se realizó por etapas, comenzando con la creación de un ente regulador (La Comisión Nacional de Energía) a quien se le asignó el rol de privatizar el sector y definir el esquema de precios y un ente fiscalizador (La Superintendencia de Electricidad y Combustible). Más tarde, en el año 1981 se definió un sistema de precios que contemplaba la responsabilidad comercial de las empresas del sector cubriendo todos sus costos. Más tarde se subdividieron y corporatizaron las empresas para facilitar la privatización y la desintegración del sistema. Es así que en el año 1982, se sancionó la Ley sectorial DFL N°1 del Ministerio de Minería y su correspondiente decreto reglamento de 1985 (DS5 del Ministerios de Economía), modificado en 1997 (DS 327 del Ministerio de Economía). A través de esta normativa se estableció el proceso de desregulación, el cual abrió el mercado de generación y mantuvo la distribución y transmisión como áreas reguladas. La misma no prohibió la integración vertical de estas. Asimismo los distribuidores estaban obligados a tener contratos de suministro de energía y dar el servicio al interior del área de concesión en plazos definidos. La ley general de Servicios Eléctricos DFL N°1 del 13 de setiembre de 1982 distinguió tres actividades: generación, transmisión y distribución, pero a diferencia del caso argentino no prohibió la integración vertical de éstas. En el segmento de generación se pretendió crear un mercado competitivo de precios libres entre generadores para cumplir contratos con grandes clientes (en adelante clientes libres) y un mercado con precios regulados entre generadores y distribuidoras: (Maldonado, 2007)

La coordinación de la operación de todo el sistema fue asignada al Centro Económico del Despacho de Carga (CDEC) la cual estaba originalmente formada por los

generadores y las compañías de transmisión. La normativa requería que las empresas de generación y de transmisión ubicadas en una máxima zona se interconecten y coordinen a través de un Centro de Despacho Económico (CDEC).

El Despacho de las centrales se ha realizado según el costo marginal, minimizando el costo total del sistema. En este sentido el CDEC despacha las centrales en orden ascendente de acuerdo a su costo variable, por lo que el precio spot corresponde al costo variable de la última central despachada. Los generadores deben declarar sus costos de operación y su disponibilidad, antecedentes que se utilizan para que el CDEC de cada sistema despache las centrales al costo marginal o precio spot, en cada hora.

Por lo tanto, los generadores pueden comercializar su energía en cada uno de los siguientes mercados:

1. **Mercado de Corto Plazo o Spot.** Mercados de grandes consumidores a precios libremente pactados. A este mercado asisten exclusivamente los generadores para comercializar en él las diferencias entre su generación real y las ventas pactadas en contratos. Los distribuidores no participan en el mercado spot y deben adquirir la totalidad de su energía mediante contratos. En el caso de los clientes sujetos a fijación de precios, dichos contratos deben ser licitados públicamente

2. **Mercado de Contratos para Clientes Regulados.** Mercado de las empresas distribuidoras que comercializan la energía a los denominados precios de nudo²³. Este

²³ Los precios denominados de nudo, que son los precios definidos a nivel de generación-transporte desde donde se efectúe el suministro eléctrico. Estos precios de nudo tendrán dos componentes: el precio de la

es un mercado que se asigna a los clientes regulados. En este mercado las empresas distribuidoras eléctricas están obligadas a tener de manera permanente contratos de suministro eléctrico para abastecer a sus clientes regulados para un horizonte mínimo de 3 años. Para la consecución de tal fin deben licitar públicamente el 100% del suministro destinado a abastecer el consumo de sus clientes regulados.

La regulación de los contratos para abastecer a los clientes regulados tiene diferencias según se trate de los contratos a precios de nudo de corto plazo o de los que entraron a regir a partir del 1° de enero de 2010 como resultado de las disposiciones de la modificación de la Ley Eléctrica efectuada en mayo de 2005 (la llamada “Ley Corta II”).

3. Mercado de Contratos para los clientes libres.

Aquellos consumidores con potencia conectada superior a 2000 kW (“clientes libres”) deben contratar su suministro directamente con los generadores o con los distribuidores. Los contratos de los distribuidores con generadores destinados al abastecimiento de clientes libres no están regulados y deben ser independientes de los contratos destinados al suministro de clientes regulados. Los consumidores con una potencia conectada entre 500 kW y 2.000 kW tienen la opción de contratar su tarifa a precio libre por un periodo mínimo de 4 años, para lo cual deberán informar a la distribuidora con 12 meses de antelación. Los clientes libres no pueden comprar en el mercado spot de energía ni en el mercado de transferencias de potencia, los que están reservados a los generadores, por lo que para abastecerse tienen necesariamente que contratar con generadores o

energía y el precio de la potencia de punta. El precio de nudo es el precio al cual las distribuidoras compran energía y potencia no puede exceder a los precios máximos determinados por la CNE.(CIER,2012)

distribuidores. Los distribuidores no están obligados a suministrar energía a los consumidores cuyas características los habilitan a ser clientes libres. (CIER, 2013)

La sanción de las leyes 19940 y 20018 denominadas ley corta I y II tuvieron como objetivo mejorar los incentivos a la inversión en el sector, mejorar las condiciones del mercado de generación ante la incertidumbre de abastecimiento de gas natural desde Argentina, mejorar y regular la calidad del servicio y reducir aquellos aspectos de la normativas que generaban controversias entre los actores privados. La ley corta I, que se promulgó el 12 de marzo del 2004, reguló los sistemas de transporte de energía eléctrica, estableció un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos, creó el denominado panel de expertos²⁴, e introdujo la participación de las energías renovables en la matriz de generación, y facilitó un mayor desarrollo de la cogeneración. Esta ley introdujo los ya mencionados precios de nudo de largo plazo definidos mediante licitaciones. Estas licitaciones pretendían asegurar el suministro eléctrico de energía para períodos y a precios fijos para satisfacer la demanda que hagan las distribuidoras ya que las mismas deberán disponer permanentemente de suministro eléctrico. Estas licitaciones entraron en vigencia a partir del año 2010 con precios fijos (indexados a los costos de los insumos de cada oferente) y los contratos tienen una duración de 10 a 15 años. La misma obliga a las empresas concesionarias del servicio de distribución de licitar sus suministros de manera de asegurar su abastecimiento. Este esquema de precios terminó con la fijación semestral del precio de nudo de la energía y pasó a un sistema que le dio mayor estabilidad a los precios en el largo plazo.

²⁴ El panel de expertos es un organismo técnico independiente que tiene como objetivo conocer y resolver rápidamente las controversias que surgen entre las empresas del sector eléctrico, y entre una o más de estas empresas y las autoridades energéticas.

Cabe señalar que a diciembre de 2012, quedaba una fracción muy minoritaria de contratos suscritos a precios de nudo de corto plazo, siendo la gran mayoría de los contratos suscritos a precios de nudo de largo plazo²⁵. Los precios de energía y potencia resultantes de las licitaciones públicas se denominan “precios de nudo de largo plazo”. Para los contratos entre generadores y distribuidores que entraron en vigencia a partir del 1° de enero de 2010, suscritos bajo el régimen establecido en la Ley Corta II, los precios de la energía deben proceder de licitaciones públicas que se deben realizar con bases de licitación aprobadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE). Los precios resultantes de las licitaciones, denominados precios de nudo de largo plazo, se traspasan a las tarifas reguladas. Los contratos deben tener una duración máxima de 15 años y se adjudican al proponente que ofrezca el menor precio de energía.

El sistema adoptado por Chile para la operación del mercado fue limitado a los intercambios entre generadores y basado en costos que, si bien en teoría eran límites máximos, en la práctica terminaron siendo empleados para todas las transacciones entre los generadores. No existió concurrencia de la oferta y la demanda sino más bien una fijación de precios por un sistema administrativo. En Chile, a diferencia de lo ocurrido en Argentina, no ha existido por lo tanto un mercado spot de electricidad puesto que no se ha podido comprar energía en forma circunstancial. Si bien existen contratos con clientes libres, éstos se hacen con exclusividad de compra-venta (Millán, J, 2002). El motor del desarrollo de la competencia en el mercado chileno ha sido el mercado de los contratos

²⁵ De acuerdo a los cambios que introdujo en el sistema eléctrico chileno la ley eléctrica del año 2005, los nuevos contratos que asignen las empresas distribuidoras para el consumo de sus clientes a partir del 2010, debían ser adjudicados a las empresas generadoras que ofrezcan en licitaciones públicas reguladas el menor precio de suministro. Estos precios se denominan precios de nudo de la energía de largo plazo que para un determinado contrato es el más bajo precio de la energía ofrecido por las generadoras participantes del respectivo proceso de licitación, en tanto el precio de nudo de la potencia de largo plazo corresponde al precio de nudo de la potencia fijado en el decreto de precio de nudo al momento de la licitación

de largo plazo. Por lo tanto la actividad de generación ha estado basada principalmente en contratos de largo plazo entre generadores y clientes, que especifican el precio y las condiciones para la venta de energía y potencia.

Por último es importante remarcar que la expansión de la generación en Chile se ha sustentado básicamente para abastecer la demanda en el mercado de contratos. En este sentido existe la obligación para todos los distribuidores de obtener contratos de abastecimiento para abastecer la totalidad de la demanda de los clientes regulados con una anticipación mínima de tres años, así como la necesidad de los clientes libres de abastecerse mediante contratos. Por esta razón, la mayor parte de la capacidad instalada de generación debe tender a contar con contratos de suministro. Asimismo, existe una remuneración a la potencia firme de generación incluida en los precios de los contratos y también transferencias de potencia entre generadores que resultan de la operación. Estos ingresos por capacidad para los generadores también incentivan la inversión en generación. Esta posibilidad de disponer de contratos de energía facilita la obtención de financiamiento y la atracción de nuevas inversiones.(CIER 2013)

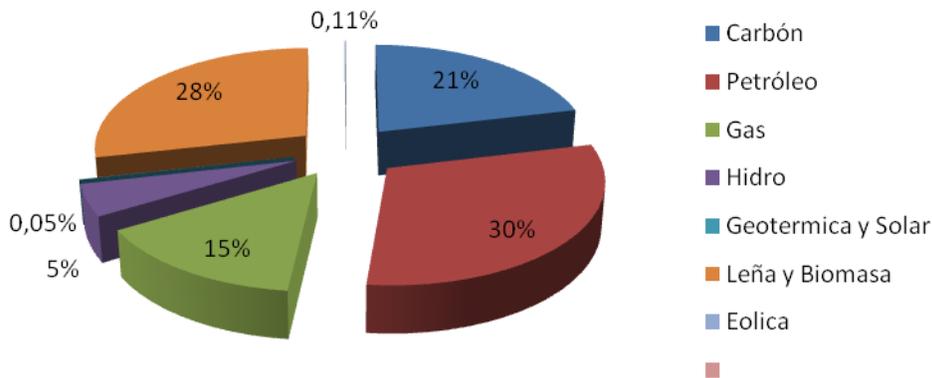
4.4.3 Evolución de los principales indicadores

Geográficamente Chile es un país largo y angosto que depende principalmente de la hidrología y de la importación de hidrocarburos para atender la mayor parte de sus necesidades. El país carece de recursos petroleros significativos, por lo que el petróleo debe ser importado. El gas natural es importado mediante dos terminales de regasificación de GNL, Quintero y Mejillones. Existen seis gasoductos desde Argentina, aunque los volúmenes transados en los últimos años prácticamente han sido nulos.

El norte del país es desértico y depende en su mayoría de la generación térmica. La población se encuentra muy esparcida y el servicio eléctrico es requerido principalmente para satisfacer la demanda de las compañías mineras que se localizan en la región norte del país. La situación es muy diferente en las regiones central y sur del país donde se concentra la mayoría de la población y la demanda del servicio eléctrico es compartida por un gran número de compañías y usuarios residenciales, y donde la lluvia es abundante, siendo la principal fuente de energía la generación hidroeléctrica.

La matriz de energía primaria en Chile se encuentra diversificada de la siguiente manera:

Gráfico Nº 31: Oferta de Energía Primaria en Chile- 2012



Fuente: BEN 12, División de Prospectiva y política energética del Ministerio de Energía de Chile

Respecto al sector eléctrico de Chile el mismo está formado básicamente por dos sistemas interconectados, que son el Sistema Interconectado Central (SIC), con el 76% de la capacidad instalada y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) con el

23% de la capacidad. La capacidad instalada total del sistema eléctrico chileno fue en el año 2012 de 18328 MW, de los cuales el 64.5% es de origen térmico, el 34% hidroeléctrico y el 1% proviene de la generación eólica

El SIC es el principal sistema eléctrico del país, entregando suministro al 92% de la población del país. Abastece un consumo destinado mayoritariamente a clientes regulados que constituye el 70% del consumo total. Se encuentra sujeto a un alto grado de riesgo relacionado con el agua ya que una parte sustancial de la energía generada es hidroeléctrica. En años de lluvias regulares las centrales hidroeléctricas abastecen el 80% de la demanda, mientras que en años muy secos (como 1998-99) el 40% de la demanda es abastecida por centrales hidroeléctricas. El CDEC/SIC opera el sistema, minimizando el costo global actualizado de la operación y racionamiento del mismo. Dado que el sistema tiene un embalse de regulación interanual llamado Lago Laja, se estudia la operación del mismo con horizontes de al menos dos años de operación a futuro. Su importancia se relaciona directamente a que el costo marginal del sistema se encuentra relacionado principalmente con el volumen del agua almacenada en este embalse, ya que asocia un valor al agua embalsada en función de la energía térmica que se pueda desplazar a futuro.

Por su lado, el SING abastece al 6% de la población nacional, formada prioritariamente por el sector minero y los consumidores industriales²⁶.

²⁶ Información proveniente de Estadísticas de Operación 2001-2010. CDEC-SIC.

Cuadro N° 8: El Sistema Eléctrico en Chile (2012)

	Capacidad Instalada (MW)	Líneas de Transmisión	demanda máxima (MW)	Generación Bruta (GWh)	% de población y consumo que se atribuye a pequeños usuarios (residencial, comercial e industrial)	Tipo de generación
SING	4600.1	4889	2169	16756.1	6.15 % de la población nacional, el cual representa el 92.28% del consumo del sistema	Gas natural 46% Carbón 45.6% Petróleo 7.8% Hidráulica 0.3%
SIC	13585.4	8745	6991.9	48972.9	Se localiza el 93% de la población total, el cual representa el 75% del consumo del sistema	Gas natural 20.4% Carbón 15.6% Petróleo 17.1% H de pasada 16.1% H Embalse 27.4% Hidro Total: 43.5% Eólico 1.4
Sistema de Aysen	41	-	22.4	133	6% de la población	Petróleo 52% H PASada 43% Eólico 5
Sistema de Magallanes	101.7	8.5	50.6	286.6	1% de la población	Gas 86% Petróleo 14%
Total	18328.1			66148.6		

Fuente: Elaboración propia en base a datos SIC, SING. 2011/2012

En conclusión se puede decir que la matriz eléctrica chilena estuvo explicada por la hidroelectricidad hasta los años '90. Esta fuente de generación que tal como lo muestra el cuadro anterior aporta en el SIC el 43,5% de la generación, explicaba más del 75% de la capacidad instalada de ese sistema en 1997. Una cuestión clave que marcó un cambio en la composición de la matriz eléctrica y energética fue la introducción de gas natural en 1998, el cual se comenzó a importar desde Argentina. La incorporación de gas natural en

el segmento de generación en Chile, al igual que lo ocurrido en Argentina generó un boom de inversiones hacia el sector tanto en nuevos gasoductos como en plantas generadoras. Sin embargo, las restricciones en las importaciones de gas ocurridas a partir del año 2004 como consecuencia de la crisis del gas en Argentina, junto con los problemas de sequía condujo al sistema eléctrico chileno a enfrentar serios problemas de abastecimiento que se resolvieron a través de medidas que apuntaron a sustituir el gas en la generación térmica por otro combustible como es el carbón y otros derivados del petróleo, lo que llevó al aumento de los costos marginales de generación trasladándose a los precios mayoristas. Lo anteriormente mencionado condujo a repensar y revisar el diseño institucional del sistema eléctrico chileno. En el mismo si bien se acepta que no se puede prescindir del carbón en la generación eléctrica como de otros combustibles fósiles, ha sido decisión del gobierno ratificar la importancia de la hidroelectricidad y generar condiciones y políticas de incentivos de las fuentes renovables de energía y de eficiencia energética, tal como se verá en el próximo apartado.

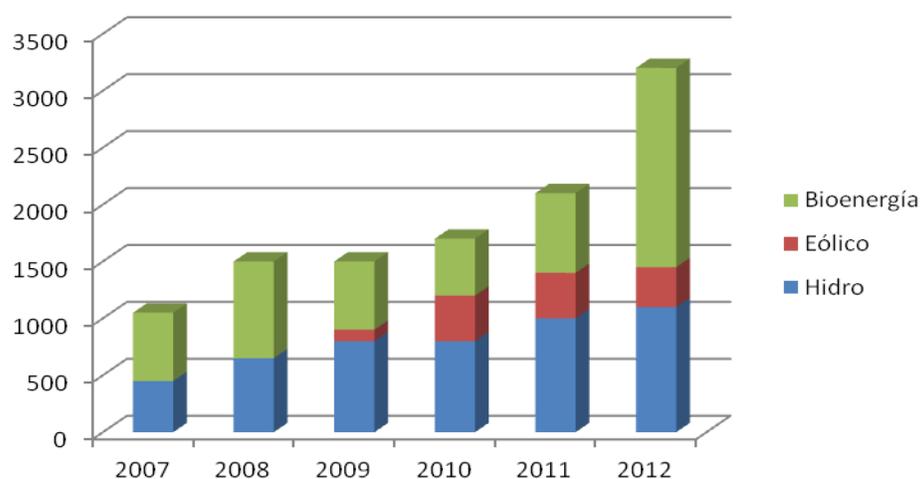
Por último es necesario hacer notar que la experiencia sufrida por Chile respecto a la pérdida de respaldo de gas desde Argentina ha debilitado y restringido los procesos de integración entre estos dos países y en este contexto ha mostrado como aún acuerdos entre actores privados pueden sufrir riesgos de ruptura ante la falta de un marco planificado de expansión conjunta de cadenas de gas y electricidad y como una política basada en señales de costos de oportunidad puede no ser suficiente garantía de expansión y confiabilidad de los sistemas obligando a readaptaciones costosas para evitar costos hundidos de activos con vida útil muy baja. (CAF, 2013)

4.4.4 Promoción de fuentes renovables en generación.

A fines del año 2012 la potencia instalada en energías renovables alcanzaba los 1074 MW, que representaba alrededor del 6.09% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico chileno. De esa cifra, la gran mayoría correspondía a biomasa, 41%, principalmente ligadas a la industria de la celulosa; el 31% corresponde a centrales hidroeléctricas pequeñas; 28% corresponde a energía eólica y 0.5% a solar. La biomasa y la minihidro lideran la generación con fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica chilena. En cuanto a las iniciativas en construcción actualmente se encuentran en obras proyectos por un total de 723MW de los cuales el 68% corresponde a proyectos eólicos, y el 18% a proyectos solares.

A fines de diciembre del año 2012 se encontraban aprobados proyectos de generación por un total de 7869MW, de los cuales el 41% del total pertenecían a proyectos eólicos y el 54,7% a proyectos solares. Tal como lo muestra la siguiente figura la generación con fuentes renovables en Chile se incrementó en siete veces en sólo seis años.

Gráfico N°32: Evolución en la Generación con fuentes renovables en Chile en GWh



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CER; CDEC SIC; CDEC SING, diciembre del 2013

Esta política de incentivos a las fuentes renovables se inició hace más de una década. Más precisamente en el año 2001 la Comisión Nacional de energía de Chile desarrolló un programa cuyo objetivo era promover el uso de las fuentes renovables de energía y la electrificación rural con fuentes renovables (Programa de Electrificación Rural con Energías Renovables). Específicamente, las fuentes que se desarrollaron fueron las mini-hidro y mini-eólicas y paneles fotovoltaicos.

Los cambios que se produjeron a la Ley general de Servicios Eléctricos introducidos en el año 2004 a través de la Ley 19940 modificaron un conjunto de aspectos del mercado eléctrico especialmente aplicables a las Energías renovables No convencionales (ERNC). La promoción de estas fuentes energéticas se realizó a través de la Ley Corta I y II, las cuales incentivaron el acceso de pequeñas y no convencionales fuentes energéticas dentro del mercado spot y en la red de distribución eléctrica nacional. En principio, la Ley Corta I mejoró la situación económica de las pequeñas plantas productoras y las plantas de cogeneración. Se estableció, asimismo, la exención del pago de peajes de transmisión troncal para la generación con fuentes renovables, mientras que los distribuidores estaban obligados a comprar hasta un 5% de su demanda de generación con energías renovables no convencionales a un precio igual al precio promedio de compra de las distribuidoras. Esta modificación a la Ley no implicó un incentivo real para estas fuentes nuevas, ya que los precios medios de generación con fuentes renovables no convencionales todavía eran superiores a los precios de compra de las distribuidoras.

Posteriormente, el 1 de abril del 2008 entró en vigencia la Ley 20257 que estableció que las empresas eléctricas que operen en el SIC y en el SING, debían acreditar que cierto porcentaje de sus ventas anuales de electricidad tenían que provenir de generar con fuentes renovables²⁷. La Ley propuso que esa obligación era de un 5% entre el 2010 y el 2014, y luego aumentaría un 0.5%, para alcanzar a un 10% el año 2024. Asimismo la ley contemplaba multar a las empresas por el no cumplimiento de esta obligación. La penalización consistía en un cargo por cada MWh de déficit respecto de su obligación (aproximadamente 30US\$/MWh).

A fin de asegurar el cumplimiento de los objetivos mencionados previamente, el 22 de octubre del 2013 se sancionó la Ley 20698 que ha propiciado la ampliación de la matriz energética mediante ERNC. La misma modificó el Decreto con fuerza de Ley N° 4 del 2007, texto refundido de la Ley General de Servicios Eléctricos, con el fin de elevar la meta de generación eléctrica a través de fuente renovables, contemplada en el art 150 bis, la que pasa del 10% para el año 2024 a 20% para el año 2025, aplicada escalonadamente. (Reporte CER, 2013)

En la misma se propone un mecanismo de licitaciones públicas de energía provenientes de las ERNC, como medio para la promoción de estas y para que las empresas eléctricas puedan cumplir su obligación. Se licitará cada bloque de energía por fuente de energía primaria, estableciéndose un precio máximo igual al costo medio de desarrollo de largo plazo de generación de un proyecto de expansión eficiente del

²⁷ Se entiende para el caso chileno como fuentes renovables no convencionales (ERNC) las energías precedentes de biomasa, eólica, solar, geotérmica y de centrales hidráulicas de potencia menor a 20MW. A los efectos del cumplimiento de la obligación de generación definida por la ley, se incluyen las inyecciones provenientes de centrales hidroeléctricas de potencia máxima menor o igual a 40 MW, corrigiendo su magnitud por un factor lineal que es igual a 1 para las centrales menores o iguales a 20MW e iguala cero para aquellos iguales o mayores a 40MW.

sistema. La adjudicación se efectuará tomando en consideración los volúmenes de energía ofertada y los precios unitarios asociados a ellos, debiendo adjudicarse las ofertas con menores precios.

Dentro de la Estrategia Nacional de Energía 2012-2030 se considera a las licitaciones como una forma de desarrollar el mercado de las fuentes renovables, ya que el mismo plantea que se llevarán a cabo licitaciones abiertos por bloques de energías renovables, en la que los generadores que formen parte de las mismas podrán adjudicarse un subsidio del Estado que mejore sus condiciones de venta de energía. Esta medida disminuiría los riesgos financieros de este tipo de tecnología.

4.5 Análisis comparativo: Argentina, Colombia y Chile

En esta sección se presenta un análisis comparativo de las principales cuestiones que se abordaron a lo largo de este capítulo, a fin de caracterizar los mercados de generación eléctrica de cada país seleccionado, observando las principales barreras u obstáculos que presentan las políticas implementadas en cada uno de ellos bajo la modalidad de coordinación elegida en sus respectivos mercados eléctricos.

El objetivo es poder aislar ciertas condiciones de borde o de entorno para los países objeto de esta investigación que hacen que determinadas políticas lleguen a resultados positivos o negativos y poder encontrar qué es lo que hace que un sistema eléctrico sea sostenible en el tiempo, qué condiciones deberían darse para que un sistema eléctrico logre el objetivo del abastecimiento en el futuro. Estas condiciones de borde para un sistema eléctrico implica trabajar sobre las condiciones institucionales,

regulatorias y políticas que conducen a la sustentabilidad de cada sistema en el tiempo. Esta incluye las circunstancias específicas de los países que acompañan los mercados existentes, y las condiciones tecnológicas, instituciones, recursos y prácticas que están sujetas a cambios en respuesta a las acciones de los gobiernos sin dejar de tener en cuenta el contexto internacional. Las condiciones de borde o de entorno para los mercados eléctricos elegidos implica definir un conjunto de condiciones necesarias para que las políticas implementadas funcionen con éxito. Estas condiciones de borde son el marco internacional como el contexto nacional donde se insertan tales políticas. Las mismas luego interactuarán con las propias características y condiciones propias de cada sistema en cada país.

4.5.1 Trayectoria de las Modalidades de coordinación en la región.

La reforma del sector eléctrico en los países de la región formó parte de un conjunto de reformas económicas que se iniciaron en América Latina a principios de los años noventa con el fin de buscar una salida al estancamiento económico mediante la adopción de un nuevo paradigma económico. Las mismas formaron parte de un conjunto de medidas de política económica que tuvieron como objetivo primordial modernizar los estados de la región, situándose en un momento histórico en el cual el paradigma mundial conocido como el “Consenso de Washington” dominaba la escena internacional. El mismo tenía entre sus postulados básicos el ajuste macroeconómico, la liberalización de la economía y la salida del Estado de las actividades económicas.

Tal como expresa Millán (2006) América Latina fue la región líder en la reforma del sector eléctrico. En los años ochenta, Chile fue el primer país en introducir reformas

integrales con el objeto de abrir el sector a la participación privada y la competencia. El mismo autor plantea que el ejemplo de Chile fue seguido por Argentina a principios de los años noventa y poco después por Bolivia y Perú. A mediados de los años noventa, las reformas ya se habían extendido a Brasil y Colombia, un poco más tarde a la mayoría de los países centroamericanos.

En términos generales la reforma apuntó a la revalorización de las fuerzas de mercado como mecanismo para asignar los recursos, y la privatización de las empresas para eliminar toda interferencia gubernamental en la gestión y reducir las fuertes estructuras monopólicas dominantes. Asimismo pusieron énfasis en las estrechas vinculaciones entre los problemas macroeconómicos y la situación de las empresas energéticas, sugiriendo la búsqueda de nuevas herramientas para la evaluación de estas situaciones.

A los efectos de poner en funcionamiento este programa de reformas los organismos internacionales sugirieron algunas cuestiones tales como:

- a) El rediseño de nuevos esquemas institucionales para los sistemas eléctricos, y la ruptura con los viejos paradigmas organizacionales de forma de mejorar el rendimiento tecnológico y financiero de los servicios eléctricos.
- b) Igualación del precio de la electricidad a su costo marginal, situación que permitiría el autofinanciamiento a las empresas eléctricas. Indicaron además que la reforma sólo sería posible con el financiamiento de capitales privados internacionales, y la atracción sería el resultado de asegurarles mejores condiciones e incentivos para disminuir riesgos, tales como exenciones de impuestos, fácil acceso a la tierra, exenciones de derechos de importación, seguridad de precios y garantías de que las ganancias podrán enviarse a sus países de origen en moneda fuerte. Asimismo sugirieron que

las expansiones futuras de capacidad deberían orientarse primordialmente hacia tecnología de baja intensidad de capital, tales como los que utilizan el gas natural como combustible, para así reducir el plazo de maduración de los proyectos eléctricos. (Guzowski, 2000).

- c) Que las tarifas reflejaran el verdadero costo del servicio.
- d) Los países en vías de desarrollo deberían revisar toda la gestión de sus empresas eléctricas, reorientándolas hacia un uso eficiente de la energía, hacia la disminución de las pérdidas en red y la disminución de la demanda.

Con anterioridad al proceso de reforma, la industria eléctrica de la región estaba organizada bajo la modalidad de control central, donde la expansión de los sistemas eléctricos se encontraba en manos de las empresas públicas. Estas empresas controlaban la energía eléctrica en bloque, observándose una integración vertical y horizontal de las actividades de generación, transmisión y distribución y comercialización de electricidad.

El proceso de reformas se inició en Chile a comienzos de los '80 y en Argentina a principios de los '90; en ambos casos las transformaciones se orientaron a la apertura del sector y a la introducción de los mecanismos de mercado (modalidad de mercado abierto, con transferencia total o parcial de los activos al sector privado o el mantenimiento de empresas públicas integradas con mayor autonomía y una orientación más comercial), con apertura a los actores privados y con nuevos enfoques regulatorios. Por lo tanto en el caso de Chile, de Argentina y de Colombia la trayectoria seguida fue hacia una modalidad de coordinación de mercado abierto tal como se observa en el cuadro N°9.

Cuadro N°9: Evolución de los Procesos de reforma en los sistemas eléctricos de la región-

Propiedad Privada	Segmentación vertical con incompatibilidades de funciones				Argentina Bolivia Guatemala (h)
	Integración vertical permitida		Barbados Grenada (g)		Chile (f) Perú El Salvador
Propiedad mixta o participación privada parcial			Venezuela (d) Brasil Costa Rica Ecuador		(e) Colombia Panamá
Propiedad Estatal Exclusiva		(a) México Cuba	(b) Uruguay Paraguay Haití	(c) Suriname Guyana Nicaragua Jamaica Honduras Trinidad y Tobago República Dominicana	
		Control Central	Integrada Regulada	Comprador Unico	Mercado Abierto

Fuente: Elaboración propia en base a OLADE/GTZ/CEPAL (2003)

Tal como se vio en capítulo 2, en la modalidad de mercado abierto se descentralizaron las decisiones de operación e inversión (predominantemente en manos privadas), se puso en funcionamiento un mercado mayorista (spot/ y/o de contratos de suministro), con o sin segmentación vertical y horizontal obligatoria, y se estableció el acceso a las redes por parte de terceros (OLADE/CEPAL/GTZ,1998). En este sentido el libre acceso a los sistemas de transmisión y distribución requirió que los grandes consumidores o grandes clientes pudieran pactar precios de potencia y energía con cualquier generador, de manera que se verifique un mercado mayorista libre entre

generadores, distribuidores y grandes clientes. Para que pudiera verificarse cabalmente la competencia en la generación y el libre acceso a las redes, fue necesario que las distribuidoras no se encontraran atadas al suministro de una sola empresa, sino que pudieran comprar electricidad a cualquier generador.

Respecto a la fragmentación del segmento generación-transmisión se han seguido dos esquemas. Por un lado, el seguido por Chile en el cual se permitió la integración vertical, y por otro el seguido por Argentina donde existió la separación obligatoria y se intentó evitar que las mismas empresas participen simultáneamente en todas las etapas de la cadena eléctrica. En Colombia inicialmente se planteó la separación virtual o contable en las empresas existentes y la separación efectiva en las nuevas empresas

El proceso de desregulación y reforma del sector eléctrico fue puesto en funcionamiento por los gobiernos, en un contexto de profundas reformas macroeconómicas. En este sentido los procesos de reforma en América Latina, a diferencia de lo ocurrido en los países industrializados, estuvieron asociados a desequilibrios macroeconómicos y especialmente a la crisis de endeudamiento externo.

Tal como plantea Millan (1999) y Siosahnsi (1999) mientras que en los países desarrollados los procesos de reforma de los sistemas eléctricos estuvieron destinados a introducir competencia en industrias maduras, para hacerlas más eficientes y más orientadas al servicio y de esta manera propender a reducir los costos de la energía, en muchos países en desarrollo los procesos de reforma estuvieron antecidos por una infraestructura deficiente y con déficit persistentes de financiamiento. En este sentido los procesos de reforma estuvieron dirigidos básicamente por el objetivo de atraer y vincular

capital extranjero para sostener una demanda continuamente creciente. Asimismo el autor recalca la existencia de instituciones que garantizaron la operación de un sistema de mercado en los países desarrollados.

Sin embargo, es necesario destacar que los procesos de reforma en cada país asumieron características particulares y ha dependido del modelo de reforma elegido y del punto de partida de cada sistema. Tal cual lo plantea Sioshansi (1999) es importante entender entonces los motivos de adopción de uno u otro modelo, las características geográficas, la historia, el punto inicial y el punto de llegada, para analizar luego un conjunto de cuestiones críticas que hacen al comportamiento de cada sistema.

Tal como se ha expuesto en este apartado, la trayectoria de los sistemas eléctricos en la región en los noventa estuvo caracterizada por una precaria presencia del Estado en la gobernabilidad de los sistemas y una creciente presencia del mercado y los actores privados en la industria. La década posterior mostró serias debilidades regulatorias en la industria y principalmente se comenzó a discutir en la mayoría de los países de la región la necesidad de instrumentar normas regulatorias que aseguren el suministro eléctrico en el largo plazo. En este sentido la seguridad de abastecimiento y el rol del Estado en la prosecución de este objetivo pasaron a ser temas claves y han formado parte de la preocupación de la industria en estos últimos años, ya que ha quedado evidenciado que el mercado sólo no ha podido asegurar el abastecimiento eléctrico a futuro.

Tal como se ha demostrado en los apartados anteriores, los países de la región han puesto en funcionamiento en estos últimos años reformas en sus sistemas eléctricos que posibiliten el objetivo de la seguridad de abastecimiento en el largo plazo, debido a

algunos sucesos de crisis de desabastecimiento o de situaciones críticas en los sistemas eléctricos de los países de la región (crisis de desabastecimiento en Chile en 1998/1999, crisis de abastecimiento de gas en Argentina a partir del año 2004). Siguiendo a Pistonesi (2003), el fuerte dinamismo de la inversión en el periodo posterior a las reformas en algunos países, generó la idea de que la intervención del Estado era innecesaria en este tipo de mercados y que también eran innecesarias y a hasta inconvenientes las políticas activas y/o de planificación.

Las nuevas reformas en los sistemas eléctricos y particularmente en el segmento de generación de los tres países analizados, apuntaron a un mayor énfasis en la regulación y la planificación del sector, por tanto un rediseño del rol del Estado creando esquemas de incentivos a las inversiones para aumentar la capacidad instalada en el largo plazo, ya que la evidencia demostró que el mercado brinda una cantidad de energía menor a la socialmente deseable. En este sentido, se ha visto en el capítulo dos, los diferentes mecanismos puestos en funcionamiento en el sector para resolver de qué manera el mercado y el regulador pueden generar conjuntamente incentivos para asegurar unos niveles de inversión óptimos.

Se puede concluir que en la actualidad se observa una fuerte presencia del Estado y una tendencia a la centralización e integración de las decisiones en una sola empresa en Argentina (CMMESA) bajo una modalidad de coordinación de comprador único. En el caso chileno a partir del año 2004 se modificaron, los procedimientos de licitaciones que deben ser públicas y aprobadas por la CNE, quien sigue realizando una fuerte planificación indicativa del sector bajo un modalidad de coordinación de las decisiones en el segmento de generación catalogada como mercado abierto En el caso colombiano

también se observa una fuerte presencia del Estado en la planificación del sector y al igual que en el caso chileno se la puede categorizar como mercado abierto.

El cuadro N°10 resume las trayectorias de las modalidades de coordinación de los tres países elegidos entre los años 1990 y 2012.

Cuadro N° 10: Evolución de las trayectorias en las Modalidades de Coordinación en los países seleccionados 1990-2012

	Propiedad Privada																									
	Segmentación vertical e incompatibilidad de Funciones			Integración vertical permitida			Propiedad Mixta Participación privada parcial			Propiedad Estatal Exclusiva			Control Central			Integrada Regulada			Comprador Único			Mercado Abierto				
	1990	1999	2012	1990	1999	2012	1990	1999	2012	1990	1999	2012	1990	1999	2012	1990	1999	2012	1990	1999	2012	1990	1999	2012		
Argentina		x	x						x	x														x		
Chile					x	x	x												x						x	x
Colombia							x	x	x				x												x	x

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de CAF (2013) y estimaciones propias.

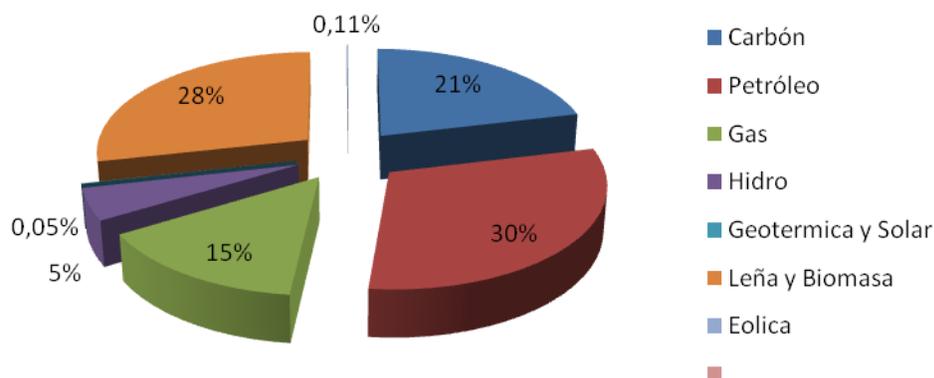
4.5.2 Dotación de recursos. Diversificación de la matriz eléctrica

Al analizar comparativamente los tres sistemas energéticos según la matriz de energía primaria para el año 2012 se observa que la oferta de energía primaria en Argentina (80236 Ktoe) es más del doble que la de Chile (37212 Ktoe) y también duplica a la de Colombia (31590 Ktoe) en el año 2012²⁸.

Colombia presenta una fuerte preponderancia del petróleo y del gas sobre otras fuentes energéticas en la matriz de energía primaria y Argentina es el único país de los tres que tiene energía nuclear en su oferta primaria de energía.

Chile depende fuertemente del petróleo (30%) y del carbón (21%) en la matriz de generación eléctrica, mientras que Argentina depende fundamentalmente del gas.

Gráfico N°33 Matriz de generación en Chile- Año 2012



Fuente: IEA, International Energy Agency.

²⁸ Según datos IEA, www.iea.org.

En particular el sector de generación en Chile a partir de dos situaciones coyunturales extremas, como lo fueron la severa sequía de fines de los noventa y las restricciones en el suministro de gas natural desde Argentina, comenzó el reemplazo de generación hacia centrales principalmente operadas en base a carbón y diesel. Ello condujo a que la matriz eléctrica chilena dependa fuertemente del carbón, como la de Argentina depende hoy del gas. Los dos países coinciden entonces en que esta dependencia extrema de un solo combustible en generación respondió a crisis energéticas, y no fue como consecuencia de una planificación o estrategia de largo plazo para el sector. Sin embargo en el caso chileno estas dos situaciones extremas por las que pasó el sistema eléctrico los enfrentó a repensar una estrategia de largo plazo para fortalecer el sistema eléctrico, revisando el diseño y la institucionalidad vigente de manera que dicha institucionalidad sea un instrumento efectivo para el cumplimiento de los fines que la regulación le asigna.²⁹ En este sentido la fuerte promoción de las fuentes renovables de energía para los próximos 20 años es una muestra de lo anteriormente descrito.

4.5.3 Condiciones Iniciales y Motivaciones de la reforma.

Los países objeto de este estudio comparativo en principio han tenido en común que reformaron sus sistemas eléctricos privatizando y desintegrando verticalmente la industria en su totalidad (generación-transmisión-distribución), lo que se tradujo en una fuerte corriente de inversiones características de los años subsiguientes a la reforma. Sin embargo, es importante remarcar que los contextos o las condiciones de partida no fueron similares en todos los casos aún cuando los modelos propuestos para desregular la

²⁹ Estrategia Nacional de Energía 2012-2030, Ministerio de Energía de Chile, febrero 2012.

industria fueron casi todos “fabricados bajo un mismo patrón”. En este sentido comprender las diferencias es importante porque los contextos se fueron transformando a lo largo del tiempo.

Tal como se mencionó a lo largo de este trabajo, Chile fue el país pionero en reestructurar su sistema eléctrico, sin embargo como lo plantea Maldonado (2004), al momento de la reforma, a diferencia de lo que acontecía en Argentina o en Colombia, la industria eléctrica más precisamente ENDESA, no se encontraba en crisis financiera, técnica ni de gestión. Según el autor la reforma respondió básicamente a las exigencias de un proyecto refundacional para la sociedad chilena y a exigencias de la caja fiscal. Asimismo y tal como ocurrió en otras experiencias de reforma, el Banco Mundial asumió el liderazgo de la misma, siendo su característica distintiva la de introducir competencia como principio rector de la misma, de forma de resolver los tres problemas aparentes en ese momento de cualquier industria de suministro eléctrico: centralización y tamaño excesivo, posición monopólica y propiedad estatal (Oliveira , 1993) En este sentido el Banco Mundial y los organismos de crédito internacionales recomendaron poner mayor énfasis en la “eficiencia y la reestructuración en lugar de concentrarse en la expansión” .

Algunos autores como Sanchez (1997) plantearon oportunamente, que la apertura de los mercados y la desregulación apuntaron entonces más a resolver problemas fiscales que a una visión integral de la industria a largo plazo. También en el caso del modelo chileno a diferencia del argentino y el colombiano, tuvieron bastante tiempo para pensar su sistema y para preparar y ejecutar una transición pausada y tranquila desde el sistema existente. En este sentido, la Comisión Nacional de Energía y el establecimiento de un sistema de precios para las transacciones en el mercado mayorista dataron de bastante antes de la ejecución de las primeras privatizaciones (Millan, 1999). Esta

situación no ocurrió en el caso argentino, en el que primero se estableció la reforma del sistema eléctrico y luego se aplicaron las medidas para generar un conjunto de instituciones que regularan los segmentos desregulados del sector.

En términos generales puede decirse entonces que Chile lideró el proceso de reforma en la región latinoamericana, pero tanto Argentina como Colombia consolidaron su reestructuración del sector eléctrico en la década de los noventa. El modelo chileno sirvió como marco de referencia en la región así como el modelo inglés fue la referencia de la reforma eléctrica de los países desarrollados. Tal como plantea Millan (1999) los modelos chileno e inglés fueron los ejemplos de la reforma en su época. Los mismos si bien contaron con muchos rasgos comunes, su forma y funciones forman parte de condiciones particulares de tiempo y lugar.

En particular es importante mencionar que las motivaciones para la reforma de los sistemas eléctricos en los países desarrollados fue distinta a lo que motivó a países en desarrollo como Chile, Argentina y Colombia. Mientras que en los primeros el proceso de desregulación y transformación de la industria estuvo promovido por el deseo de incorporar competencia en una industria madura, para hacerla más transparente, más eficiente, más orientada al servicio, autoregulada y a disminuir los costos de la energía; en muchos países en desarrollo como los objeto de esta investigación, con una infraestructura deficiente y con déficit crónicos de financiamiento, el proceso fue gobernado por el deseo de vincular el capital extranjero para abastecer una demanda creciente, teniendo en cuenta que también la abundancia relativa de capital humano y la existencia de instituciones que garantizaban la operación de un sistema de mercado eran diferentes entre estos países. (Millan, 1999, Sioshansi y Fereidon, 1999)

Tal como lo expresa Millan (1999), en el caso chileno el regulador al momento de la reforma estaba en presencia de un sistema predominantemente hidráulico con un embalse regulador, el lago Laja. En este sentido, a través de un modelo de gestión óptima del lago Laja (Gol) se encontraba con relativa certidumbre respecto al costo del agua embalsada y en consecuencia se establecían los precios de corto plazo que posibilitaban intercambios de energía eficientes entre los generadores de energía. El sistema que se puso en funcionamiento para la operación del mercado fue limitado a los intercambios entre generadores y fue basado en costos que, si bien en términos teóricos funcionaban como límites máximos, en la práctica terminaron siendo empleados para todas las transacciones entre los generadores. Millán(1999) aseveraba que no existía concurrencia de la oferta y la demanda sino que existía una fijación de precios por un sistema administrativo, no existiendo por tanto un mercado spot de electricidad ya que no se podía comprar energía en forma circunstancial, situación que sí ocurría en el caso argentino . Es importante tener en cuenta que en un sistema con primacía hidráulica, la energía puede ser almacenada y entonces tienen sentido los contratos de largo plazo, a diferencia de los sistemas térmicos donde la operación es día a día en un pool centralizado.

Por su parte Colombia, al momento de la reforma compartía muchas de las características del modelo chileno, como lo era un sistema predominantemente hidráulico y además tenía modelos de gestión probados para realizar los intercambios. Sin embargo, se apartó del modelo chileno y puso en funcionamiento un sistema de remates centralizados y un pool similar al inglés. La bolsa comenzó a fijar el precio con base a remates de ofertas de los participantes y no en costos, y fue la primera bolsa que incorporó comercializadores como participantes del mercado. (Millán, 1999)

El modelo de funcionamiento del mercado mayorista eléctrico adoptado por Argentina tuvo diferencias con el modelo chileno tanto en su composición como en su puesta en funcionamiento. Así CAMMESA no fue un club exclusivo de generadores como en el caso chileno, sino que incluyó a todos los agentes del mercado, siendo de esta manera menos propenso a la captura. (Millán, 1999). El despacho originalmente se basaba en costos, pero era efectuado con base en declaraciones de costos de los generadores en términos semestrales, incluyendo los hidráulicos. Los precios spot servían para valorar los intercambios entre generadores y también entre los distribuidores a un precio estabilizado, y los grandes usuarios podían comprar en el mercado mayorista eléctrico. En términos generales, las innovaciones principales del modelo argentino se refirieron a la mejora en la estructura del sector que lo hizo más competitivo y más independiente, sin embargo tuvo serios problemas en la remuneración de la potencia que llevó en el futuro a dar señales erróneas respecto a la construcción de nueva capacidad instalada (Millán, 1999).

4.5.4 Las características tecnológicas de los sistemas y la introducción de competencia en generación.

Las características tecnológicas de los sistemas de generación eléctrica revisten una importancia fundamental al momento de analizar las posibilidades de introducir competencia en este segmento de la cadena productiva eléctrica.

La diferencia fundamental entre un sistema de generación térmico o hidroeléctrico se basa en que en el primero, los insumos (carbón, gas, derivados del petróleo) son insumos que se transan en el mercado internacional, mientras que en el segundo la

cantidad de los insumos disponibles (agua) se encuentra exógenamente dada y su reemplazo es incierto, dependiendo del ciclo natural. Sin embargo hay que aclarar que en el caso del gas natural se depende de la infraestructura, gasoductos, plantas de licuefacción y regasificación. El agua reservada en un embalse puede ser movida de un periodo a otro, y el monto de la energía disponible en el futuro dependerá entonces del monto actual producido. Esto le otorga una dimensión dinámica a los sistemas hidroeléctricos que no se encuentra presente en los sistemas dominados por los combustibles fósiles.

Por lo anteriormente mencionado es que Range et al (2008) plantean que los sistemas con preeminencia hidroeléctrica son dinámicos y flexibles y en oposición los sistemas térmicos son estáticos e inflexibles. La característica estática de estos últimos se debe a que los combustibles (fuel, carbón, gas) pueden ser libremente adquiridos en sus correspondientes mercados de commodities (aunque en algunos casos se encuentra fuertemente restringido a la infraestructura necesaria para su importación) mientras que en un sistema hidroeléctrico los productores pueden relocalizar la energía entre períodos controlando el agua en los embalses (sistemas dinámicos).

Como ya se mencionó la flexibilidad de los sistemas hidroeléctricos se debe a que estas plantas pueden ser puestas en funcionamiento y paradas, y el nivel de producción puede ser cambiado, casi instantáneamente mientras que los sistemas dominados por tecnologías térmicas son más inflexibles ya que la tasa de cambio del nivel de producción de una planta (ramping rate) son menores, mientras que los costos de poner en funcionamiento una planta (start-up costs) son más altos o mayores que en el caso hidro. Por lo tanto según Range (2008) aquellos sistemas dominados por tecnologías

inflexibles no pueden o no se encuentran en condiciones para responder rápidamente a las acciones de sus competidores y de incrementar la producción en el corto plazo, aún si lo que se está produciendo está por debajo de la capacidad máxima.

Otra diferencia fundamental entre un sistema dominado por tecnologías térmicas es la estructura de costos. Los costos de operación de un sistema hidroeléctrico son mucho menores comparado a un sistema térmico, dado que el primero no incurre en los costos de combustibles. Por lo tanto, el principal componente del costo es el costo de oportunidad de tener menos agua disponible para el periodo siguiente. Este valor marginal del agua puede ser muy alto en periodos de sequía o muy bajo (efectivamente cercano a cero) en periodos normales.

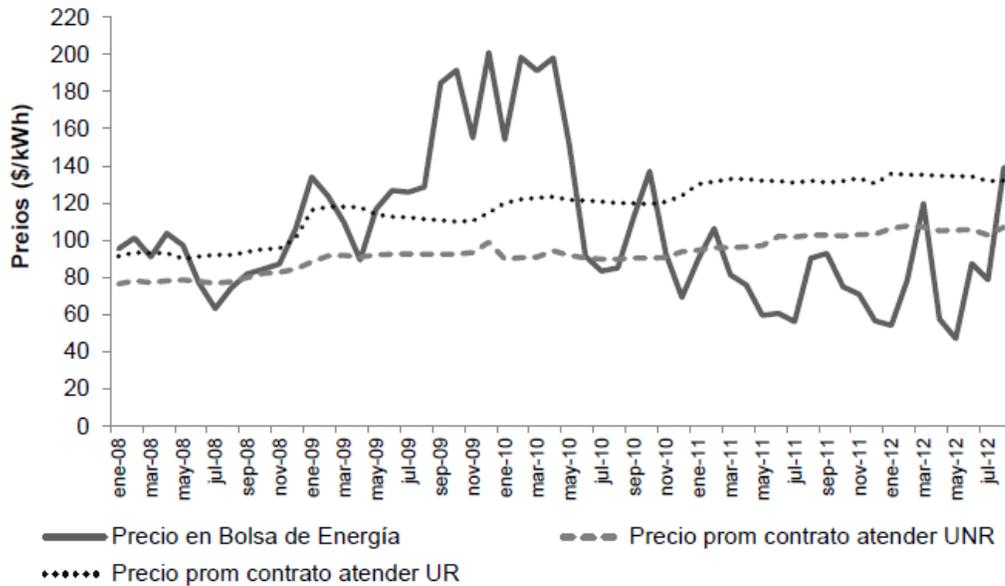
A pesar de anteriormente mencionado existen factores que limitan fuertemente la competencia en sistemas con fuerte participación hidroeléctrica. Primero, la construcción de una nueva planta hidroeléctrica enfrenta costos fijos extremadamente altos y existe un retraso entre la planificación y la operación de la misma, dado que la construcción puede elevar entre cuatro a 10 años, dependiendo del tipo de planta. Esto obviamente incrementa el riesgo que enfrentan los potenciales inversores. Segundo las proyecciones acerca del tiempo de recuperación de los costos de capital es muy complejo. No sólo deben considerarse las condiciones de la demanda sino las proyecciones sobre las condiciones hidrológicas. Asimismo y como se verá más adelante la extrema volatilidad de los precios de la electricidad en el largo plazo en sistemas hidroeléctricos no tiene paralelo con otros proyectos de infraestructura, lo que transforma a estas inversiones en sumamente complejas. Los precios tienden a ser muy bajos (casi cercanos a cero) por largos periodos de tiempo, pero pueden alcanzar niveles extremadamente altos en periodos de sequía. Este factor produce un aumento de la incertidumbre y esto genera

por tanto una barrera a la entrada y limita la inversión. Esta incertidumbre puede ser reducida en sistemas con mucha hidráulicidad y mucho embalse. También las posibilidades de generar condiciones competitivas se encuentran limitadas en un sistema hidroeléctrico por el hecho que los generadores hidroeléctricos, en la mayoría de los casos, ya se encuentran localizados en los lugares con mejor potencial de recursos hidroeléctricos. En esta situación, los nuevos generadores hidro no tienen opción que localizarse en lugares no tan favorables, y por lo general tienen problemas de restricción en las redes de transmisión.

Asimismo las regulaciones ambientales también limitan la competencia en sistemas con predominancia hidroeléctrica, ya que agregan incertidumbre y limitan las inversiones.

Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto, es que es necesario hacer notar que es difícil segmentar la cadena productiva eléctrica e introducir competencia en sistemas con fuerte participación hídrica ya que las cambiantes condiciones de la oferta hidráulica provoca una marcada volatilidad en los precios de la bolsa. Se destaca en el gráfico N° 34, los altos precios de la bolsa de energía que supera ampliamente los precios de los contratos regulados y no regulados en el segundo semestre del 2009 y en el primer semestre del 2010, periodo en el cual Colombia enfrentaba los fenómenos del El Niño y sequías en el país.

Gráfico N°: 34 . Precio de la energía eléctrica en la bolsa vs Precio promedio de contratos



Fuente: XM (Colombia)

Asimismo y tal cual lo plantea Rozas Balbotín (1999), Chile por su parte enfrentó un problema similar en el año 1998 y el mismo se encontraba relacionado con el inadecuado funcionamiento de un mercado con alta participación hidroeléctrica en el que se observaba un diseño regulatorio no apropiado para la resolución de tal problema. En este sentido, la conjunción de dos factores, un año extremadamente seco junto con la demora en la construcción o puesta en operación de centrales térmicas y la falta de transparencia y ausencia de una adecuada coordinación en el manejo de las reservas de embalse fueron algunos de los principales factores que explicaban la crisis de abastecimiento de esos años.

En términos generales puede decirse entonces que las crisis de los sistemas eléctricos de algunos países de la región han tenido que ver con la muy alta

participación hidroeléctrica en el segmento de generación que le ha otorgado a los sistemas un muy alto grado de incertidumbre, por lo tanto el intento de introducir competencia en estos sistemas junto con el abandono por parte del Estado de la coordinación general del sistema, ha conducido a no poder garantizar el abastecimiento eléctrico en los periodos de crisis.

4.5.5 Concentración, poder de mercado y límites a la competencia.

Analizar el grado de concentración de la propiedad, del segmento de generación eléctrica en cada país, permite observar el posible poder de mercado de los actores que participan en este segmento de la cadena productiva y por ende los límites que presenta la posibilidad de introducir competencia en este eslabón. Por lo tanto, la importancia del estudio de la concentración se encuentra directamente vinculado a la capacidad de ejercer estrategias de poder por parte de algunos actores dominantes que operan en cada cadena energética de manera de poder determinar el impacto que los mismos generan sobre el resto de los eslabones de la propia cadena y sobre el sistema energético en su totalidad.

Newbery (2002) expresa que la desregulación de los mercados eléctricos requiere de una adecuada regulación con el objetivo de que las mejoras en el funcionamiento de la industria se trasladen a los consumidores. Para ello se requiere entre otras cosas evitar que los actores del sistema ejerzan poder de mercado y que como consecuencia de ello los precios del mercado spot registren una volatilidad muy marcada tal que la incertidumbre respecto a la existencia de una adecuada coordinación del sistema provoque insuficiencia de inversión .

El análisis empírico que se desarrolla en este apartado supone diferenciar claramente entre el eslabón de la generación eléctrica donde la competencia es posible porque presenta un alto grado de disputabilidad, y otros que necesariamente deben ser regulados debido a que las economías de escala no permiten la competencia, como los eslabones de transmisión y distribución eléctrica. Tal como lo expresan Spiller y Martorell (1996) el diseño privatizador en el segmento de generación debería ejercer una mayor influencia en los marcos regulatorios de este segmento de la cadena productiva eléctrica, especialmente en países con ambientes regulatorios débiles. Uno de los principales problemas, que se ha observado frecuentemente en conexión con la desregulación del sector eléctrico, es cómo el regulador debería tratar con el poder de mercado. En este sentido, la mayoría de las experiencias de regulación en la última década ha registrado este fenómeno por parte de algunos participantes en algún periodo de tiempo (Larsen, 2004).

Tal como lo expresa Recalde (2010), existen diferentes medidas que pueden ser utilizadas a los efectos de medir la concentración en diferentes mercados. En este trabajo se utilizarán dos índices diferentes de concentración; por un lado un índice denominado cuasiabsoluto, el índice discreto de concentración que analiza solamente los elementos superiores de la distribución y por otro lado un índice absoluto, el Índice de Herfindhal-Hirschmann, que tiene en cuenta todos los elementos presentes en la distribución sin considerar la importancia relativa de los mismos.

En este apartado se presentan los resultados del análisis detallados de la participación de mercado (teniendo en cuenta propiedad) del segmento de generación eléctrica de Argentina, Chile y Colombia para el año 2012, clasificando la misma por

unidades de negocio y por grupos empresarios. La primer medida que se utilizado para evaluar la concentración de mercado es el Índice de Herfindahl-Hirschmann. Según algunos autores este indicador es el más utilizado para medir la concentración de mercado en los estudios de organización industrial (Carlton y Perloff, 1994; Tirole, 1998). El mismo se calcula a partir de la siguiente función:

$$HHI = \left\{ \frac{MW_i \times 100}{MW_{total}} \right\}^2$$

donde MW_i es la potencia instalada de la empresa i , y MW_{total} es la potencia total del sistema.

La euación 1 también se puede escribir como:

$$HHI = \sum_{i=1}^n S_i^2 \text{ donde } S_i = \frac{MW_i \times 100}{MW_{total}}$$

Este índice, al sumar los cuadrados del conjunto de las participaciones en el mercado, pondera con más intensidad a las empresas más grandes.

Existe una clasificación de los mercados de acuerdo al valor que se obtenga del índice. El mismo divide a los mercados en tres segmentos caracterizados como: mercado no concentrado (valor de índice menor a 1000), moderadamente concentrado (valor del índice entre 1000 y 1800) y altamente concentrado (valor del índice mayor a 1800).

Por otro lado se tiene el Índice Discreto de Concentración IDC o Índice Estándar (IE) que se utiliza para analizar el poder de las principales firmas oligopólicas que operan en cada segmento. Este Índice muestra la porción del mercado detentada por las “m” mayores empresas:

$$C_a = \sum p_i \quad (i=1, \dots, m, m+1, \dots, m)$$

Donde

P_i = participación de la empresa i

$C_a = \sum p_i = m/n$

El resultado de este índice se encuentra relacionado con el número de “ m ” “empresas que se analicen. Si “ m ” es igual a 4, y el índice supera el 60% se considera al mercado altamente concentrado.

Del cálculo de los dos índices se obtuvo la siguiente categorización para los tres casos estudiados (ver en el anexo el computo de los indicadores) :

Cuadro Nº 11: Grado de Concentración de los mercados de Generación Eléctrica- 2012

PAIS	INDICE HHI	IDC ¹	GRADO DE CONCENTRACION
ARGENTINA	832	42	MERCADO NO CONCENTRADO
CHILE	2201	84	MERCADO ALTAMENTE CONCENTRADO
COLOMBIA	1374	66	MERCADO MODERAMENTE CONCENTRADO

(1) Corresponde al valor del índice para las cuatro primeras empresas.

Fuente: Elaboración propia con datos de CDEC-SIC, CDEC-SING y www.creg.gov.co.

El cuadro anterior muestra que Argentina es el país con el índice de concentración más bajo de los países estudiados para el año 2012. Es probable que lo anterior se deba a cómo fue planeada la reforma del sector en los noventa. En este sentido Murillo y Finkelstein (2004) esgrimen que la desregulación del sector eléctrico argentino tuvo como característica fundamental tres aspectos claves, que sirvieron para prevenir la concentración del sector (en parte por la influencia de la experiencia chilena que le había otorgado un gran poder de mercado a ENDESA). Estas cuestiones claves los autores la

resumen en lo siguiente: Primero, se diseñó un esquema privatizador que fragmentó al sector y que llevó a privatizar 28 unidades de negocio en el segmento de generación. Asimismo, la Secretaría de Energía incluyó una cláusula durante el proceso de licitación la adquisición de activos privatizados por parte del mismo comprador. Segundo, se diseñaron reglas que prevenían la integración entre generación y transporte, y tercero se diseñaron instituciones en las cuales se incluyó a todos los actores del mercado eléctrico en la coordinación del despacho. En este sentido, CAMMESA incluyó a todos los actores del mercado eléctrico y a la Secretaría de Energía, a diferencia del caso chileno por ejemplo donde el CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga) estaba a cargo sólo de los grandes generadores.

El diseño previamente descrito redujo la asimetría de información entre los generadores y el regulador así como entre los actores de la industria y la fragmentación de la propiedad disminuyendo de esta manera el poder de mercado individual de cada generador en el segmento de generación de Argentina.

Siguiendo el análisis comparativo es notable el caso de Chile, que es el país con más experiencia, ya que la reforma tiene más de 30 años, y por tanto la misma debería haber promovido la competencia y la existencia de nuevos actores en el segmento de generación. Sin embargo la mayor participación en el segmento de generación sigue estando en tres grupos principales al igual que al comienzo del proceso de reforma: Endesa, Colbún y AES GENER.

Colombia por su parte presenta un valor del índice moderadamente bajo, lo que estaría indicando que no existen problemas de concentración de mercado. Sin embargo

Larsen, E (2004), plantea que si en este país se examina con detalle el índice para las horas pico, estos valores son mucho más grandes, indicando que los generadores estarían en condiciones de ejercer poder de mercado durante estos periodos. Este fenómeno se encuentra relacionado con la conformación del parque tecnológico, que es altamente dependiente de las condiciones hidrológicas. Es por esto que el aumento del equipamiento térmico mejoraría tal situación ya que estas tecnologías mejorarían el desempeño del sistema en las horas pico. Tal como lo plantea este autor, existen al menos dos razones de interés en aumentar la capacidad térmica; la primera es para afrontar los periodos en que dura el Niño, caracterizados por fuertes sequías que reducen la generación hidroeléctrica, que transformen en altamente rentable la proveniente de equipamiento térmico ya sea a gas o carbón. La segunda razón que favorece las plantas térmicas, es el pago extra por capacidad que hace el regulador (CREG) en el intento de reducir la dependencia de las condiciones climatológicas. Sin embargo, la aparición del fenómeno del Niño es de difícil predicción, y con años lluviosos es difícil pensar que las inversiones en Colombia se orientarán a plantas térmicas de ciclo combinado, a pesar de que existe la posibilidad de aprovisionamiento de gas en este país. (Larsen, 2004).

Por lo tanto de lo anteriormente expuesto puede decirse que en Argentina existe un mayor nivel de competitividad en generación eléctrica respecto a lo que ocurre en los mercados de generación en Chile y en Colombia. En este sentido en Chile los tres más grandes grupos económicos representaron en el 2012 el 71% de la potencia instalada en el SIC y el SING, mientras que en Argentina representaron el 53% del SIN y en Colombia el 57% del SIN colombiano

Entonces, tal cual lo plantea Pistonesi (2005), puede decirse que con características diferenciales, en los mercados de Argentina y Colombia, pudo organizarse mercados de competencia en el ámbito de la generación, sin embargo, en estos países han existido algunas restricciones a la competencia. En Argentina por ejemplo, a pesar de la desintegración vertical formulada al diseñar la reforma y en la incompatibilidad de funciones establecida en el marco regulatorio, algunos grupos económicos han participado en consorcios adjudicatarios en diferentes procesos del sistema eléctrico y, simultáneamente en los correspondientes a las otras cadenas productivas energéticas (petróleo y gas natural). También se ha verificado en el mercado argentino que aquellas empresas que tienen la característica de estar concentradas “aguas abajo” en distribución, también lo están “aguas arriba” en el segmento de generación (Guzowski, 1999; Recalde, 2009). La posible habilidad de negocios entre las empresas de ambos segmentos podría trasladar la concentración desde el mercado regulado al mercado desregulado de generación eléctrica. En la actualidad, las limitaciones a la competencia en el caso argentino se refieren específicamente, al problema de abastecimiento de gas y de otros combustibles claves en la generación (fuel-oil) y a la baja relación reservas/producción de esta fuente energética que compromete seriamente el abastecimiento eléctrico y gasífero de Argentina en el futuro inmediato.

En el caso colombiano la limitación a la competencia se ha dado por la propia conformación del parque de generación, con predominancia hidráulica, y con condiciones climáticas de difícil predicción que le agregan demasiada inestabilidad al sistema y volatilidad en los precios de la bolsa.

4.5.6 Políticas de Promoción de renovables en los países seleccionados.

A los fines de promover las fuentes renovables de energía existe un grupo de instrumentos de promoción de estas fuentes que se pueden clasificar en directos e indirectos. Los mismos pueden ser utilizados en forma aislada o conjunta, dependiendo de los objetivos de política y de las características del país en cuestión (Recalde, 2010). La elección entre uno u otro instrumento se encuentra fuertemente vinculado a un conjunto de factores que deben ser considerados: la diferente dotación de energías renovables, la velocidad con la cual se pretende introducir dichas tecnologías, las características propias del sistema eléctrico, y fundamentalmente las características propias del país. Cada uno de estos factores, que se han estudiado oportunamente en este trabajo de investigación implica diferentes barreras a la introducción de las energías renovables en los sistemas eléctricos. Estos obstáculos se relacionan en forma directa con las llamadas barreras a la entrada³⁰. A continuación se presenta una posible clasificación de algunos de los principales instrumentos de política de promoción de las FNRE (Fuentes No Renovables de Energía)³¹: (Guzowski y Recalde, 2009)

- Regulación para el acceso a la red
 - Sistemas de precios.
 - Precios Garantizados: *Feed in Tariff* (FIT).
 - Net Metering (NM)
 - Sistema de cantidad: Cuotas.
- Incentivos financieros
 - Reducciones fiscales
 - A la Inversión
 - A los créditos
 - Esquemas de amortización diferencial del capital
 - Financiamiento
 - Establecimiento de mecanismos claros.
 - Reducción del riesgo implícito de la inversión.
 - Establecimiento de garantías para mejorar el acceso al financiamiento bancario.
 - Prestamos a baja tasa de interés.
- Esquemas convencionales de subsidios
 - A la producción, por kWh producido.

³⁰ Para un desarrollo de la temática de las barreras a la entrada ver: Lutz (2001), Yong Chen (2004) y Altomonte (2007).

³¹ Esta clasificación corresponde a la presentada en Recalde (2009).

- A la producción, por kW instalado.
- A la inversión de capital.
- A la tasa de interés (impacto sobre el apalancamiento del proyecto).
- Educación y capacitación
- Desarrollo tecnológico. Inversión en I&D.

En términos generales la decisión principal se concentra en decidir qué mecanismo es más adecuado para incentivar el acceso a la red. En el sistema de cuotas se fija la cantidad mínima de participación de las FNRE y se deja sujeta a las fuerzas del mercado la asignación de cada FNRE dentro de la “cuota” exigida, así como la remuneración al generador; por otro lado en el sistema de precios se fija el precio que el generador recibirá, y le queda entonces al mercado determinar la cantidad de cada FNRE. Esto es particularmente cierto para el esquema FIT, el cual establece un precio fijo a ser pagado por la distribuidora al generador renovable, por sobre el precio de mercado. Mientras el sistema de precios, es ventajoso para el inversor ya que le otorga confiabilidad a su inversión, el sistema de cuotas parece ser más ventajoso para aquellos Estados con problemas de financiamiento. (Guzowski y Recalde, 2009)

En cuanto a los resultados, los sistemas FIT han demostrado ser más efectivos que los sistemas de cuotas. No obstante, la aplicación de cualquiera de las dos metodologías de regulación del acceso a la red en forma aislada, sin incentivos financieros, educación e incentivación al desarrollo tecnológico, no parecen arrojar resultados significativamente positivos, como lo evidencian los casos de Italia, Grecia y Portugal (Recalde, 2009)

La siguiente tabla muestra a manera de síntesis una comparación de las políticas de promoción de las fuentes renovables de energía en los tres países objeto de esta investigación.

En los tres países el mecanismo más utilizado para promover las fuentes renovables de energía es el sistema de cuotas. El mismo se encuentra acompañado por medidas de políticas de incentivos fiscal, esquemas de financiamiento y créditos fiscales.

Tal como se desprende del cuadro de los tres países seleccionados, solamente Argentina ha utilizado el mecanismo de promoción más efectivo, Feed-in tariff.

Cuadro Nº 12: Políticas de Promoción de Renovables en términos comparativos

	Argentina	Chile	Colombia
Sistema de cuotas	* 8% (2016) Law 26190	* 5% (2010) 20% (2025) Law 20698	* 3.5% (2015) 6.5% (2020) Res 180919
Feed-in-tariff	* Only for GENREN projects	-	-
Subsidios a los Precios	* Law 26190	-	-
Incentivos Fiscales	* Law 26190	* Capital subsidy	-
Contratos de Largo plazo	* 15 years GENREN	-	-
Compañía Nacional involucrada	* ENARSA (in GENREN program)	-	-

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Recalde y Guzowski (2012)

4.5.7 Institucionalidad y estabilidad de las reglas.

En términos generales puede definirse a las instituciones como las reglas formales e informales y los mecanismos para llevarlas a cabo, que dan forma al comportamiento de los individuos y de las organizaciones en la sociedad, mientras que, las organizaciones son entidades formadas por personas que actúan colectivamente persiguiendo objetivos

comunes. Entonces, las organizaciones y los individuos persiguen sus intereses dentro de una estructura institucional definida por reglas formales (constitución, leyes, regulaciones, contratos) y reglas informales (éticas, religiosas y otras). De esta forma, las instituciones constituyen el sistema de incentivos para el comportamiento de las organizaciones y los individuos (Borky 1998) . En este sentido, las leyes y las regulaciones son las reglas formales que determinan una estructura de incentivos y entonces afecta el comportamiento de los individuos y de las organizaciones privadas, tal como las firmas que operan en los mercados. Mientras que las organizaciones pueden ser tanto organizaciones políticas o las agencias del gobierno, como organizaciones económicas, dentro de las cuales se podrían incluir las firmas privadas, y las asociaciones de negocios.

También a las instituciones podríamos definir las como reglas del juego de una sociedad o más formalmente como las limitaciones ideadas por el hombre que dan forma a la interacción humana. Por tanto, proporcionan una estructura a la vida diaria constituyéndose en una guía para la interacción humana, reduciendo la incertidumbre y estableciendo una estructura estable para la vida.

A este respecto, North (1990) plantea que cuando se aborda este tema es indispensable distinguir entre las implicancias de los conceptos instituciones y organizaciones. En este sentido, lo compara con un juego en el que se debe diferenciar las reglas y los jugadores. El objetivo de las reglas es definir la forma en que el juego se desarrollará, pero el equipo persigue la meta de ganar el juego a través de una combinación de elementos que abarcan distintas aptitudes, estrategias y coordinaciones, mediante intervenciones a veces limpias y a veces sucias.

Lo que se plantea como clave en esta relación es la interacción entre instituciones y organizaciones, sin embargo antes de poner en marcha esta relación es esencial independizar la estrategia de los jugadores de las del juego. Asimismo la estabilidad de las instituciones en la sociedad está enmarcada en un proceso dinámico más que estático. Las instituciones evolucionan y acompañan el devenir histórico, por tanto el cambio institucional es un fenómeno inevitable pero complicado porque implica negociaciones constantes entre los jugadores. La discusión se centra en una puja de las organizaciones por captar las oportunidades determinadas por el contexto institucional.

Las características peculiares tal como la fuerte cautividad existente en los mercados energéticos, hace imprescindible la discusión de este tema ya que la regulación debería proteger a los usuarios, en la medida en que los costos de la energía puedan afectar la competitividad de otras actividades y teniendo en cuenta que la energía es un factor clave en el proceso de desarrollo de cualquier sociedad.

Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto, se puede decir que en Argentina y tal como se ha visto en esta investigación, aun cuando el segmento de generación presenta valores de concentración menores que el chileno y el colombiano y aún cuando existen las instituciones para que las reglas se cumplan, existe un conjunto de normas que cambia constantemente, es decir existe un marco que cambia, se construye y reconstruye continuamente aumentando la incertidumbre en el sector y por ende erosionando las posibilidades de inversión y de aumento de la capacidad instalada en el largo plazo.

Esta situación no es nueva sino que se gestó en los años posteriores a la reforma ya que dentro del esquema de desregulación del sector hace veinte años, la atención se centró en cuestiones relativas a los incentivos regulatorios más que en armar una estructura institucional que permitiera hacer sustentable la misma (Abdala, 1999).

Acorde a lo que plantea Rozas Balbotin (2009), el origen estructural de la crisis de suministro registrada en países como Argentina, podría encontrarse en el modelo organizacional industrial elegido y a las fallas en el diseño del marco regulatorio que se establecieron posteriormente a la privatización del sector y que se consolidaron con los cambios ocurridos luego del proceso devaluatorio de la moneda argentina. En este sentido los agentes económicos se han visto en situaciones de vulnerabilidad, riesgo regulatorio, y de fuerte inestabilidad institucional debido a la ocurrencia de cambios permanentes en las reglas de juego y la incertidumbre posterior acerca del funcionamiento del mercado en el mediano plazo. Esto se transformó también en una fuerte barrera a la entrada al segmento de generación y por tanto en una limitación a generar un mayor grado de competencia en este eslabón.

Altomonte (2002) también manifiesta que un problema mayor en los países en desarrollo es la debilidad de las autoridades regulatorias. En este sentido, Rodríguez Padilla (2006) esgrime que la creación de instituciones de mercado, eficaces y eficientes, es un proceso largo y difícil que trasciende a la problemática del sector eléctrico, sin ninguna garantía de éxito, y donde el consumidor cautivo es sistemáticamente el principal perdedor. Se trata de las condiciones necesarias para la realización y cumplimiento de acuerdos de mercado, que intervienen en el ámbito de la regulación a saber: el regulador,

los procedimientos judiciales y de arbitraje, la autoridad judicial, el sistema financiero, así como las instituciones informales. (Rodríguez Padilla, 2002)

A este respecto Navajas (2010) plantea que el rasgo distintivo del caso argentino es la ausencia de consensos mínimos sobre las políticas públicas, situación que sumada a la ausencia de control republicano condujo a “políticas” que resultaron de la acumulación de acciones o intervenciones en contextos de baja calidad institucional

Argentina carece de un sistema institucional que asegure que las reglas se van a mantener por un largo periodo de tiempo y en este contexto los agentes económicos buscan disminuir la incertidumbre esperando que el Estado realice las inversiones requeridas en el sector con fondos públicos. Los jugadores (inversores privados) se siguen moviendo bajo una estrategia de corto plazo, persiguiendo el objetivo de la maximización de la renta de los recursos energéticos, la rápida maduración de los capitales invertidos y la reintegración de la cadena energética (petróleo/gas/electricidad) estrategia que también se vio en la década de los '90.

Por tanto, una conclusión muy preliminar de este trabajo se apoya en la idea de que el fortalecimiento y el diseño de instituciones resulta ser una condición indispensable. En este tema, la cuestión clave no es discutir la disyuntiva privado versus público, sino más bien reglas transparentes y estables versus discrecionalidad.

4.6 Síntesis Comparativa.

El cuadro N° 13 muestra en forma comparativa la situación de los tres países respecto a los indicadores analizados en esta sección . En el mismo se intentó resumir las principales conclusiones de los tópicos analizados en esta investigación.

Del mismo se obtiene que Argentina es el país con mayor capacidad instalada de los tres estudiados; que en la actualidad tanto Argentina como Chile presentan un segmento de generación eléctrica con preeminencia del equipamiento térmico y que en los dos casos dependen del suministro de gas en Argentina y de carbón en Chile de origen nacional e importado, lo que le agrega incertidumbre a la decisiones de la industria. En el caso de Colombia existe una gran participación hidráulica con una baja capacidad de regulación de los embalses. Y esta dependencia hidroeléctrica y una relativamente baja capacidad de almacenamiento se tradujeron en una extrema volatilidad de los precios de la energía eléctrica.

Cuadro Nº 13: Resumen de las Experiencias Comparadas

	Argentina	Chile	Colombia
Tamaño de Mercado (capacidad instalada en MW) año 2012	29443	14361	18328
Composición de la capacidad instalada	Térmico	Térmico	Hidráulico
Principal combustible en la generación	Gas	Carbón	Gas
Energía nuclear	Si	No	No
Procedencia de los combustibles	Nacional e Importado	Nacional e importado	Nacional
Componente Hidráulica en la generación eléctrica (2012)	22%	30%	76%
Capacidad de Regulación de los embalses	Alta	Moderada	Baja
Concentración en el mercado de generación	Baja	Alta	Moderadamente Alta
Determinación del precio spot	Antes precio declarado. Hoy por el Estado	Costo Auditado	En base a la oferta de los generadores y demanda horaria
Competencia Minorista	No	No	No
Modalidad de coordinación al 2012	Comprador único	Mercado Abierto	Mercado Abierto
Operador del Mercado eléctrico	CAMMESA	CDEC	XM
Mecanismo de expansión de la capacidad instalada	Mercado de pago por capacidad	Mercado de pago por capacidad	Mercados de contratos por confiabilidad
Política de Renovables	Mediana	Alta	Baja
Años de la reforma hasta el 2012	23	30	18

Fuente: Elaboración propia en base a estimaciones propias.

Asimismo tanto el caso argentino como en el caso colombiano el aumento de la capacidad instalada después del periodo de reforma de los noventa mostró un predominio

de inversiones con equipamiento de gas, que le otorgaba al sistema seguridad de suministro principalmente en épocas de sequía. En este contexto el gas proveyó a los agentes privados la posibilidad de realizar negocios rentables, y en particular en el caso argentino posibilitó integrar el negocio de la producción con el negocio de la generación de electricidad. Sin embargo, en la década de los 2000 la abundancia de agua para el caso colombiano y la falta de gas para el caso argentino implicaron que los negocios asociados a estos mercados no fuesen rentables y puso en duda la sustentabilidad de las reformas que se habían puesto en funcionamiento en los noventa.

En el caso chileno, la crisis de abastecimiento eléctrico en 1998-1999 que condujo al sector hacia el reemplazo de la generación hacia centrales operadas en base a carbón y diesel, implicó trabajar en el diseño de nuevas reformas en el sector (Ley Corta 1 y 2) que permitieran al sistema establecer mecanismos de mercado que incentiven las inversiones en nueva generación. Se perfeccionó la regulación a fin de establecer más competencia a través de licitaciones de suministro teniendo como objetivo generar los mecanismos más eficientes para adjudicar bloques de energía a precios que reflejen las condiciones de largo plazo.

En los tres casos, el objetivo de darle confiabilidad a los sistemas eléctricos en el largo plazo ha sido un tema clave. Para esto, los tres países estudiados pusieron en funcionamiento mecanismos de incentivos a las inversiones en generación de energía eléctrica (mercados de pago por capacidad o mercados de contratos de confiabilidad) a fin de asegurar la expansión de la capacidad instalada. Estos esquemas de incentivos han mostrado que el sistema de precios por sí solo no asigna la energía suficiente requerida por los agentes económicos, y por tanto el Estado a través de la regulación debe

intervenir fijando metas y objetivos de largo plazo respecto a la cantidad de energía que deber ser transada en el mercado.

Por otro lado, al analizar el grado de concentración de los mercados se observa que Argentina presenta los índices más bajos de concentración, Colombia moderadamente alto y Chile muy alto. Esto tiene implicancias importantes para esta investigación ya que se puede concluir que la competencia por sí sola no asegura la sustentabilidad del sistema. En este sentido el valor favorable que presenta Argentina respecto al índice de concentración no dice nada acerca del desempeño general y sistémico del sistema. Unas de las conclusiones más importantes de este trabajo de investigación apuntan a reconocer que la competencia y la existencia de un gran número de agentes en el segmento de generación, solo y aislado de otros requerimientos esenciales no aseguran que el sistema sea sustentable en el tiempo. De hecho el sistema eléctrico chileno y colombiano presentan índices de concentración más altos, pero reglas más robustas para asegurar el aumento de la capacidad instalada y nuevas inversiones en el sector. Y en este aspecto resulta ser un tema clave la institucionalidad, el mantenimiento de reglas que deberían sostenerse en el tiempo y la estructuración de un conjunto de pocas normas que se mantengan en el tiempo y que le otorguen al sistema previsibilidad. En este sentido el caso argentino, muestra la evolución no deseada, ya que la década posterior a la crisis del sistema de convertibilidad estuvo caracterizada por la sanción de un sinnúmero de reglamentaciones en el mercado eléctrico que intentaron paliar situaciones coyunturales pero que no le permitieron al sistema definir bajo qué nueva modalidad de coordinación se resolverían las decisiones de producción y de inversión de los agentes.

4.6.1 La Especificidad del Caso Argentino

El modelo de reforma puesto en funcionamiento en Argentina a principios de los '90, fue visto como ejemplo para los países que pretendieron encarar procesos similares en América Latina. La hipótesis general que se ha planteado en esta tesis es que la reforma eléctrica argentina tuvo éxito en introducir condiciones de competencia con alto dinamismo de la inversión en generación. Sin embargo, aunque en la actualidad (como en el periodo posterior a la reforma) Argentina presenta los índices de concentración más bajos de los países estudiados, sigue presentando severos problemas en asegurar las inversiones en aumentos de capacidad instalada que crezcan a una tasa mayor que lo que crece la demanda. Bajo este esquema las nuevas inversiones en generación son propulsadas básicamente por el Estado y por ende tienen las características de ser con fondos públicos-privados.

En este sentido y tal como lo plantea (Joskow, 1983), es necesario destacar que aquellos países que han promovido la competencia en su segmento de generación requieren de al menos tres cuestiones fundamentales para que el sistema funcione: en principio un amplio margen de exceso de capacidad en el sistema que incluye no sólo al segmento de generación sino también a la transmisión y la distribución, por otro lado una demanda que crezca más lentamente que la oferta y por último abastecimiento de gas natural abundante y barato, en sistemas eminentemente térmicos. Tal como se ha visto a lo largo de esta investigación ninguna de las tres condiciones las cumple el caso argentino.

Por lo tanto puede concluirse que para el caso argentino la supuesta competencia no ha asegurado directamente las inversiones ni la sustentabilidad del sistema en el largo plazo, se necesitan otras condiciones para que el sistema se expanda para asegurar el suministro eléctrico. Asimismo, además de las tres cuestiones que menciona Jostow (1983), la condición más importante para que un sistema se expanda en el futuro es generar un marco institucional con reglas claras y estables en el tiempo.

Se cree entonces que la experiencia argentina ha tenido un muy alto grado de especificidad. Esta especificidad ha estado dada al menos por los siguientes tres aspectos característicos: *la forma en que se organizó la industria al momento de la reforma, el tamaño absoluto de mercado y la disponibilidad de gas a precios competitivos.* Es por ello que reviste especial importancia realizar un examen cuidadoso de tales cuestiones y, al mismo tiempo, evaluar más cuidadosamente la real validez y robustez de los divulgados logros alcanzados con la reforma en el caso argentino.

1. La forma en que se organizó la industria eléctrica al momento de la reforma.

En Argentina la reforma se orientó hacia la máxima partición horizontal y vertical de las empresas eléctricas nacionales de forma de promover la competencia tanto como sea posible, tal que en lo que hace a la integración vertical no solo separó institucionalmente a los operadores para cada proceso de la cadena eléctrica, sino que, a diferencia del caso chileno por ejemplo, estableció claramente la incompatibilidad para un mismo prestador de actuar simultáneamente en la generación y transmisión o transmisión y distribución. A este respecto, hay que tener en cuenta que la desintegración vertical de los sistemas eléctricos, y particularmente la desvinculación de la generación de la

distribución, incrementa el nivel de riesgo e incertidumbre para los actores de generación, en especial en aquellos casos donde la componente hidroeléctrica es muy significativa. En consecuencia, es muy probable que el mayor riesgo se traduzca en costos adicionales para el sistema y/o en incertidumbre al incrementar la probabilidad de desabastecimiento. (Pistonesi, 2005)

La independencia de los transportistas tuvo como objeto asegurar el libre acceso de terceros a la red, lo que también debió ser garantizado por los distribuidores siempre que tuvieran capacidad disponible en su red de distribución. Asimismo se estableció la atomización de la industria, y esto implicó la partición de las empresas nacionales en unidades de negocios menores.

Sin embargo, la segmentación vertical y la atomización no resultan suficientes para promover la competencia si no se evita que los actores tomen el control empresarial sobre varios de los segmentos de la cadena. En este sentido, en Argentina y a pesar la desintegración vertical practicada al diseñar la reforma y la incompatibilidad de funciones establecida en el marco regulatorio, algunos grupos económicos han tenido participación en consorcios adjudicatarios en diferentes procesos del sistema eléctrico y, simultáneamente, en los correspondientes a las otras cadenas productivas energéticas (Petróleo y Gas Natural). De este modo ha existido un cierto grado de reintegración que abarca al sistema energético en su conjunto y otorga a tales grupos económicos ciertas ventajas relativas, frente a organismos de control especializados (ENRE y ENARGAS).³² (Pistonesi, 2005; Recalde, 2012).

³² Hay actores que son productores de petróleo y gas natural y participan en consorcios (diferentes) que realizan transporte de gas natural, distribución de gas natural, generación eléctrica, transmisión de electricidad, distribución eléctrica

II. Tamaño de Mercado

Previo a cualquier proceso de reforma o reestructuración de un sistema eléctrico deberían evaluarse cuidadosamente una serie de condiciones que harían posible lograr el objetivo de la eficiencia en la asignación del recurso. Entre estas condiciones es indispensable evaluar el tamaño de mercado al que se está enfrentando, de manera de escoger estructuras acordes con los objetivos que se buscan. Blasnot (1995) plantea que en este proceso de elección se podría optar por un esquema de integración vertical y horizontal, o por la integración vertical en subsistemas, alternativamente puede optarse por algún grado de desconcentración y competencia de generación. La autora plantea que la elección dependerá en primer lugar de la consideración de las ventajas obtenibles a través del pleno aprovechamiento de las economías de escala y de alcance presentes en el sistema: deberá por tanto evaluarse en forma realista la importancia de estas economías que varían de un caso a otro por las características y tamaño de los sistemas y mercados y el grado de complejidad del sistema regulatorio.

En sistemas muy grandes donde el tamaño económico de las centrales en relación al tamaño de los mercados y la capacidad financiera de la economía permiten inversiones ampliamente desconcentradas y diversificadas tecnológicamente, es posible aprovechar la posibilidad de competencia en la elección tecnológica y el diseño de nuevas plantas generadoras. Lo anterior se debería dar en el contexto de una planificación de la capacidad de generación para asegurar la seguridad de abastecimiento al menor costo y/o una satisfactoria asignación de los recursos naturales energéticos. Sin embargo, para que la competencia se materialice es necesario que no haya barreras de entrada al mercado de generación. Es decir los inversionistas potenciales deben tener igual acceso

a los recursos de generación como derechos de aprovechamiento de sitios hidroeléctricos, geotérmicos y otros. (Blasnot, 1995)

En sistemas medianos y pequeños, tiende a mantenerse la conveniencia de la planificación centralizada de las grandes inversiones. En estos casos, debe existir un organismo no comprometido con los intereses de los generadores del sector, con el mandato de los consumidores de planificar una oferta eficiente que tenga la capacidad técnica de definir la secuencia de inversiones de mínimo costo. Este puede ser un organismo estatal regulador. También puede ser un organismo vinculado a la operación coordinada del sistema, siempre que no participen en él los generadores para que la oferta se desarrolle en forma óptima se requiere primero, la libre entrada de nuevos inversionistas y segundo, que los oferentes que existen en el sistema no puedan restringir el crecimiento de la oferta para obtener rentas intramarginales de sus inversiones realizadas. (Blasnot, 1995). Entonces, dados los resultados respecto de la concentración de la propiedad y de la reintegración vertical que se ha producido de hecho, principalmente como resultado de la transnacionalización de la industria, parecería conveniente, por lo menos en los sistemas medianos y con mayor razón en los pequeños promover la integración vertical de los sistemas, imponiendo a los futuros concesionarios la obligación de abastecer la demanda del área que les sea asignada. (Maldonado , 2004)

Pistonesi (2005) presenta un indicador de tamaño de mercado eléctrico (capacidad instalada)³³ para los países objeto de este estudio que adoptaron la modalidad de mercado abierto en la década de los noventa (Cuadro N°14). En el mismo se observa que tanto Argentina como Colombia presentaban un tamaño de mercado moderadamente

³³ El autor plantea que sería más adecuado tomar la demanda máxima de potencia como indicador de tamaño de mercado. Es claro que en tal caso se tendrían valores menores a los indicados en el Cuadro 1.

grande que justificó³⁴ en principio la introducción de la modalidad de mercado. Entre tales países, solo en el caso de Argentina, se estableció inicialmente la segmentación vertical de manera obligatoria. En los otros casos, se planteó que dicha segmentación debía traducirse al menos en la separación contable de los diferentes procesos para las empresas preexistentes (Colombia) o se permitió en los hechos la integración vertical entre ciertos procesos,(Chile) Estas formas de organizar productivamente la industria, luego redundaría en una menor competencia del segmento de generación.

Cuadro N° 14: Tamaño de Mercado en los países que optaron por la modalidad de mercado en su reforma eléctrica.(Año 1994)

País	Capacidad Instalada (MW)
Argentina	17649
Colombia	10080
Chile	4749

Fuente: Pistonesi, Héctor (2005)

III. *La disponibilidad de gas relativamente barato en el contexto de precios relativos de la convertibilidad.*

La aparición de nuevos desarrollos tecnológicos en los equipos de generación térmica (principalmente en las turbinas de gas a ciclo combinado) permitieron reducir la incidencia de las economías de escala en el ámbito de la generación. Sin embargo la condición para el desarrollo de este tipo de tecnologías fue la disponibilidad de gas a precios competitivos, fenómeno que ocurrió en Argentina en los '90, pero que no acontece

³⁴ El autor consideró los datos para el año 1994 debido a que es el punto temporal más cercano a la ejecución de las reformas en los países de la Región

en la actualidad, ya que como ya se ha referido oportunamente Argentina enfrenta una severa crisis de abastecimiento energético, debido básicamente a la insuficiencia de gas para abastecer la demanda interna y externa, pero fundamentalmente la demanda proveniente de las centrales térmicas.

En este sentido en los '90 la disponibilidad de gas permitió un proceso de inversión que atravesó por varias etapas pero que permitió la introducción exitosa de la competencia en la industria eléctrica. La competencia entre los actores de generación térmica, terminó descansando en los contratos de provisión de gas natural, debido a que el despacho térmico por orden de mérito basado en el costo variable horario, conjuntamente con los modelos de valorización económica del agua determinaron el precio en el mercado spot, y evitaba las posibilidades de colusión entre actores. (Pistonesi, 2005) Esta disponibilidad de gas ha sido determinante en el éxito de la reforma en Argentina.

Sin embargo y aunque, la experiencia argentina mostró un proceso de inversiones muy dinámico en generación, el mismo no fue acompañado en la misma magnitud por las inversiones en transporte necesarias para tal incremento en la oferta eléctrica, y esta fue justamente una de las más importantes debilidades de la reforma.

Hacia fines de la década de los '90, la capacidad instalada se ubicaba en un 53% por encima de la demanda máxima. Esta ampliación de la capacidad de generación impulsó una mayor competencia entre generadores propugnando nuevas inversiones, que llamativamente se dieron en un contexto de precios decrecientes, sostenida por un cierto

sobreequipamiento que realimentaron los propios generadores en su búsqueda por mejorar su competitividad.

Algunos autores plantean que las claves de este alto dinamismo de expansión en capacidad de generación térmica se debió al mucho más moderado grado de incertidumbre que debieron enfrentar los inversores, comparativamente con las inversiones en otros países de la región (Colombia y Chile). En este sentido, existieron algunos factores que permitieron que este proceso permaneciera en el tiempo y que contribuyeron a atenuar el grado de incertidumbre, tal como la apreciación cambiaria (derivada del Plan de Convertibilidad), disponibilidad de gas a bajo costo, la menor participación de la componente hidráulica, la mayor estabilidad de los aportes y su capacidad de regulación relativa, los contratos de compra a los adquirentes de las centrales térmicas de la Capital Federal y las expectativas sobre las potencialidades del mercado del Sur de Brasil. Sin embargo, esta sobreinversión que se verificó en el segmento de generación se acompañó de subinversión en el segmento de transmisión, lo que limitó ampliamente el éxito de la reforma³⁵.

³⁵ Según la legislación la expansión de la transmisión es definida por los actores involucrados y los costos de construcción de una nueva línea deben ser cubiertos por quienes hacen uso de ella. De hecho cuando en 1995 se revisa la desregulación en el sector eléctrico se encuentra que la tarificación en la transmisión no se basaba en la demanda de mercado o en los costos incrementales de la transmisión.

4.7 Consideraciones Finales del Capítulo.

En los últimos años los países objeto de este estudio comparativo han puesto en funcionamiento distintos cambios regulatorios e institucionales para asegurar las inversiones y suavizar las fluctuaciones de los precios tanto en los sistemas que dependen del agua (Colombia) como de los sistemas que dependen de la disponibilidad y el precio de los derivados del petróleo (Argentina y Chile). En las normativas estudiadas de los países se reconocen explícitamente la incertidumbre de tener sistemas con alta participación hidráulica, con los riesgos de falta de abastecimiento durante los periodos de sequía y la incertidumbre de aquellos sistemas eléctricos eminentemente térmicos con una fuerte dependencia de aprovisionamiento de gas y de los derivados del petróleo a precios y cantidades oportunas.

En general las normativas que se desarrollaron durante toda la década pasada tuvieron como objetivo primordial incentivar la expansión de la generación a través de asegurar remuneraciones de largo plazo a los generadores, con mecanismos de mercado competitivos pero con cada vez más participación del Estado en las decisiones de planificación de los recursos energéticos. Se observa que estas políticas se encuentran consolidadas en el caso chileno y colombiano y en un estadio todavía de discusión en Argentina. Aunque se reconoce que las decisiones de inversión en Argentina en el periodo post-convertibilidad a diferencia de lo ocurrido en la década post-reforma (post década del 90), han sido desarrollados exclusivamente por el Estado a través de fondos públicos-privados.

Asimismo, en los tres países estudiados se ha observado que el tema de la seguridad de abastecimiento ha sido un tema clave. Y esto ha quedado demostrado en los apartados en los que se estudió la política desarrollada en esta década por los tres países para el fomento de las fuentes renovables de energía. En los tres casos se observa la decisión política y la aplicación de principios y normas regulatorias para la incorporación paulatina de estas fuentes en el futuro de manera de tender a una matriz energética más diversificada en el tiempo.

Por último, de lo estudiado se encuentra que el caso argentino en comparación con las otras dos experiencias mostró en el pasado un alto grado de especificidad que terminó cuando se perdió la posibilidad de aprovisionamiento de gas seguro y a precios competitivos. Es decir la especificidad del caso argentino estuvo muy acotada a un momento histórico como lo fue la década de los años noventa post-reforma del sector y muy ligada a la disponibilidad de un recurso estratégico que en el caso argentino ha estado atada fuertemente a la disponibilidad de gas.

4.8 Bibliografía Citada y Consultada.

Abdala, Manuel Angel (1999)., Institutions, Contracts and regulations of Infraestructure in Argentine, Centro de Estudios para el desarrollo institucional, p.4.

Barrera Rey, F. y García Morales, A. (2010) . Desempeño del mercado eléctrico colombiano en épocas del Niño: lecciones del 2009-2010. Un informe para la asociación colombiana de generadores de energía eléctrica. Madrid, España y Charlottesville VA, EEUU

Blanlots, Vivianne (1993)., La regulación del Sector Eléctrico: La experiencia chilena, disponible en web:

http://www.cieplan.cl/inicio/codigo.php?documento=Capitulo%203%20Parte%202.pdf&PH_PSESSID=3a1b7a1495b1a6ef928e3ce4c97d5ff6

BORKI y PERRY (1998): Más allá del Consenso del Washington: Las instituciones importantes, Banco Mundial, Washington.

CAF Banco de Desarrollo de América Latina (2013), Energía: Una visión sobre los retos y oportunidades en América Latina y el Caribe. Marco institucional y Análisis de la Regulación. Documento de Trabajo.

Carlton, Dennis, y Perloff, Jeffrey (1994) Modern Industrial Organisation, Harper Collins Ed. New York.

Dyner, Isaac (2006)., Understanding the Argentinean and Colombian Electricity Markets (2006)., Electricity Market Reform: An International Perspective, Elsevier.

Estadísticas de Operación 2001-2010. CDEC-SIC

Estrategia Nacional de Energía 2012-2030, Ministerio de Energía de Chile, febrero 2012

Fereidon P. Sioshansi and Cheryl Morgan (1999), Where Function Follows Form: International Comparison of Restructured Electricity Markets, Electricity Journal, april 1999, vol 12, issue 3, p.20-30

Guzowski, C (2000), La Reforma del Sistema Eléctrico Argentino, Revista Estudios Económicos, Vol XVI, UNS. **Indexada en:** Latindex.

IEA's World Energy Outlook 2009

Joskow; P.L; y R, Schmalensee (1983), Market for Power: An Analysis of the electric deregulation", MIT, press, Cambridge MA

Maldonado P, Herrera, B (2007)., Sostenibilidad y Seguridad del abastecimiento eléctrico: Estudio de caso sobre Chile con posterioridad a la ley 20018, CEPAL Chile

Millan, J (1999)., 1999, La Segunda Generación de Bolsas de Energía: lecciones para América Latina, diciembre 1999, BID

Millán, J (2006)., Entre el Mercado y el Estado: Tres décadas de reformas en sector eléctrico de América Latina, BID, 2006, Washington D.C

Millan, Jaime., La Segunda generación de Bolsas de Energía: Lecciones para América Latina, BID, p.5

Newbery, D (2002)., Problems of liberalizing the electricity industry. *European Economic Review* 46, 2002, 919-927

NORTH, DOUGLAS (1990)., Instituciones, Cambio Institucional y Desempeño Económico, Fondo de Cultura Económica.

Larsen, Eric, Dyner, Isaac y otros (2004)., Lessons from deregulation in Colombia: successes, failures and the way ahead, *Energy Policy* 32.

Lemos Cano, S, Botero Botero, S (2012)., Optimización del portafolio de generación hidro-térmico en el mercado eléctrico colombiano, *Dyna*, año N°79, pp 62-71, ISSN 0012-7353.

OLADE/CEPAL/GTZ (2003)., Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la formulación de políticas energéticas.

OLADE/CEPAL/GTZ (1998), “La Modernización del sector energético en América Latina y el Caribe”, Cap III.

OLADE (2012), Panorama General del sector eléctrico en América Latina y el Caribe.

Oliveira, A, McKerron, G (1993)., El enfoque del Banco Mundial sobre la reforma estructural y privatización de la electricidad en el Reino Unido, *Desarrollo y Energía*, Vol 2, Nro 3.

Pachauri, S.; Spreng, D. 2011. Measuring and monitoring energy poverty. *Energy Policy* 39 (12), 7497–7504

Pistonesi, Héctor (2005)., La construcción de mercados de competencia en los sistemas eléctricos de América Latina: presupuestos y realidades.

Raineri; R, Rudnick, H., 1997 Restructuring Chilean Electric and Gas Industries: From Monopolies to competition. Working Paper, Escuela de Ingeniería Pontificia Universidad Católica de Chile

Recalde, M, Guzowski, C (2012) Energy, Security of supply and environment in non developed countries: The renewable energy sources in Latin American electricity markets, “Renewable Energy for Sustainable Future”, (Edited by S.P Lohani) i Concept. ISBN: 978-

14775548-

<http://www.iconceptpress.com/www/site/papers.webView.php?publicationID=BK024-1-1>

Recalde, M. (2009) *Generación eolo-eléctrica en Argentina: Situación actual, instrumentos de promoción y factibilidad*. HYFUSEN 2009.

Recalde, M. Wind power in Argentina: Current state of affairs, policy instruments and economic feasibility". IJHE **35** (11) pp. 5908-5913. 2010

Reporte CER, boletín diciembre del 2013, Centro de energías renovables, Ministerio de Energía

Rodriguez PADila, V La industria eléctrica: Un panorama mundial, renglones 52, Nov-Dic del 2002.

Rozas Balbotín,P (1999)., "La crisis eléctrica en Chile: Antecedentes para una evaluación de la isntitucionalidad regulatoria, CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura N°5, Santiago de Chile, Diciembre de 1999.

Rudnik K, 1998, The electric market restructuring in South America; successes and failures on market design. Plenary Sessio, Harvard Electricity Policy Group, San Diego, C.A, january

Sanchez Albavera, Fernando y hugo Altomonte (1997), "Las reformas energéticas en América Latina" Serie medio ambiente yd esarrollo N°1, Cepal Santiago de Chile, Abril.

Spiller Pablo y Viana Martorell, Luis (1996), How should it be done? Electricity regulation in Argentina, Brazil, Uruguay y chile" en Richard Gilbert y Edward Kahn (Eds): International comparisons of Electricity Regulations, Cambridge Univ. Press

Tirole, Jean (1998): The theory of Industrial Organisation, The Mit Press, Cambridge.

Yaker, F I y Restrepo, J (2000)., El desarrollo de la infraestructura en Colombia en la década de los noventa.

Páginas web consultadas.

Argentina

Secretaría de Energía de la Nación Argentina
www.energia.gov.ar

CAMMESA

<http://portalweb.cammesa.com/default.aspx>

Comité Argentino de la CIER

<http://www.cacier.com.ar/>

Colombia

www.creg.gov.co

www.sui.gov.co

CIER

<https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/colombia>

<http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>

ACOLGEN (Asociación Colombiana de Generadores de Electricidad)

<http://www.acolgen.org.co>.

Comité Colombiano de la CIER (COCIER)

<http://www.cocier.org/>

.

Chile

CDEC-SIC, Estadísticas de Operación, www.cdec-sic.cl

CDEC-SING, Estadísticas de Operación, www.cdec-sing.cl.

CIER

<https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/chile>

Comité chileno de la CIER

www.chicier.cl

Sistema de Información Económica Energética de OLADE, SIEE

<http://siee.olade.org/>

Worldbank

<http://databank.worldbank.org>

International Energy Agency

<http://www.iea.org/>,

US Energy Information Administration

<http://www.eia.gov/countries/>

Conclusiones

La cadena productiva eléctrica es una industria de red, y la electricidad es una fuente energética con un alto grado de especificidad que viene dada por las siguientes condiciones: primero en el mercado eléctrico se comercializa un producto que por sus características específicas debe ser consumido en el momento en que se produce debido a que no es posible almacenarlo; segundo porque es un flujo o una fuente secundaria de energía que puede provenir de la transformación de un amplio conjunto de energías primarias (petróleo, gas natural, carbón, hidroelectricidad, solar, biomasa, eólica); tercero requiere grandes inversiones; y cuarto, la electricidad es un bien esencial que no puede ser reemplazado fácilmente en la sociedad moderna.

En este contexto el mercado deber equilibrar continuamente la demanda y la oferta en tiempo real, lo que implica contar con sistemas con un fuerte respaldo respecto a las reservas. Es decir es fundamental que un sistema eléctrico tenga seguridad de abastecimiento en el corto plazo y suficiencia en el largo plazo. Entonces la confiabilidad de un sistema implica tanto la seguridad como la suficiencia.

Es por esto que los debates actuales se centran en discutir si el mercado por sí solo puede asignar una cantidad de energía socialmente necesaria o si asigna una cantidad menor. Aquí nace la discusión acerca de si la confiabilidad de un sistema eléctrico es un bien privado o un bien público, y por tanto si se puede dejar su provisión solamente en manos del sistema de precios.

La discusión de este tema es sumamente relevante porque bajo la modalidad de mercado abierto adoptado por los países seleccionados, el mecanismo de precios del sistema competitivo debería haber suministrado las señales adecuadas para garantizar las inversiones en nueva capacidad de generación. Sin embargo a lo largo de esta investigación se ha visto, que por distintos problemas en cada caso, sequía en Colombia y Chile, falta de abastecimiento de gas en Chile y Argentina, el sistema comenzó a no asegurar o, a no respaldar la demanda eléctrica en continuo crecimiento. Por lo tanto existieron una serie de factores que obstaculizaron o impidieron que el mercado spot de electricidad proporcionara los incentivos suficientes para asegurar las inversiones en nueva capacidad. Esto se tradujo en que los tres países han reconocido la importancia del objetivo de la confiabilidad, y han puesto en funcionamiento mecanismos de incentivos a nuevas inversiones que complementan el accionar del mercado. La evidencia empírica muestra que el mercado asigna menos energía que la socialmente deseable, por esto aparece en la literatura los denominados mecanismos de pago por capacidad o los cargos de confiabilidad, puestos en funcionamiento por los tres países, donde el regulador decide que monto se debe comprar de energía. A través de estos mecanismos el regulador simplemente obliga a los agentes del mercado a comprar o vender un producto a través del cual se supone se asegura el abastecimiento en el mercado en el mediano a largo plazo.

Por otro lado es importante remarcar que, también por las características que presenta la electricidad, un problema de abastecimiento focalizado en el aprovisionamiento de alguna fuente primaria se descarga directamente sobre el segmento de generación condicionando su abastecimiento. Por lo tanto el eslabón de generación eléctrica de los países estudiados, depende fuertemente de las decisiones de inversión en

otras cadenas productivas principalmente la cadena hidrocarburífera, para el caso de Argentina y Chile.

Es por lo anteriormente mencionado que en esta tesis se ha elegido como enfoque metodológico un análisis sistémico y multidimensional en el que se reconocen las mutuas interdependencias entre los eslabones de distintas cadenas productivas. El análisis realizado ha sido principalmente descriptivo, estadístico y analítico, pero siempre desde una perspectiva comprensiva e histórica atendiendo a las similitudes y diferencias de los casos estudiados.

A partir de la observación de las experiencias elegidas ha sido posible extraer lecciones que muestren las consecuencias económicas de la elección de determinadas modalidades de coordinación en la industria, de forma de poder avanzar en la comprensión del funcionamiento del segmento de energía eléctrica en Argentina

Por lo tanto la comparación con el modelo seguido por Argentina ha tenido como objetivo proporcionar algunas consideraciones generales sobre distintos aspectos positivos y negativos relativos a la forma de organización sectorial y funcionamiento general de la industria.

En términos generales se puede concluir que Chile fue el país precursor en la región en implementar reformas tendientes a la apertura y la liberalización de los mercados eléctricos a comienzos de los ochenta en el contexto de la industria eléctrica mundial (Guzowski y Recalde, 2010, Rainieri, 2006). Sin embargo, a diferencia de otras experiencias como por ejemplo el caso argentino, la desregulación tuvo como

característica una institucionalidad con reguladores con buen grado de capacidad técnica, con poca independencia política y una agencia de defensa de la competencia independiente y con alto involucramiento sectorial, promoviendo políticas estables para el sector. Lo anterior se ha diferenciado del caso argentino en que en este último la política relativa a los servicios públicos se caracterizó por haber sido extremadamente volátil, y por no haber invertido en capacidad institucional para manejar los cambios en el sector. (Bergara y Pereyra, 2005). Asimismo, como en ningún otro caso, tanto por ser los primeros como por las características peculiares de su sistema político, los chilenos tuvieron bastante tiempo para pensar su sistema y para preparar y ejecutar una transición pausada y tranquila desde el sistema existente lo que se tradujo en el establecimiento de un modelo con bastante consistencia institucional lo que generó en el largo plazo resultados bastantes estables. (Millán, 1999). Las agencias regulatorias en general han contado con recursos humanos y económicos considerablemente mayores que en el resto de la región, los que les permitió funcionar con un alto nivel de solvencia técnica aunque no han tenido independencia del poder político. (Bergara y Pereyra, 2005)

Asimismo, a diferencia con otras experiencias de desregulación (como ejemplo el caso argentino o colombiano) en Chile el enfoque de las reformas fue más gradual donde las medidas se separaron y dispusieron temporalmente. Sin embargo la reforma no impidió la integración vertical entre los distintos segmentos de la cadena productiva eléctrica, lo que se tradujo en que ENDESA mantuviera una posición dominante en el mercado y que participara en el segmento de transmisión. (Maldonado, 2004, Bergara y Pereyra, 2005). Una de las características fundamentales del sistema eléctrico chileno ha sido la alta concentración de la industria.

En términos generales en los países seleccionados, ocurrieron crisis de abastecimiento eléctrico que llevaron a reformular las reformas originales. En este sentido la preocupación fundamental de los reguladores ha sido cómo asegurar las inversiones en nueva capacidad de manera de reducir la incertidumbre en el sector. Como respuesta a esto, en los últimos años se han implementado nuevas reformas en la estructura y en las instituciones del sector de generación que han estado orientadas a un mayor protagonismo del Estado en las actividades del sector y en asegurar el suministro en el largo plazo en los tres países seleccionados en esta investigación.

Como se ha visto en este trabajo, tanto en Chile como en Colombia se evidencia un mayor énfasis en la planificación de la expansión, consolidándose cambios en la regulación de la generación en lo referido directamente a las licitaciones de los contratos de largo plazo con participación de empresas privadas o públicas. Si bien es cierto que Chile sigue optando por la modalidad de mercado abierto como forma de organización del sectorial, la expansión se ha sustentado básicamente para abastecer la demanda en el mercado de contratos y ha sido planificada por el Estado.

En lo referente al caso argentino puede concluirse que después de más de veinte años de la puesta en funcionamiento del modelo de reforma del sector eléctrico, fue posible introducir competencia en el segmento de generación principalmente en los noventa, pero esta por sí sola no generó los incentivos para sostener el crecimiento de las inversiones y el aumento de la capacidad instalada en el largo plazo. Es decir, si bien es cierto que de los tres casos estudiados el caso argentino es el que presenta los menores índices de concentración en el eslabón de generación, esto no ha asegurado las inversiones y el aumento en el margen de reserva del sistema. Y este tema es un

requisito fundamental para hacer sostenible un sistema, y es la preocupación fundamental de cualquier sistema eléctrico en la actualidad.

A lo largo de esta investigación, se ha visto que lo anterior ha sido consecuencia de la fuerte especificidad que presenta el sector eléctrico argentino, y que se debe a las disponibilidad de recursos primarios, que en este caso ha sido el gas, y a la posibilidad que han tenido los actores privados de encadenar el segmento de generación eléctrica con el segmento de producción de gas. Esto significó que algunas empresas de gas natural encontraran en la diversificación horizontal hacia la electricidad, el camino para explotar sinergias de envergadura, buscando entonces reintegrarse verticalmente para aprovechar economías de escala y de alcance.

Es necesario además mencionar que el modelo de reforma del sector eléctrico argentino funcionó de manera correcta (en términos de continuidad de suministro y precios relativamente estables que tendió a la baja) mientras existió un margen de reservas de producción muy amplio, y esto se dio a fines de los noventa, en los que inclusive se evidenció sobreequipamiento en el sector. En cambio, cuando a partir del año 2004, el nivel de reservas cayó como consecuencia de la existencia de insuficiencia de gas para abastecer el segmento de generación, comenzó la escasez y la extrema volatilidad. Entonces, el problema radica en que en los mercados en que se desregula e introduce competencia, los márgenes de reserva tienden a caer. Más aún, cuando los actores privados no se encuentran obligados a tener capacidad excedente ajustan su parque de generación para reducir costos y así ofertar mejores precios (Rodríguez Padilla, 2002). Entonces la eliminación de la capacidad instalada excedente se transforma en un cuello de botella del sector, que en el caso argentino se fue resolviendo

con fondos públicos y privados en los que el Estado obligó a las empresas a invertir en nueva generación a cambio de las acreencias que el Estado mantenía con ellas (FONIVEMEN).

Adicionalmente surge de este trabajo la fuerte debilidad institucional en el que se encuentra inmerso el sector, asociada a la ausencia de instituciones que aseguren reglas claras y transparentes que permanezcan en el tiempo. Tal como se ha visto en el capítulo tres, el segmento de generación en los últimos diez años ha estado atiborrado de normas y nuevas regulaciones que intentaron establecer mecanismos para mejorar el funcionamiento general del eslabón de generación, pero que en términos generales le fueron introduciendo cada vez más complejidad a la actividad.

Por todo lo anteriormente mencionado es que en la actualidad el sector de generación eléctrica en Argentina se encuentra inmerso en una etapa de transición, con fuertes cambios en la organización sectorial y la regulación, al tiempo que cobra importancia el rol del Estado como planificador del sector, a diferencia de lo ocurrido en los noventa. Se observa la tendencia hacia una forma de organización sectorial (Comprador único) que se encuentra desplazando al modelo anterior, en el cual las decisiones en el eslabón de generación estaban dominados por el mercado (Mercado Abierto)

Por último, retomando el marco metodológico elegido en este trabajo de investigación, se cree que el enfoque utilizado para analizar el segmento de generación no debería estar aislado de lo que ocurre en otros segmentos de la cadena productiva energética, principalmente por la fuertes vinculaciones que existe entre el segmento de

generación y otras fuentes primarias de energía. En este sentido, se cree que este enfoque sólo puede ser realizado desde la perspectiva de un agente que observe el sistema en su totalidad y tenga la capacidad regulatoria para articular políticas públicas sistémicas y transversales a todos los sectores involucrados en la producción de energía eléctrica.

Bibliografía Citada y Consultada.

Bergara, M, Pereyra, A (2005)., El proceso de diseño e implementación de políticas y las reformas de los servicios públicos, Departamento de Economía, Facultad de Ciencias Sociales, Universidad de la República, Documento N° 17/05, Nov 2005.

Guzowski, C; Recalde, M. (2010). Latin American Electricity Markets and Renewable Energy Sources; the Argentinean and Chilean cases. International Journal of Hydrogen Energy 35 (11), 5813-5817

Maldonado P, Herrera, B (2007)., Sostenibilidad y Seguridad del abastecimiento eléctrico: Estudio de caso sobre Chile con posterioridad a la ley 20018, CEPAL Chile

Millan, J (1999)., 1999,La Segunda Generación de Bolsas de Energía: lecciones para América Latina, diciembre 1999, BID

Raineri, R, 2006. "Chapter 3: Chile: where it all started" in Electricity Market Reforms: An economic feasibility. International Journal of Hydrogen Energy 35 (11) pp.5908-5913

Rodriguez Padilla, V (2002)., La industria eléctrica: Un panorama mundial, Revista renglones N°52,

Anexo

GRADO DE CONCENTRACION DEL MERCADO, ESTIMACION DEL INDICE DE HHI- COLOMBIA.2012

Grupo Económico	Unidad	Análisis por unidad		Análisis por Grupo	
		P (MW)	S_i^2	P (MW)	S_i^2
AES & CIA S.C.A E.S.P	CHIVOR	1000		1000	53
CENTRAL HIDROELECTRICA CALDA S.A E.S.P	ESMERALDA SAN FRANCISCO TERMODORADA	30 135 151		316	5.29
EMGESA S.A E.S.P	BETANIA GUAVIO LA GUIACA PARAÍSO CENTRAL CARTAGENA I, 2 Y 3 ZIPAEMG 2, 3, 4, 5	540 1200 324 276 187 225		2752	400
EMPRESA URRRA S.A E.S.P	URRA	38		38	0
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A	ALTO ANCHICAYA BAJO ANCHICAYA CALIMA PRADO SALVAJINA TERMOVALLE	355 74 132 46 285 205		1097	64
EMPRESA PUBLICA DE MEDELLIN	GUADALUPE III GUADALUPE IV GUATAPE LA TASAJERA PLAYAS PORCE II PORCE III TRONERAS TERMO SIERRA	270 202 560 306 201 405 660 40 460		3104	511
ISAGEN S.A E.S.P	JAGUAS MIEL I SAN CARLOS TERMOCENTRO I	170 396 1240 278		2084	229
COMPANIA COLOMBIANA DE INVERSIONES S.A	MERILECTRICA	169		169	1.51
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A	PALENQUE	13		13	0
EMPRESA DE GENERACION DE CALI	TERMO CALI	229		229	2.7
GEN Y COMERC DE ENERGIA DEL CARIBE S.A	BARRANQUILLA 3 Y 4 GUAJIRA I Y 2 TEBSAB	127 290 791		1208	77

Conclusiones

GESTION ENERGETICA S.A	PAIPA 1, 2, 3 Y 4	321		321	5.44
PROELECTRICA& CIA	PROELECTRICA 1 Y 2	90		90	0.4
TERMOCANDELARIA	TERMOCANDELARIA 1 Y 2	314		314	5.21
TERMOFLORES	FLORES 1 Y4B	610		610	19.7
TERMOTASAJERO S.A	TASAJERO	155		155	0
TERMO YOPAL GENER	TERMOYOPAL	30		30	0
TOTAL SIN COLOMBIA		13730			1374.25

GRADO DE CONCENTRACION DEL MERCADO, ESTIMACION DEL INDICE DE HHI- CHILE.2012

Grupo Económico	Unidad	Análisis por unidad P (MW) S _i ²		Análisis por Grupo P (MW) S _i ²	
ENDESA	PEHUENCHE ENDESA PANGUE SAN ISIDRO CELTA GAS ATACAMA	699 3784 467 379 182 781		6292	1287
AES GENER	GUACOLDA AES GENER SIC SOC. ELEC STGO AES GENER SING NORGENER ELECTRICA ANGAMOS	308 1219.8 479 643 277 545		2281.8	168
COLBUN S.A	COLBUN TIERRA AMARILLA	2753.7 165		2918.7	338
E-CL- S.A (Ex Edelnor)	E-CL ELECTROANDINA TERMoeLECTRICA ANDINA INVERSIONES HORNITOS	1796 1105 169 170		3240	338.6
ARAUCO	ARAUCO BIOINGENIERIA	180.3		180.3	1
ENERPLUS	IBENER S.A	134.6		134.6	1
EMPRESA ELECTRICA PUYEHUE	PUYEHUE	40.8		40.8	0
S.G.A	S.G.A	39.6		39.6	0
DUKE ENERGY	CAMPANARIO	219.2		219.2	2
PACYFIC HYDRO	PACYFIC HYDRO LA HIGUERA LA CONFLUENCIA CHACAYES	10.8 160 163.2 112		446	6

Conclusiones

POTENCIA CHILE	LOS ESPINOS POTENCIA	122 115.2		237.2	2
ENERGIA LATINA S.A	ENLASA	276		276	3
NORTH ELECTRIC POWER S.A	ENORCHILE	11		11	0
OTROS		1289.6		1289.6	54
TOTAL		17300.2		17607.5	2201

GRADO DE CONCENTRACION DEL MERCADO, ESTIMACION DEL INDICE DE HHI- ARGENTINA.2012

Grupo Económico	Unidad	Análisis por		Análisis por Grupo				
		unidad P (MW) S_i^2		P (MW) S_i^2				
AES	CENTRAL HIDRO ALICURA	1050 102		4994	292			
	CENTRAL HIDRO CABRA CORRAL	10						
	CENTRAL HIDRO EL TUNAL	45 45						
	CENTRAL HIDRO QUEB	845 33						
	CENTRAL HIDRO ULLUM	675 125						
	CENTRAL TERM PARANA	823 825						
	CENTRAL TERM SARMIEN	416						
	CENTRAL TERM S.NICOLAS							
	CENTRAL HIDRO CARAC							
	CENTRAL TER M. BELGRAN							
	CENTRAL TER J. SAN MART							
	CENTRAL TER TERMOANDE							
	ENDESA CHILE (64% POR MEDIO DE HIDROINVEST S.A EN DONDE LA EMPRESA CUENTA CON EL 94%)	CENTRAL EL CHOCON CENTRAL ARROYITO	1200 128				1328	20
	ENDESA COSTANERA (ENDESA ARGENTINA Y EMPRESA NAC DE ELECTR)	CENTRAL TER COSTANERA	2304				2304	62
	ENDESA INTERNACIONAL	CENTRAL DOCK SUD	870				870	9

Conclusiones

YPF S.A. PAN AMERICAN ENERGY HOLDING LTD					
EPEC	CENTRALES HIDRO CENTRALES TERMO	872 863		1735	35.3
ESTADO NAC ARG Y EST NAC PARAGUAY	C. HIDRO YACYRETA	3100		3100	112
ESTADO NAC ARG Y EST NAC URUG	C. HIDRO BINAC DE SALTO GRANDE	945		945	10.45
SADESA	CENTRAL PUERTO H. PIEDRA DEL AGUILA C. TERM MENDOZA LA PLATA COGENERACION	1777 1400 554 127		3858	174
NUCLEOELEC ARG S.A	ATUCHA I EMBALSE	357 648		1005	11.8
PLUSPETROL RESOURCES CORPORATION	C. TERM TUCUMAN C. TERM S. M DE TUCU C. TERM PLUSPETROL NOR	446 382 232		1060	13.17
PAMPA HOLDING	HIDRO LOS NIHUILES HIDRO DIAMANTE C. TERM GUEMES C. TERM PIEDRABUENA C. TERM LOMA DE LA LATA C. TERM PIRQUIRENDO	265 388 364 620 553 30		2220	58
PETROBRAS ARG	C TERM GENALBA HIDRO PICUN LEUFU	660 261		921	10
GRUPO ALBANESI	GENER MEDITERRANEA SOLALBAN ENERGIA GENER INDEPEND GENER FRIA C. TERMICA ROCA GENER ROSARIO GENER LA BANDA	250 165 120 60 126 160 60		941	10
DUKE ENERGY	C TERM DUKE ENERGY DUKE ENERGY CERROS COLORADS	47 472		519	3.14
HIDRO FUTALEUFU	HIDRO FUTALEUFU	472		472	2.60
CT DIQUE	CT DIQUE	55		55	0
CAPEX	CT CAPEX	661		661	5
CT DE LA COSTA ATLA	CT DE LA COSTA ATLAN	536		536	3.30
CT EMDERSA SALTA	CT EMDERSA SALTA	30		30	0
CT ENERGIA DEL	CT ENERGIA DEL	125		125	0

Conclusiones

SUR	SUR				
CT GENER CORDOBA	CT GENER CORDOBA	26		26	0
YPF ENER ELECTRICA	YPF ENERGIA ELECTRICA	829		829	8
GENER ELEC TUCUMAN	GENER ELEC TUCUMAN	232		232	0
TECHINT	CT SIDERCA	163		163	0
CONSORCIO EMPRESAS POTRERILLOS	CONSORCIO EMPRESAS POTRERILLOS	207		207	0
ENTE EJECUTIVO PARA EMB. CASA PIEDRA	ENTE EJECUTIVO PARA EMB. CASA PIEDRA	60		60	0
		29196		29196	832

Fuente: Elaboración propia con datos de CDEC-SIC, CDEC-SING y www.creg.gov.co